

INFORME MENSUAL

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Junio 2019

Resumen

Se presenta a continuación un panorama general de la operación en el Sistema Eléctrico Nacional (en adelante SEN) ocurrida durante el mes de junio de 2019.

Durante este mes, el costo marginal real de energía (mercado spot), en barras representativas del SEN, presentó las siguientes variaciones respecto del mismo mes de 2018:

| Año | Crucero | D. de Almagro | P. de Azúcar | Quillota | Alto Jahuel | Charrúa | Concepción | Pto. Montt |
|------|----------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| 2018 | 54,0 | 50,7 | 54,8 | 77,9 | 80,5 | 77,8 | 79,5 | 79,3 |
| 2019 | 48,3 | 48,4 | 50,0 | 52,2 | 53,0 | 51,3 | 51,9 | 49,1 |
| Δ% | (10,6%) | (4,6%) | (8,8%) | (33,0%) | (34,2%) | (34,0%) | (34,7%) | (38,0%) |

A su vez, la producción de energía en el SEN presentó los siguientes indicadores:

| Producción | | jun-18 | jun-19 | Δ% 2019 vs 2018 |
|------------|--------------|----------------|----------------|-----------------|
| MWh/h | Máx. SEN | 10.518,0 | 10.694,4 | 1,7% |
| | | Día 24 hora 12 | Día 24 hora 17 | |
| | Mín. SEN | 7.134,0 | 7187,0 | 0,7% |
| | | Día 17 hora 6 | Día 16 hora 6 | |
| GWh/día | Día máx. SEN | 230,1 | 230,6 | 0,2% |
| | | jue 26/jul18 | jue 27/jun19 | |
| GWh/mes | SEN | 6.537,3 | 6.488,1 | (0,8%) |

Por otro lado, la participación en el abastecimiento de la demanda mensual según tipo de aporte durante el mes de junio de 2019, y su comparación con igual periodo del año anterior, se resume en el siguiente cuadro:

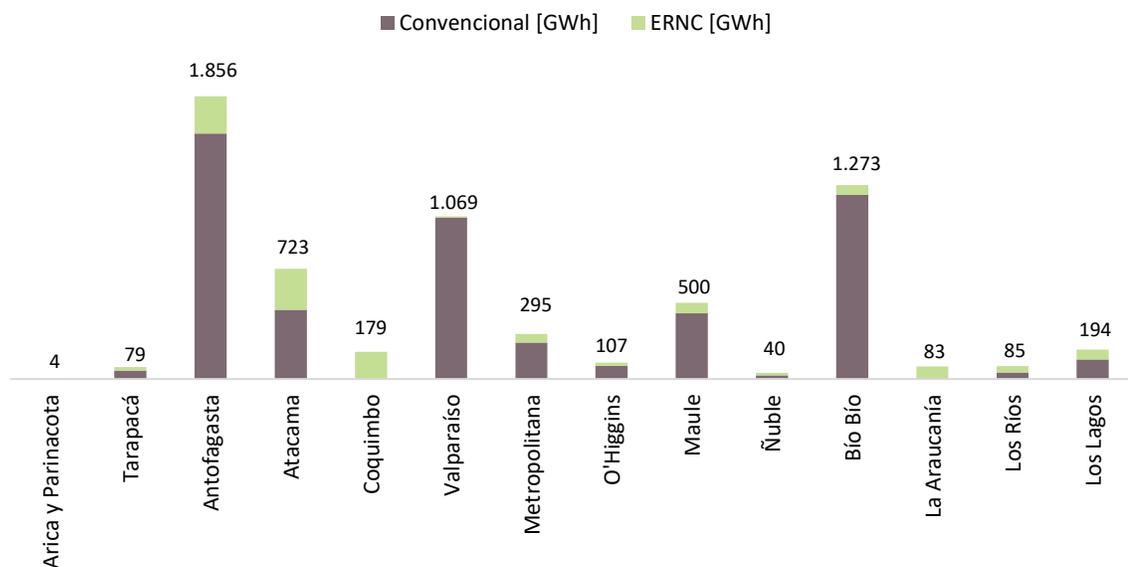
| SEN | Producción Bruta de Energía SEN | | | |
|------------|---------------------------------|------------|--------------|------------|
| | jun-18 [GWh] | jun-18 [%] | jun-19 [GWh] | jun-19 [%] |
| Hídrica | 1.559,7 | 23,9% | 1.620,6 | 25,0% |
| Térmica | 4.286,2 | 65,6% | 4.060,8 | 62,6% |
| Eólico | 366,4 | 5,6% | 438,3 | 6,8% |
| Solar | 308,5 | 4,7% | 350,8 | 5,4% |
| Geotérmica | 16,4 | 0,3% | 17,7 | 0,3% |

De acuerdo con el tipo de tecnología y desagregando los diferentes tipos de producción, se obtienen las siguientes participaciones:

| Detalle Producción | | |
|--------------------|----------------|---------------|
| Tipo | SEN [GWh] | % |
| Solar | 350,8 | 5,4% |
| Eólica | 438,3 | 6,8% |
| Geotérmica | 17,7 | 0,3% |
| Biogás | 17,2 | 0,3% |
| Biomasa | 148,3 | 2,3% |
| Carbón | 2.632,8 | 40,6% |
| Cogeneración | 12,2 | 0,2% |
| Gas Natural | 1.197,4 | 18,5% |
| Hidráulica Pasada | 884,4 | 13,6% |
| Hidráulica Embalse | 736,1 | 11,3% |
| Petróleo Diesel | 15,8 | 0,2% |
| Petcoke | 37,1 | 0,6% |
| Total | 6.488,1 | 100,0% |

*Otros térmicos considera combustible Butano, Propano y Cogeneración. Gas Natural incluye Gas Argentino y GNL.

El siguiente gráfico, presenta la participación de cada región en la producción de energía durante el mes de junio, destacando lo referido a producción con Energías Renovables (ERNC).



Adicionalmente, el detalle de las ventas esperadas de energía para el mes de junio es el siguiente:

| Ventas [GWh] | SEN | | |
|--------------|----------------|----------------|-----------------|
| | jun-18 [GWh] | jun-19 [GWh] | Δ% 2019 vs 2018 |
| Regulados | 2.803,1 | 2.498,8 | (10,9%) |
| Libres | 3.268,0 | 3.531,1 | 8,1% |
| Total | 6.071,0 | 6.029,9 | (0,7%) |

Finalmente, cabe destacar que, para el Sistema Eléctrico Nacional, las características del año hidrológico abr19 – jun19, al cierre del mes de junio, muestran que la probabilidad de excedencia alcanza el 93,0% (año del tipo seco).

Índice

| | |
|---|----------|
| Introducción | 2 |
| Sistema Eléctrico Nacional (SEN) | 3 |
| 1. CAPACIDAD INSTALADA | 3 |
| 2. INDICADORES ECONÓMICOS | 3 |
| 2.1. DESACOPLES EN EL SEN | 3 |
| 2.2. REDUCCIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES (ERNR) | 4 |
| 2.3. COSTOS MARGINALES REALES | 4 |
| 2.4. COSTOS MEDIOS DE OPERACIÓN | 5 |
| 3. OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO | 6 |
| 3.1. COMPARACIÓN OPERACIÓN REAL Y PROGRAMADA | 6 |
| 3.2. GENERACIÓN BRUTA REAL | 6 |
| 3.3. INTERCONEXIÓN SEN-SADI | 8 |
| 3.4. VENTAS DE ENERGÍA | 8 |
| 3.5. RETIROS SEN | 10 |
| 4. HECHOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN | 11 |
| 4.1. MANTENIMIENTOS | 11 |
| 4.2. EVENTOS NO PROGRAMADOS | 11 |
| 4.3. PRECIOS DE COMBUSTIBLES | 12 |
| 4.4. CONDICIONES ESPECIALES DE OPERACIÓN | 12 |
| 4.5. COTAS INICIALES Y FINALES | 13 |
| 4.6. MODELOS PARA LA OPERACIÓN DEL SEN Y CÁLCULO DE CMG | 13 |
| 5. CAMBIOS EN EL ESTADO DE INSTALACIONES | 14 |
| 5.1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN | 14 |
| 5.2. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN | 16 |
| 6. INFORMACIÓN BASE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN | 17 |
| 6.1. PREVISIÓN DE VENTAS | 17 |
| 6.2. PROGRAMA DE OPERACIÓN | 17 |
| 7. ANEXOS SEN | 23 |

Introducción

El Sistema Eléctrico Nacional, cuya cobertura geográfica comprende desde las regiones de Arica y Parinacota, por el Norte, hasta la Isla Grande de Chiloé, por el Sur, con una longitud cercana a los 3.100 km, se encuentra 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 31 del D.S. N° 291/2007 modificado a través del D.S. N° 115/2012.

