
Impacto Real del Eclipse Total de Sol del 2 de Julio de 2019 en la operación del Sistema Eléctrico Nacional

Noviembre de 2019

Gerencia de Operación



| Rev | Fecha | Comentario | Realizó | Revisó / Aprobó |
|------------|--------------|-------------------|----------------|------------------------|
| 1 | 13-11-2019 | Preliminar | JVC-JSE | REV |
| 2 | 03-12-2019 | Final | JVC | REV |

Contenidos

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Resumen Ejecutivo..... | 1 |
| 2 | Introducción y Antecedentes..... | 2 |
| 2.1 | Características del Eclipse del 2 de julio de 2019 | 2 |
| 3 | Operación real del SEN durante el eclipse | 5 |
| | El presente capítulo muestra el impacto del eclipse sobre las principales variables de operación del SEN. | 5 |
| 3.1 | Impacto en la generación solar | 5 |
| 3.2 | Distribución de la generación solar | 6 |
| 3.3 | Rampa de variación de la generación solar..... | 7 |
| 3.4 | Control de Frecuencia en el SEN..... | 8 |
| 3.5 | Perfil de generación real..... | 11 |
| 3.6 | Transferencias por el sistema de transmisión | 12 |
| 3.7 | Perfil de Tensiones | 14 |
| 3.8 | Perfil de generación eólica | 16 |
| 3.9 | Costo Marginal..... | 17 |
| 4 | Lecciones Aprendidas..... | 18 |

1 Resumen Ejecutivo

El 2 de julio de 2019, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) fue afectado por un eclipse total de sol con grados de oscurecimientos que oscilaron entre el 65 por ciento en el extremo norte y el 46 por ciento en el extremo sur, pasando por un oscurecimiento total en las cercanías de la ciudad de La Serena. El efecto del eclipse en el sistema comenzó pasado las 15:10 horas, alcanzando un nivel máximo de oscurecimiento en torno a las 16:40 horas, finalizando antes de las 18:00 hrs. El efecto del eclipse se reflejó en una disminución de la generación solar de aproximadamente 1,200 MW. Comparando la generación solar de un día similar normal sin eclipse, la diferencia máxima fue del orden de 830 MW.

Gran parte de la reducción en la generación solar durante el eclipse fue reemplazada por un aumento en la generación de las centrales térmicas de gas natural y la energía hidroeléctrica almacenada en los embalses del sistema. Al comienzo del eclipse la producción solar era de 1300 MW, luego cayó a un mínimo de casi 100 MW en el oscurecimiento máximo. Durante el eclipse, el SEN debió absorber una rampa descendente de la generación solar promedio de 20 MW por minuto, alcanzando un máximo de 30 MW por minuto. Después del máximo oscurecimiento, cuando el eclipse comenzó la fase de retirada, la producción solar aumentó con rampas máximas que llegaron a 7 MW por minuto.

El Coordinador comenzó a planificar con bastante antelación la caída esperada en la generación solar y otros posibles efectos del eclipse. La implementación de un plan de mitigación y contar con buenos pronósticos de generación, permitió que se identificaran y planificaran todas las variables que afectarían el sistema. Para efectos de hacer frente a la reducción solar, se adelantó la disponibilidad de la reserva en giro para abastecer la demanda neta del SEN y realizar sin problemas la regulación de frecuencia. Los costos marginales se mantuvieron dentro de los rangos normales del periodo, con valores que no superaron los 48.8 USD/MWh.

Entre las principales lecciones aprendidas por este evento están:

- La planificación y preparación realizadas con anticipación fue fundamental para mantener con un servicio eléctrico seguro y confiable durante el eclipse.
- El pronóstico preciso del impacto en la generación solar y sobre las transferencias por el sistema de transmisión durante el eclipse permitió disponer los recursos adecuados y suficientes para mantener la seguridad y calidad de servicio durante el eclipse.
- La capacitación específica adicional realizada previamente a los despachadores del CDC del Coordinador desempeñó un papel fundamental para garantizar una gestión eficiente de los recursos disponibles para afrontar las consecuencias del eclipse.
- La comunicación previa y difusión del impacto del eclipse sobre el SEN y del plan del Coordinador para mitigar su impacto, realizados a todos los actores del sector eléctrico, permitió aclarar las condiciones esperadas.

2 Introducción y Antecedentes

El presente informe resume la operación real del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) durante el eclipse total de sol que afectó al territorio nacional chileno el pasado 2 de julio de 2019.

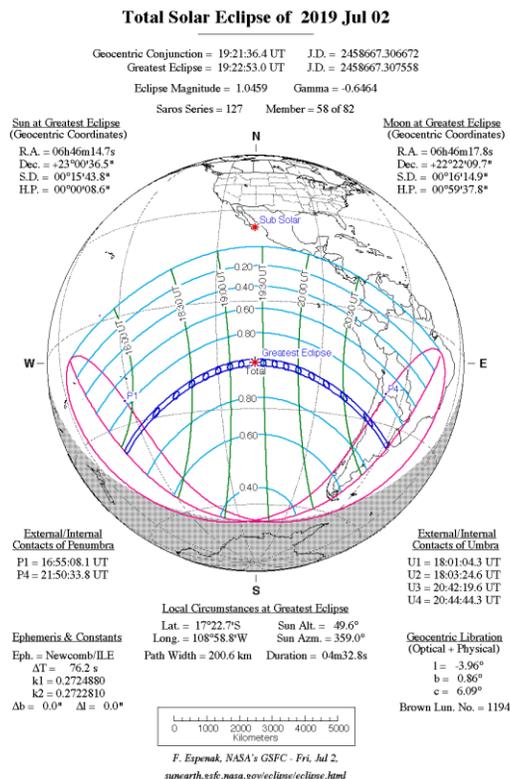
En el presente capítulo, se presenta la caracterización y evolución espacio - temporal que tuvo el eclipse solar total sobre el territorio nacional, identificando el