Este señala que se deben enviar a la Comisión Nacional de Energía, dentro de los primeros 10 días hábiles de cada mes, un informe resumido que contenga, entre otras, las siguientes materias:

a) Costos marginales instantáneos de energía, transferencias de energía y de potencia, cobros y pagos entre generadores, correspondientes al mes anterior;

b) Síntesis de las desviaciones más importantes entre la programación y la operación real de las unidades generadoras y hechos relevantes ocurridos en la operación del sistema durante el mes anterior, tales como vertimientos en centrales hidroeléctricas y fallas de unidades generadoras;

c) Valores de las variables que mayor incidencia han tenido en los costos marginales instantáneos durante el mes anterior;

d) Programa de operación para los siguientes 12 meses, incluyendo niveles de operación de los embalses, stock de combustibles disponible para generación y la generación esperada de cada central, y

e) Las modificaciones que se hayan efectuado a los modelos matemáticos y programas computacionales destinados a la planificación de la operación y al cálculo de los costos marginales instantáneos de energía.

En cumplimiento con lo señalado, se presenta a la Comisión Nacional de Energía (CNE) el Informe Mensual del Coordinador Eléctrico Nacional, correspondiente al mes de junio de 2019.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

1. CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional a junio de 2019 alcanza los 25.008,3 MW, de los cuales el 54,4% es provisto por centrales termoeléctricas y el 27,1% por centrales hidroeléctricas, como se muestra en la Figura 1. Respecto a los proyectos esperados a conectar durante 2019 (declarados en construcción con Resolución CNE) y que totalizan 1.046 MW, ellos corresponden mayoritariamente a proyectos Solares (40,5%), a Térmicos (32,9%) y a Eólicos (21,4%).

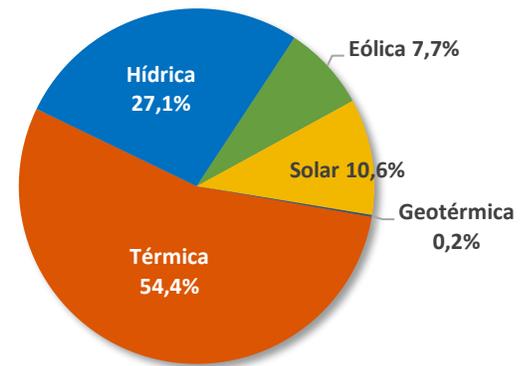


Figura 1: Capacidad instalada SEN

2. INDICADORES ECONÓMICOS

2.1. DESACOPLES EN EL SEN

Durante el mes de junio se produjeron desacoples en el SEN originados tanto por la activación de restricciones y/o limitaciones en transmisión, así como por fallas de elementos de generación-transmisión. Los elementos con los 5 mayores tiempos de desacople se muestran en la Figura 2, mientras que el detalle de esos desacoples se incorpora en Anexo SEN.

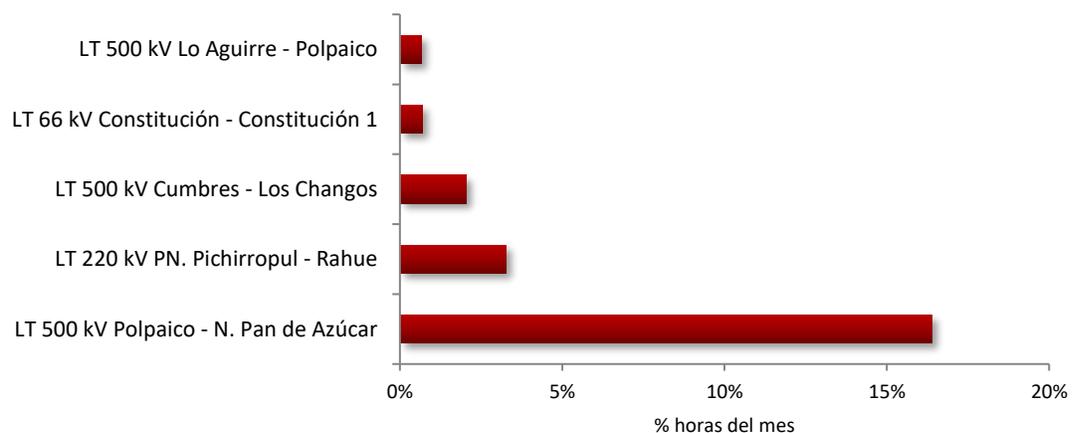


Figura 2: Mayores Tiempos de Desacople en el SEN.

2.2. REDUCCIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES (ERNC)

Durante el mes de junio no se registraron reducciones de energía eólica y solar en el Sistema Eléctrico Nacional. Por otro lado, la reducción ERNC acumulada al cierre de junio alcanzó a 144 GWh, un 58% menor respecto de igual periodo del año 2018 (343 GWh).

2.3. COSTOS MARGINALES REALES

El detalle de los costos marginales del mes de junio se incluye en el Informe de Valorización de Transferencias respectivo, publicado en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional. Sin perjuicio de lo anterior, en el presente informe se incluye una revisión preliminar del comportamiento de los costos marginales promedios diarios, con la información disponible a la fecha.

En la Figura 3 se presentan los costos marginales promedio diarios de las barras Crucero 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV, Quillota 220 kV, Alto Jahuel 220 kV y Puerto Montt 220 kV, observados durante el mes de junio de 2019, presentándose en el Anexo el respectivo detalle horario de los mismos.

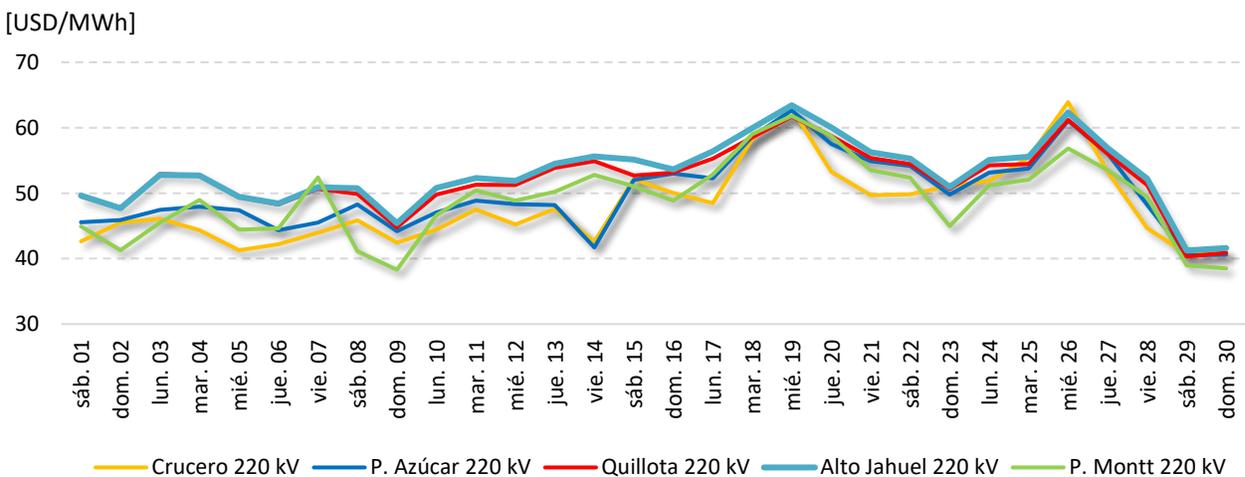


Figura 3: Costos Marginales Promedio Diarios en el SEN.

2.4. COSTOS MEDIOS DE OPERACIÓN

El costo medio de operación preliminar del mes de junio de 2019 en el SEN fue de 22,8 USD/MWh.

En la Figura 4 se presenta la comparación entre los promedios del costo medio de operación y el costo marginal promedio en la barra crucero y Alto Jahuel 220 kV. El detalle se incorpora en Anexo SEN.

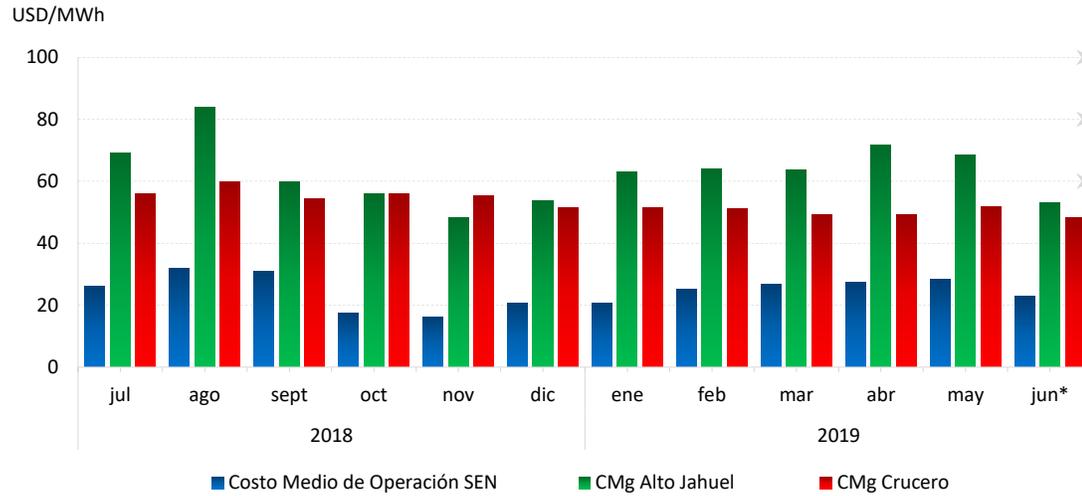


Figura 4: Costos Medios de Operación y Costos Marginales de Crucero y Alto Jahuel 220 kV (*mes de junio preliminar).

3. OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1. COMPARACIÓN OPERACIÓN REAL Y PROGRAMADA

La generación bruta real del mes de junio alcanzó 6.488,1 GWh, con una disminución del 2,7% con respecto al programa mensual previsto para este mismo mes.

A continuación, se presenta gráficamente la comparación entre la generación mensual real y programada, según su fuente de producción, mientras que su detalle se incorpora en Anexo SEN.

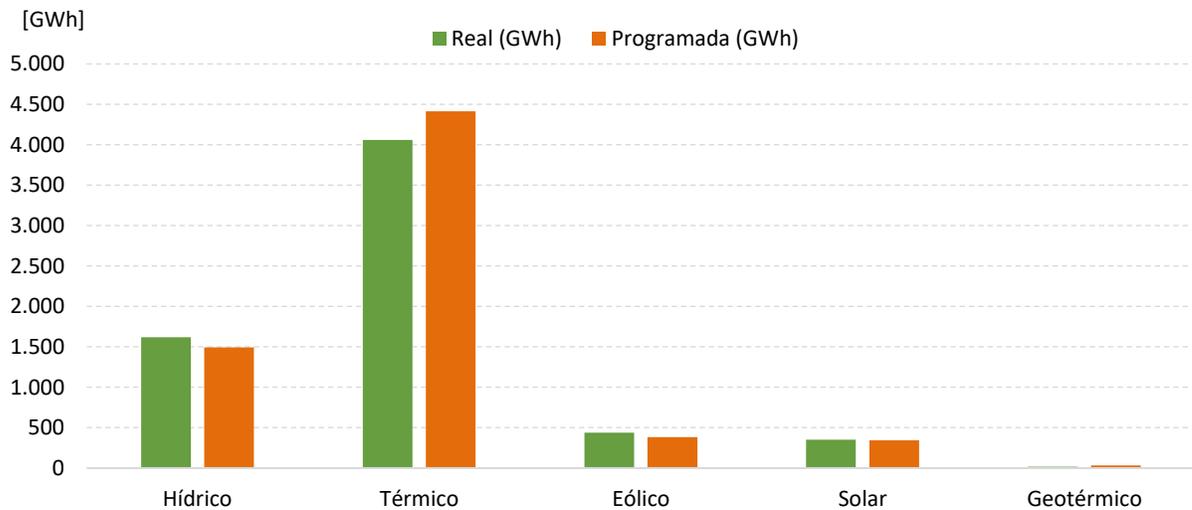


Figura 5: Comparación Generación Real y Programada por fuente.

3.2. GENERACIÓN BRUTA REAL

Los 6.488,1 GWh de producción bruta de energía alcanzada por el SEN en el mes representa una disminución del 0,8% respecto de la producción de energía registrada en similar mes del año 2018, la cual alcanzó los 6.537,3 GWh. La composición de esa producción mensual correspondiente a junio de 2019, por tipo de aporte, se presenta en la Figura 6, mientras que su detalle se incorpora en Anexo SEN.

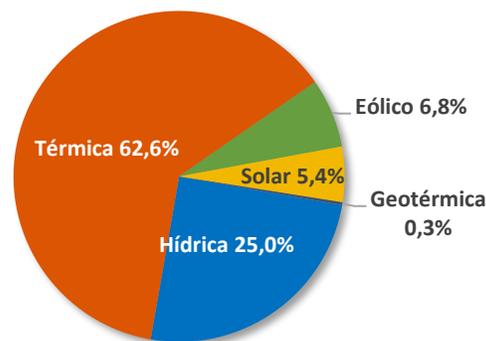


Figura 6: Generación mensual SEN desagregada por tipo de fuente.

En la Tabla 1 se presenta el detalle de los valores de generación:

Tabla 1: Producción Bruta de Energía, comparación con mismo mes del año anterior.

| Producción Bruta de Energía del SEN (GWh) | jun-18 [GWh] | jun-19 [GWh] | $\Delta\%$ 2019 vs 2018 |
|---|----------------|----------------|-------------------------|
| Hídrico | 1.559,7 | 1.620,6 | 3,9% |
| Térmico | 4.286,2 | 4.060,8 | (5,3%) |
| Eólico | 366,4 | 438,3 | 19,6% |
| Solar | 308,5 | 350,8 | 13,7% |
| Geotérmico | 16,4 | 17,7 | 7,9% |
| Total | 6.537,3 | 6.488,1 | (0,8%) |

La producción bruta máxima media horaria alcanzó el valor de 10.694,4 MWh/h, y tuvo lugar el lunes 24, siendo un 1,7% mayor a la máxima producción registrada en junio de 2018, la cual alcanzó los 10.518,0 MWh/h. Por otro lado, la producción mínima horaria registrada el domingo 16 y alcanzó los 7.187,0 MWh/h, siendo un 0,7% mayor que la mínima producción registrada en junio de 2018, la que alcanzó 7.134,0 MWh/h.

La máxima producción diaria de energía se registró el jueves 27, alcanzando 230,6 GWh, valor que resulta ser un 0,2% mayor que la máxima producción diaria registrada en junio de 2018, la cual alcanzó los 230,1 GWh. En las Figura 7 y Figura 8 se muestra la evolución diaria durante el mes de junio y el resumen anual de estos indicadores en 2019, respectivamente.

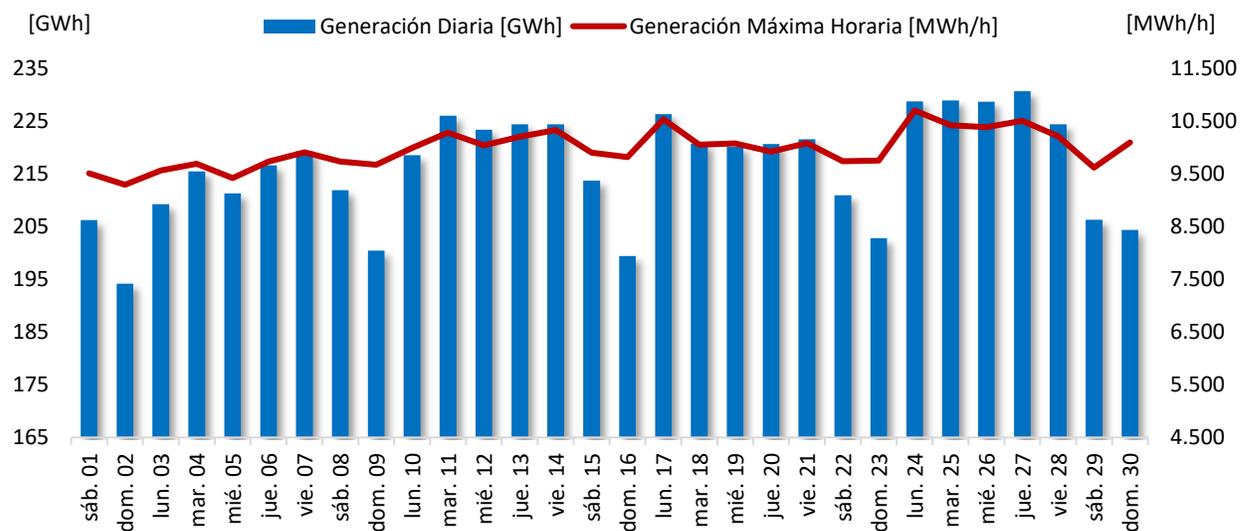


Figura 7: Generación de energía diaria y demanda máxima diaria SEN mes actual.

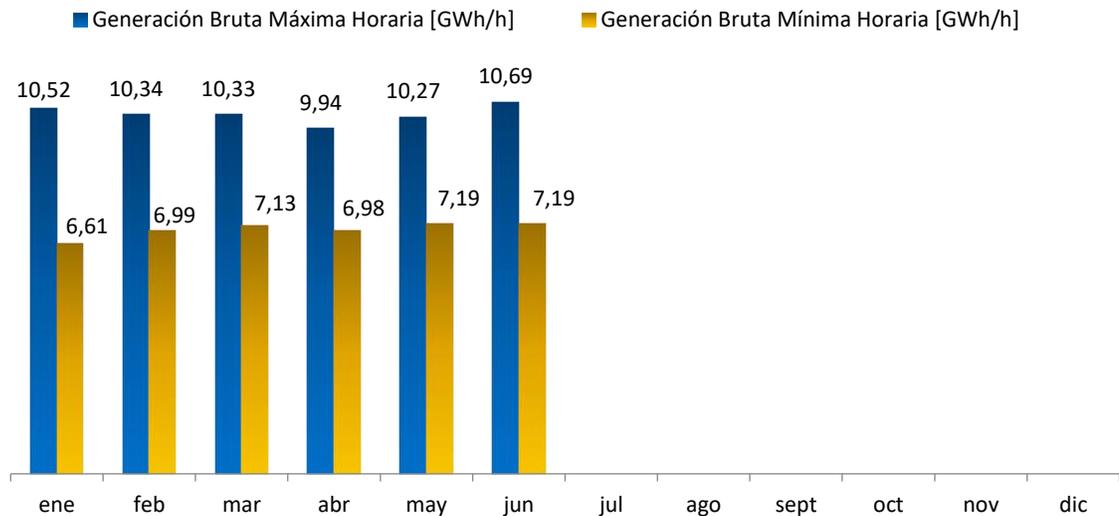


Figura 8: Generación bruta horaria Mín/Máx del SEN 2019.

3.3. INTERCONEXIÓN SEN-SADI

Durante el mes de junio no se han registrado transferencias entre el Sistema Eléctrico Nacional y el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de la línea 345 kV Central Salta – Andes.

3.4. VENTAS DE ENERGÍA

Las ventas esperadas de energía del mes de junio alcanzan los 6.029,9 GWh, un 0,7% menor que las ventas efectuadas durante el mismo mes en el 2018, las que totalizaron 6.071,0 GWh. De estos 6.029,9 GWh, se estima que cerca de un 41,4% de las ventas realizadas fueron a clientes de precio regulado (esto es equivalente a 2.498,8 GWh). En la Figura 9 y Tabla 2 se presenta la evolución de las ventas de energía realizadas en el SEN, con un desagregado por tipo de clientes y su tasa de variación respecto a igual periodo del año anterior.

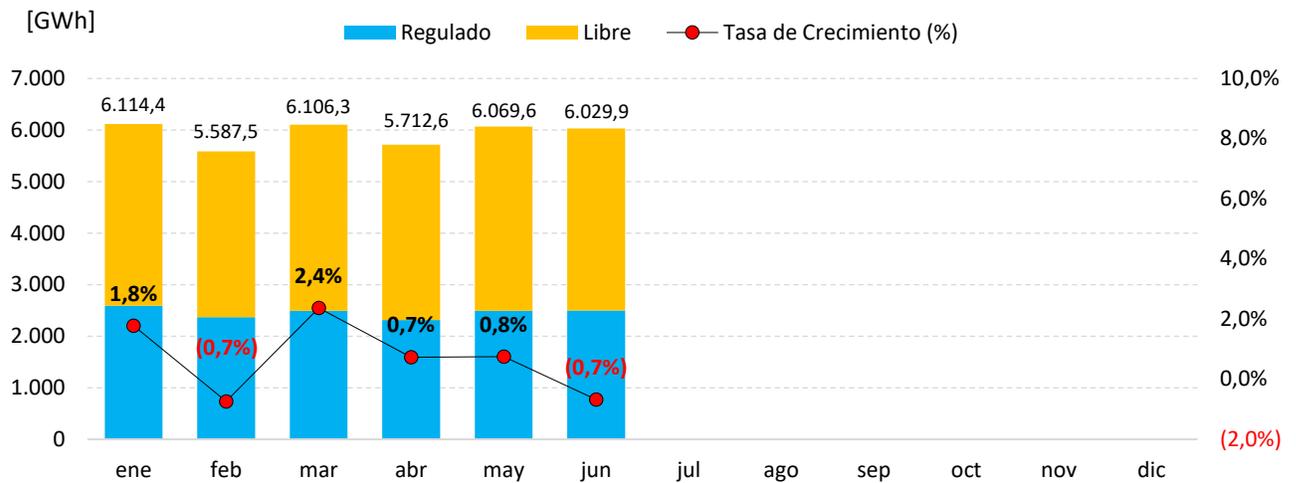


Figura 9: Variación mensual de las ventas de energía (junio estimado).

Tabla 2: Ventas de Energía anual.

| Mes | Ventas SEN 2018 [GWh] | | | Ventas SEN 2019 [GWh] | | | Tasa de Crecimiento (%) | | |
|------------|-----------------------|---------|---------|-----------------------|---------|---------|-------------------------|-------|--------|
| | Regulado | Libre | Total | Regulado | Libre | Total | Regulado | Libre | Total |
| Enero | 2.881,2 | 3.126,7 | 6.007,9 | 2.594,7 | 3.519,7 | 6.114,4 | (9,9%) | 12,6% | 1,8% |
| Febrero | 2.617,1 | 3.011,8 | 5.628,9 | 2.369,4 | 3.218,1 | 5.587,5 | (9,5%) | 6,8% | (0,7%) |
| Marzo | 2.778,2 | 3.186,8 | 5.965,0 | 2.494,9 | 3.611,4 | 6.106,3 | (10,2%) | 13,3% | 2,4% |
| Abril | 2.458,0 | 3.213,4 | 5.671,4 | 2.312,4 | 3.400,2 | 5.712,6 | (5,9%) | 5,8% | 0,7% |
| Mayo | 2.631,8 | 3.392,4 | 6.024,3 | 2.495,3 | 3.574,2 | 6.069,6 | (5,2%) | 5,4% | 0,8% |
| Junio* | 2.803,1 | 3.268,0 | 6.071,0 | 2.498,8 | 3.531,1 | 6.029,9 | (10,9%) | 8,1% | (0,7%) |
| Julio | 2.794,2 | 3.387,7 | 6.181,9 | | | | | | |
| Agosto | 2.691,7 | 3.392,0 | 6.083,7 | | | | | | |
| Septiembre | 2.335,3 | 3.289,7 | 5.625,0 | | | | | | |
| Octubre | 2.439,4 | 3.482,3 | 5.921,8 | | | | | | |
| Noviembre | 2.386,2 | 3.505,4 | 5.891,6 | | | | | | |
| Diciembre | 2.525,2 | 3.581,5 | 6.106,8 | | | | | | |

* Datos estimados para junio 2019.

3.5. RETIROS SEN

A la fecha de emisión de este informe, los antecedentes sobre retiros de energía, correspondiente al mes de junio se encuentran en proceso de elaboración.

Por otro lado, la información ya disponible para los retiros efectuados durante el mes de mayo de 2019, totalizan los 6.032,7 GWh. De los cuales 2.458,8 GWh son retiros a Clientes Regulados y 3.573,8 GWh a Clientes Libres. La Figura 10 muestra el detalle de esos retiros físicos, desagregados por sector.

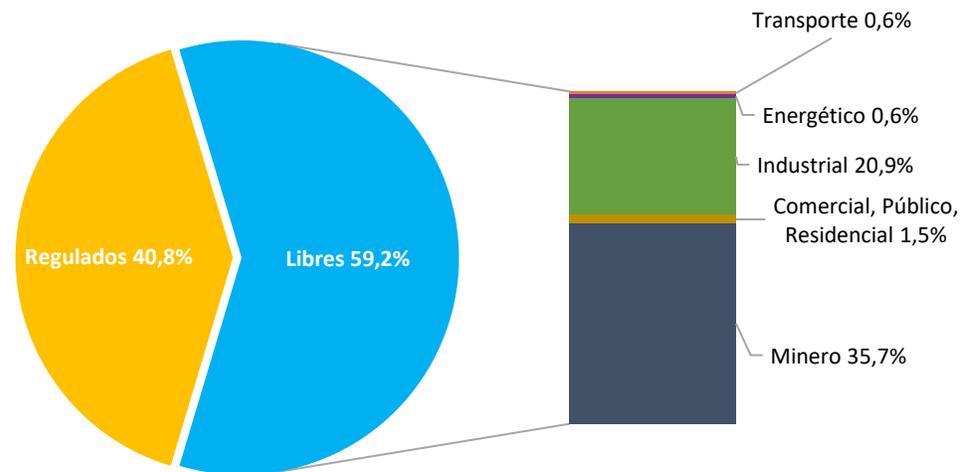


Figura 10: Retiros físicos por sector SEN mayo-19.

4. HECHOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN

4.1. MANTENIMIENTOS

En Anexo SEN se presenta un cuadro con el programa de mantenimiento mayor utilizado en la planificación de la operación.

4.2. EVENTOS NO PROGRAMADOS

A continuación, se presentan los eventos ocurridos en la operación del mes de junio, que han tenido como resultado la elaboración de un Estudio de Análisis de Falla (EAF) de acuerdo con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente. Estos eventos corresponden a contingencias en instalaciones de un Coordinado que produzcan la interrupción de suministro en instalaciones de otros Coordinados y/o condiciones operativas que tengan como consecuencia la interrupción de suministro a clientes finales.

Para el mes de junio, la Energía no Suministrada (ENS), y cuyo detalle se presenta en el Anexo SEN, alcanzó los 710,6 MWh. Por otra parte, la Figura 11 muestra la distribución de fallas por su duración y el volumen de ENS. Además, se presentan las cuatro fallas más importantes en base a dichas variables.

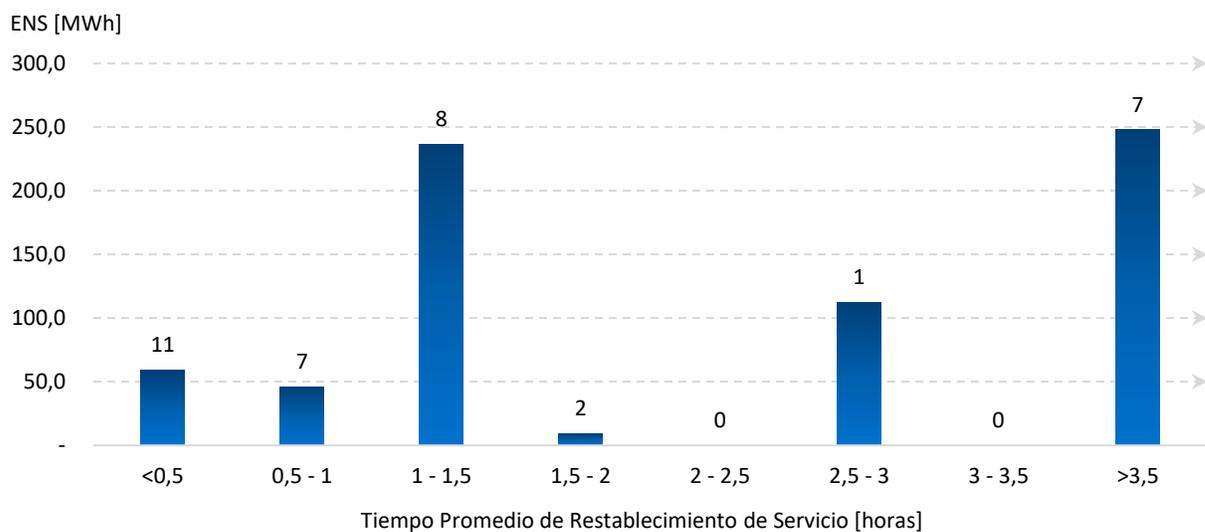


Figura 11: ENS según duración de falla durante junio (resultados preliminares).

Tabla 3: Fallas SEN con mayor ENS junio 2019.

| Nº EAF | Falla | Fecha de falla | Hora de falla | TRS [Horas] | ENS [MWh] |
|----------|--|----------------|---------------|-------------|-----------|
| 273/2019 | LT 66 kV Bajo Melipilla - Isla de Maipo | 23-06-2019 | 18:59 | 2,9 | 112,0 |
| 256/2019 | LT 66 kV San Vicente de Tagua Tagua - Las Cabras | 12-06-2019 | 03:33 | 13,7 | 78,0 |
| 269/2019 | LT 110 kV Mejillones - El Lince | 22-06-2019 | 04:10 | 13,6 | 68,1 |
| 272/2019 | LT 66 kV Paine - Isla de Maipo | 22-06-2019 | 22:23 | 1,3 | 62,6 |

Tabla 4: Fallas SEN con mayor Tiempo Promedio de Restablecimiento de Servicio (TRS).

| N° EAF | Falla | Fecha de falla | Hora de falla | TRS [Horas] | ENS [MWh] |
|----------|--|----------------|---------------|-------------|-----------|
| 275/2019 | LT 66 kV Picarte - Corral | 24-06-2019 | 00:21 | 16,2 | 11,3 |
| 256/2019 | LT 66 kV San Vicente de Tagua Tagua - Las Cabras | 12-06-2019 | 03:33 | 13,7 | 78,0 |
| 269/2019 | LT 110 kV Mejillones - El Lince | 22-06-2019 | 04:10 | 13,6 | 68,1 |
| 278/2019 | LT 66 kV Los Peumos - Curacautín | 26-06-2019 | 13:42 | 8,2 | 22,1 |

4.3. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Los precios de combustibles informados por las empresas, y utilizados durante el mes de junio de 2019 para los procesos de planificación de la operación, se incluyen en el Anexo SEN de este informe.

4.4. CONDICIONES ESPECIALES DE OPERACIÓN

Durante junio de 2019 se registró la operación en condición de agotamiento/vertimiento, de las siguientes centrales del Sistema Eléctrico Nacional, por los períodos que se señalan:

Tabla 5: Condiciones especiales de operación junio.

| CENTRAL | CONDICIÓN | CANTIDAD |
|------------------|-------------|----------|
| Rapel | Agotamiento | 4 |
| Pehuenche | Agotamiento | 5 |
| Quilleco | Vierte | 1 |
| Angostura | Vierte | 1 |
| Rucúe | Vierte | 1 |
| Antuco | Vierte | 1 |
| Laja 1 | Vierte | 1 |

4.5. COTAS INICIALES Y FINALES

A continuación, se muestran las cotas iniciales y finales de los principales embalses del SEN, registradas durante el mes de junio de 2019.

Tabla 6: Variación cotas de embalse junio.

| EMBALSE | Cota Final [msnm] Al 31/12/18 | Cota Mínima Operacional | Cota Inicial [msnm] Al 01/06/19 | Cota Final [msnm] Al 30/06/19 | $\Delta \nabla$ Mts. Mín. Op vs Inicial | $\Delta \nabla$ Mts. Mín. Op vs Final | Variación final vs inicial [m] | Variación final vs inicial [%] |
|------------------|-------------------------------|-------------------------|---------------------------------|-------------------------------|---|---------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Embalse Rapel | 103,52 | 100,50 | 100,86 | 101,40 | 0,4 | 0,9 | 0,5 | 0,5% |
| Laguna Maule | 2.162,64 | 2.152,00 | 2.160,98 | 2.160,73 | 9,0 | 8,7 | (0,3) | (0,0%) |
| Laguna Invernada | 1.317,56 | 1.282,80 | 1.305,82 | 1.303,31 | 23,0 | 20,5 | (2,5) | (0,2%) |
| Embalse Colbún | 434,09 | 397,00 | 409,83 | 408,89 | 12,8 | 11,9 | (0,9) | (0,2%) |
| Lago Laja | 1.327,24 | 1.300,00 | 1.317,56 | 1.318,49 | 17,6 | 18,5 | 0,9 | 0,1% |
| Lago Chapo | 230,67 | 222,00 | 229,56 | 231,04 | 7,6 | 9,0 | 1,5 | 0,6% |
| Embalse Ralco | 715,75 | 692,00 | 692,72 | 700,64 | 0,7 | 8,6 | 7,9 | 1,1% |

4.6. MODELOS PARA LA OPERACIÓN DEL SEN Y CÁLCULO DE CMG

Con respecto a los modelos matemáticos y programas computacionales utilizados para la programación de la operación y el cálculo de los costos marginales de energía, no se han realizado modificaciones ni actualizaciones durante el mes de junio de 2019.

5. CAMBIOS EN EL ESTADO DE INSTALACIONES

5.1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN

A continuación, se presenta el estado de las instalaciones de generación que han sido entregadas a la operación, retiradas de la operación o se encuentran en proceso de puesta en servicio (PES).

5.1.1. CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Tabla 7: Centrales SEN en etapa PES al mes de junio.

| CENTRAL | PROPIETARIO | TIPO | FECHA (DESDE) | POTENCIA [MW] |
|-------------------------------------|-------------------------------|--------------------|--------------------|---------------|
| Loma Los Colorados | KDM Energía S.A. | PMG Solar | lunes 11/may15 | 1,1 |
| El Pilar - Los Amarillos | RTS-Energy | PMG Solar | miércoles 21/oct15 | 3,0 |
| PE Lebu (Ampliación II) | Parque Eólico Lebu-Toro SpA | PMG Eólico | domingo 08/nov15 | 3,5 |
| Panguipulli PMGD | Latinoamericana S.A. | PMGD Hídrico | jueves 03/dic15 | 0,4 |
| PMGD Chanleufu II | Transoceánica S.A. | PMGD Hídrico | jueves 19/may16 | 8,4 |
| PMGD Altos del Paico | Sun Enel Green | PMGD Solar | martes 07/jun16 | 2,1 |
| PMGD Viña Tarapacá | Andes Energy & Capital S.A. | PMGD Hídrico | martes 02/ago16 | 0,3 |
| PMGD Molina | Bío Energía Molina | PMGD Térmico | miércoles 16/nov16 | 1,0 |
| PMGD Cintac | Cintac S.A. | PMGD Solar | miércoles 15/mar17 | 2,8 |
| PMGD Lepanto | Enerkey SpA | PMGD Térmico | viernes 17/mar17 | 2,0 |
| Palma Solar | Palma Solar SpA | PMGD Solar | martes 04/abr17 | 3,0 |
| Dos Valles | Hidroeléctrica Dos Valles SpA | PMG Hídrico | viernes 30/jun17 | 3,0 |
| El Roble | Chester Solar IV SpA | PMGD Solar | miércoles 09/ago17 | 9,0 |
| Cogeneración Lomas Coloradas | Eléctrica Nueva Energía S.A. | PMGD Térmico | martes 03/oct17 | 3,4 |
| Palacios | Hidroeléctrica Palacios SpA | PMG Hídrico pasada | domingo 14/ene18 | 3,6 |
| El Brinco | Hidro Munilque SpA | Hidro Pasada | jueves 22/mar18 | 0,2 |
| Solar Diego de Almagro (Ampliación) | Ameyda Solar SpA | PMGD Solar | miércoles 30/may18 | 4,0 |
| Almadrado | El Mañío Spa | PMGD Térmico | viernes 19/oct18 | 3,0 |
| Chorrillos | Gen Power | PMGD Térmico | martes 23/oct18 | 3,0 |
| PE Aurora | AELA Eólica Llanquihue SpA | Eólica | sábado 15/dic18 | 129,0 |
| Ariztía | Fotovoltaica Ariztía SpA | PMGD Solar | jueves 20/dic18 | 3,0 |
| Vituco 2B | Vituco SpA | PMGD Solar | miércoles 09/ene19 | 3,0 |
| Población Solar | Población Solar SpA | PMGD Solar | jueves 24/ene19 | 3,0 |
| PV Crucero | Crucero SpA | PMGD Solar | miércoles 06/feb19 | 3,0 |

| CENTRAL | PROPIETARIO | TIPO | FECHA (DESDE) | POTENCIA [MW] |
|--------------------------------|---------------------------------------|--------------|--------------------|---------------|
| PFV Santa Adriana | Parque Fotovoltaico Santa Adriana SpA | PMGD Solar | martes 26/feb19 | 3,0 |
| PV Ranguil | Ranguil Sur SpA | PMGD Solar | jueves 28/feb19 | 3,0 |
| PMGD Lo Sierra | Parque Solar H6 SpA | PMGD Solar | domingo 03/mar19 | 3,0 |
| Central Hidroeléctrica Cumbres | Cumbres S.A. | Hidro Pasada | sábado 09/mar19 | 19,3 |
| PE Sarco | AELA Eólica Sarco SpA | Eólica | jueves 28/mar19 | 170,0 |
| El Arrebol | Empresa Eléctrica El Arrebol SpA | PMGD Eólica | lunes 01/abr19 | 9,0 |
| Los Perales I | PMGD Solar Los Perales I SpA | PMGD Solar | miércoles 03/abr19 | 3,0 |
| Las Codornices | PFV Las Codornices SpA | PMGD Solar | lunes 22/abr19 | 3,0 |
| Parque Eólico El Nogal | Parque Eólico El Nogal SpA | PMGD Eólica | jueves 25/abr19 | 9,0 |
| Trichhue 2 | Trichhue Solar SpA | PMGD Solar | viernes 10/may19 | 9,0 |
| Huatacondo | Austrian Solar Chile Cuatro SpA | Solar | lunes 20/may19 | 103,2 |
| Illapel 5x | Parsosy Illapel 5 SpA | PMGD Solar | viernes 24/may19 | 3,0 |
| Los Guindos 2 (U2) | Los Guindos Generación SpA | Térmico | lunes 27/may19 | 135,3 |
| Manuel Montt | Canencia Energía SpA | PMGD Solar | lunes 03/jun19 | 3,0 |
| Chalinga Solar | Joaquín solar SpA | PMGD Solar | jueves 06/jun19 | 3,0 |
| Cruz Solar | PMGD Cruz SpA | PMGD Solar | sábado 15/jun19 | 3,0 |
| Palmar U1 | Hidropalmar S.A. | Hidro Pasada | jueves 20/jun19 | 4,1 |
| Palmar U2 | Hidropalmar S.A. | Hidro Pasada | viernes 21/jun19 | 4,1 |
| Correntoso | Hidropalmar S.A. | Hidro Pasada | viernes 21/jun19 | 8,5 |
| RLA Solar | RLA Solar SpA | PMGD Solar | viernes 21/jun19 | 3,0 |

A la fecha de elaboración de este informe, la capacidad de las centrales que se encuentran en su etapa de puesta en servicio alcanza los 698,9 MW. La Figura 12 muestra la participación de los diferentes tipos de tecnología actualmente en pruebas.

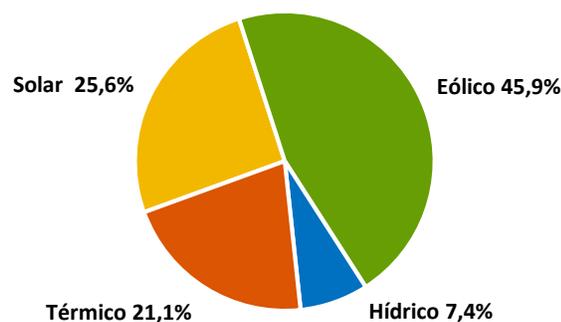


Figura 12: Centrales SEN en pruebas según tecnología.

5.1.2. CENTRALES ENTREGADAS A LA OPERACIÓN

En la Tabla 8 se presentan las centrales del SEN con fecha de entrega a la operación (EO) en el mes de junio de 2019.

Tabla 8: Centrales SEN entregadas a la operación con fecha de junio.

| CENTRAL | PROPIETARIO | TIPO | FECHA EO | POTENCIA [MW] |
|------------------|---------------------------------|--------------|--------------------|---------------|
| Punta Sierra | Pacific Hydro Punta Sierra SpA | Eólica | miércoles 05/jun19 | 81,6 |
| Santa Clara | Impulso Solar Las Lloysas SpA | PMGD Solar | miércoles 05/jun19 | 2,8 |
| Luna | Luna Energy SpA | PMGD Solar | viernes 14/jun19 | 2,7 |
| Altos de Til Til | Eléctrica Altos de Til Til SpA | PMGD Solar | viernes 14/jun19 | 3,0 |
| Rovián | GR Molle SpA | PMGD Solar | viernes 14/jun19 | 7,0 |
| La Lajuela | Rigel SpA | PMGD Solar | martes 18/jun19 | 6,9 |
| Lipangue | Espinos S.A. | PMGD Solar | miércoles 26/jun19 | 3,0 |
| Picoltué | Espinos S.A. | PMGD Térmico | jueves 27/jun19 | 3,0 |
| Los Sauces | Espinos S.A. | PMGD Térmico | jueves 27/jun19 | 3,0 |
| Yumbel | Espinos S.A. | PMGD Térmico | jueves 27/jun19 | 3,0 |
| PRP Gami | Generadora Eléctrica Gami LTDA. | PMGD Térmico | sábado 29/jun19 | 2,9 |
| Casuto | Solar TI Diez SpA | PMGD Solar | sábado 29/jun19 | 2,8 |
| Norte Chico I | Acotango de Verano SpA | PMGD Solar | sábado 29/jun19 | 2,0 |

5.2. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Durante el mes de junio de 2019 se interconectaron las siguientes instalaciones de transmisión:

Tabla 9: Instalaciones de transmisión durante junio.

| INSTALACIÓN | PROPIETARIO | FECHA | COMENTARIOS |
|----------------|------------------|-----------------|---|
| S/E Copihues | STS | jueves 20/jun19 | Primera energización línea de 110 kV Copihues – Palmar |
| S/E Palmar | STS | jueves 20/jun19 | Primera energización barra de 110 kV |
| S/E Palmar | STS | jueves 20/jun19 | Primera energización Transformador N°2 de 110/13.2 kV y 15 MVA y barra de 13.2 kV |
| S/E Correntoso | Hidropalmar S.A. | jueves 20/jun19 | Primera energización barra de 13.2 kV |

6. INFORMACIÓN BASE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN

6.1. PREVISIÓN DE VENTAS

La Figura 13 muestra la estimación de ventas del sistema para los próximos 12 meses.

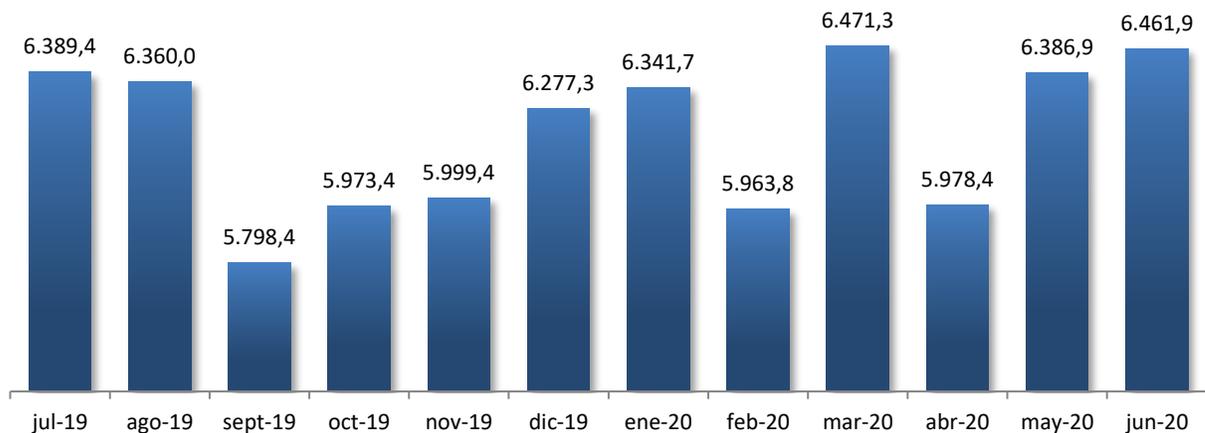


Figura 13: Ventas esperadas mensuales en GWh.

6.2. PROGRAMA DE OPERACIÓN

En los siguientes puntos, y para el período julio 2019 – junio 2020, se presenta la producción esperada de energía en el SEN, para los tres escenarios hidrológicos que se indican, así como el Costo Marginal Esperado en barras representativas.

6.2.1. ABASTECIMIENTO ESPERADO

En Anexo SEN de este informe se incorpora un programa de operación mensual previsto para el período julio 2019 – junio 2020, el cual considera:

- julio 2019: Según Procedimiento Interno del Coordinador.
- agosto 2019 – junio 2020: Caudales estadísticos según Hidrología seca (probabilidad de excedencia 90%), Hidrología media (probabilidad de excedencia 50%) e Hidrología húmeda (probabilidad de excedencia 20%).

En la elaboración de este programa se han considerado los mantenimientos actualizados al 28 de junio.

La Figura 14, Figura 15 y Figura 16 muestran el abastecimiento esperado para cada escenario.

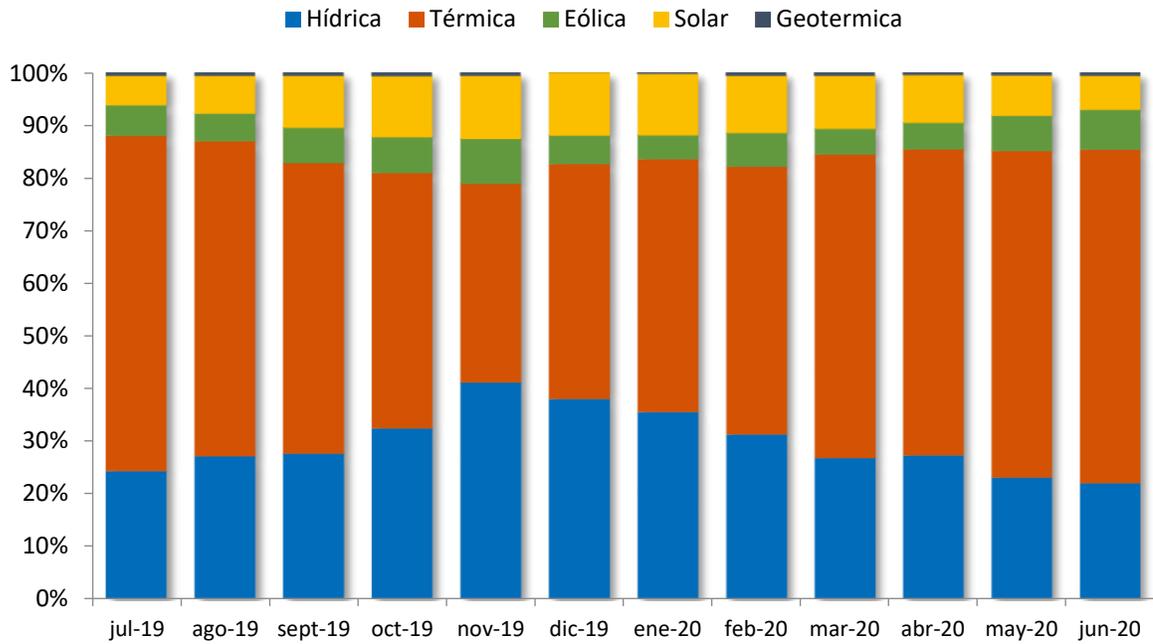


Figura 14: Abastecimiento esperado hidrología seca en el SEN.

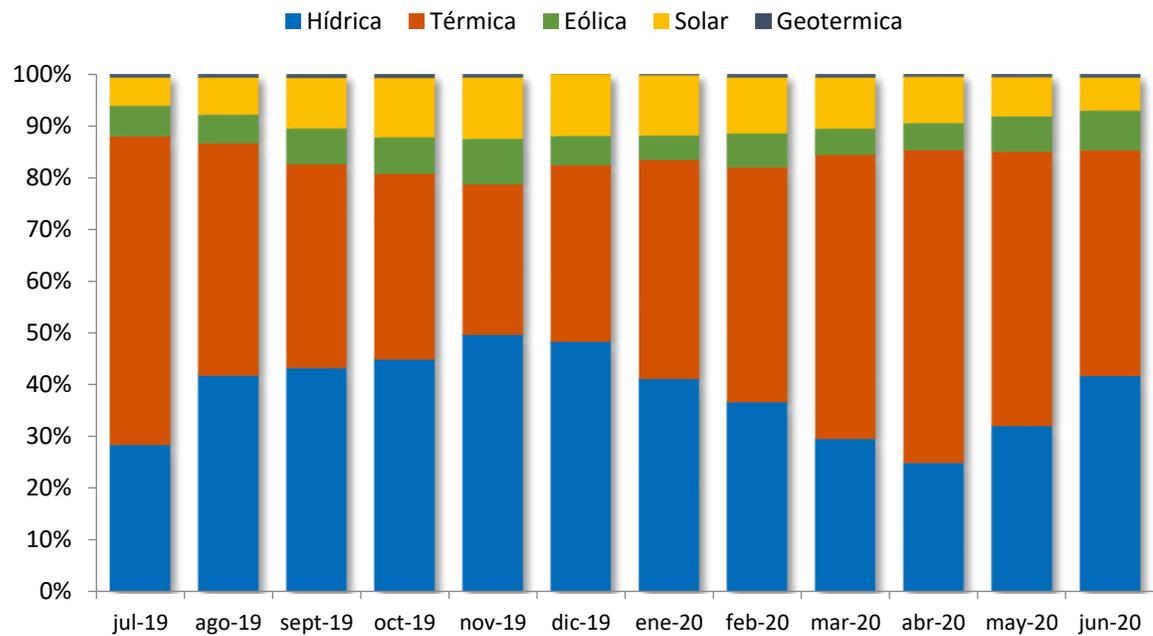


Figura 15: Abastecimiento esperado hidrología media en el SEN.

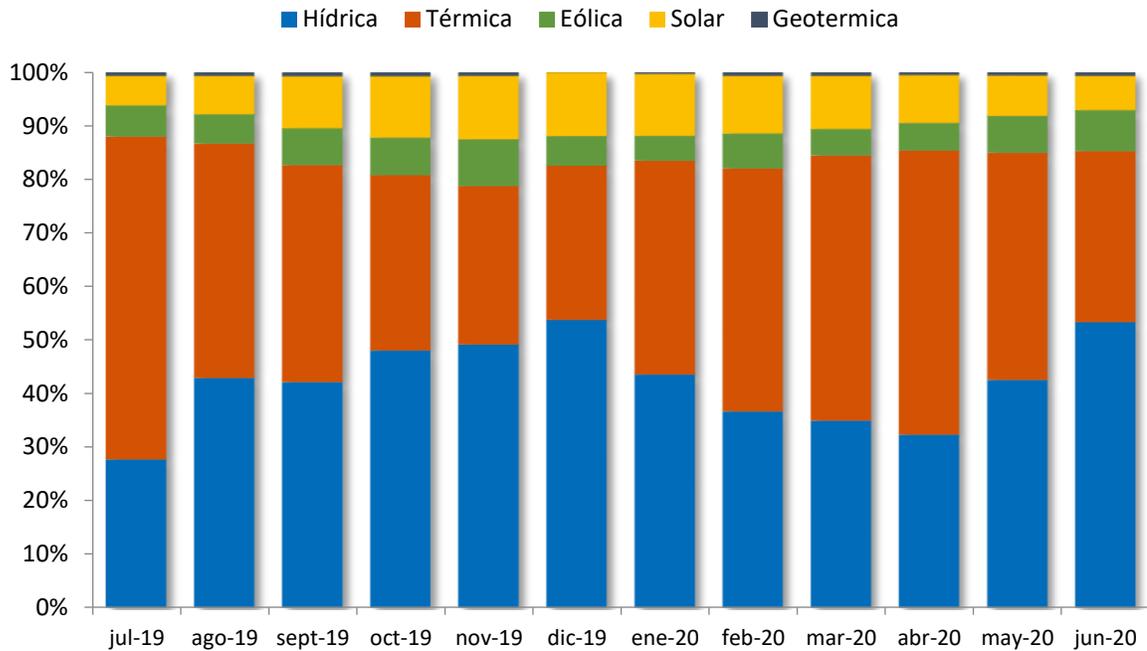


Figura 16: Abastecimiento esperado hidrología húmeda en el SEN.

La Tabla 10 resume el porcentaje de participación promedio esperado, por hidrología, para la ventana de 12 meses julio 2019 a junio 2020.

Tabla 10: Promedio anual de abastecimiento esperado, según tipo de hidrología.

| Aporte Promedio Ventana 12 Meses | Tipo de Hidrología | | |
|----------------------------------|--------------------|-------|--------|
| | Seca | Media | Húmeda |
| Hídrica | 29,6% | 38,2% | 42,0% |
| Térmica | 54,4% | 45,3% | 41,3% |
| Eólica | 6,2% | 6,3% | 6,3% |
| Solar | 9,4% | 9,4% | 9,4% |
| Geotérmica | 0,4% | 0,4% | 0,4% |

6.2.2. COSTOS MARGINALES ESPERADOS

La variación del costo marginal promedio esperado en las barras de Crucero 220 kV, D. Almagro 220 kV, Maitencillo 220 kV, Quillota 220 kV y Charrúa 220kV, se muestra en las Figura 17, Figura 18, Figura 19 , Figura 20 y Figura 21.

Junto con incorporar la producción esperada para los próximos 12 meses, en Anexo SEN se incluye la proyección de costos marginales, por barra y por hidrología.

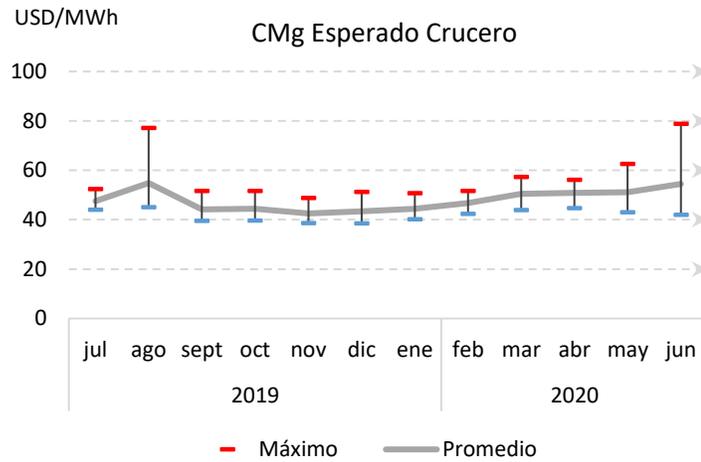


Figura 17: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Crucero.

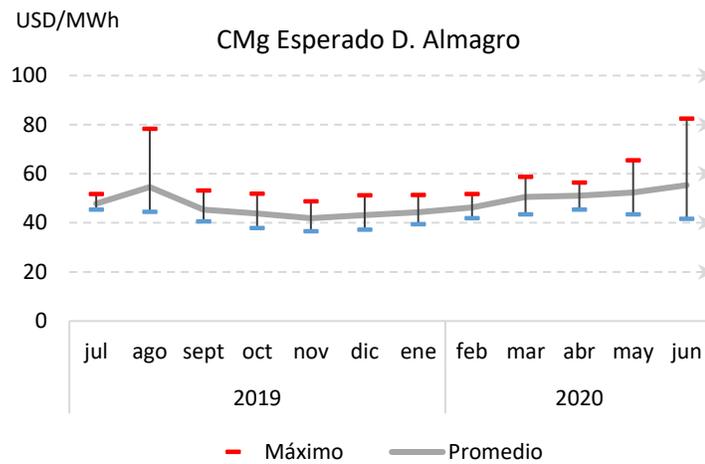


Figura 18: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Diego de Almagro.

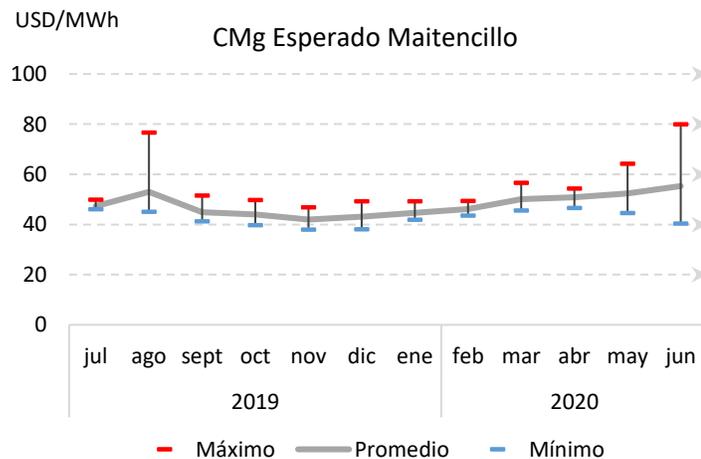


Figura 19: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Maitencillo.

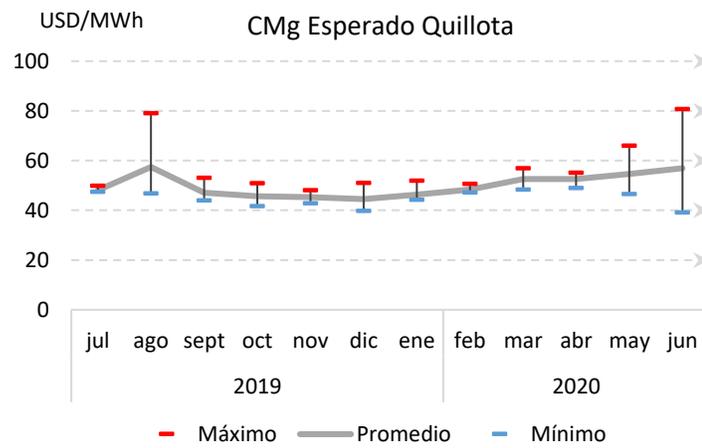


Figura 20: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Quillota.

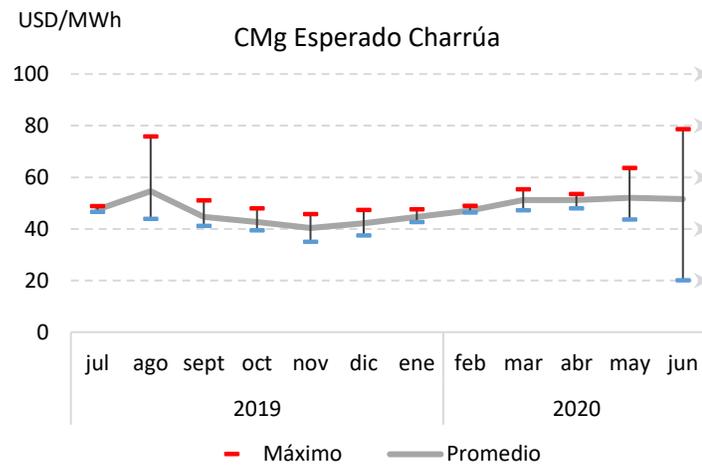


Figura 21: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Charrúa.

6.2.3. COSTO DE RACIONAMIENTO

Para realizar el proceso de optimización de la planificación de la operación, uno de los criterios considerados corresponde a la minimización del costo de abastecimiento y de falla, para un nivel de seguridad definido. Los Costos de Racionamiento utilizados corresponden a aquellos publicados por la Comisión Nacional de Energía en su Informe de Fijación de Precios de Nudo, estando vigentes durante el mes de junio, los siguientes valores:

Tabla 11: Costo racionamiento SEN junio-2019.

| Profundidad de Falla [%] | Costo de Racionamiento [USD/MWh] |
|--------------------------|----------------------------------|
| 0-5% | 747,6 |
| 5-10% | 1.087,7 |
| 10-20% | 1.570,8 |
| Sobre 20% | 2.141,9 |

7. ANEXOS SEN

A continuación, se detalla el contenido del archivo adjunto al presente informe, en formato Excel, cuya información se presenta en el siguiente orden:

Sección I – Capacidad Instalada.

Presenta el detalle de la capacidad instalada y la generación mensual por fuente.

Sección II – Costos Marginales del SEN

Muestra el detalle horario de los costos marginales durante el mes, en las barras más representativas del SEN.

Sección III – Costo Medio de Operación.

Contiene un comparativo costo medio de operación vs costo marginal promedio mensual en barras Alto Jahuel y Crucero 220 kV.

Sección IV – Generación Real vs Programada.

Detalla la comparación entre la generación real y la generación programada del SEN durante el mes.

Sección V – Estudios para Análisis de Falla.

Listado de los EAF desarrollados para fallas ocurridas durante el mes.

Sección VI – Instalaciones de Generación y Transmisión.

Nuevas instalaciones de generación y transmisión en etapa de puesta en servicio y entregadas a la operación.

Sección VII – Costo combustibles.

Precios de combustible por empresa y por central generadora durante el mes.

Sección VIII – Demanda del SEN.

Proyección de demanda del SEN para el horizonte julio 2019 – junio 2020, por bloque horario.

Sección IX – Reducciones ERNC.

Presenta la Reducción ERNC con detalle diario y por tipo de tecnología.

Sección X – Volumen Disponible de Gas Natural.

Volumen mensual disponible de gas natural para generación eléctrica por central. Esto, para el periodo agosto 2019 – julio 2020.

Sección XI – Ventas Esperadas SEN.

Proyección de ventas para el horizonte julio 2019 – junio 2020.

Sección XII – Programa de Abastecimiento (Programa 12 Meses).

Programas de abastecimiento del SEN, para condición de hidrología seca, media y húmeda.

Sección XIII – Costos Marginales Esperados.

Costos marginales promedios esperados, para los tres programas de abastecimiento del SEN señalados anteriormente, por bloque horario.

Sección XIV – Desacoples.

Información relativa a restricciones del sistema de transmisión (desacoples).

Sección XV – Cotas de Embalses.

Cuadro con las variaciones de los niveles de cota de embalses del sistema durante el mes.

Sección XVI – Programa de Mantenimiento.

Programa de mantenimiento del SEN.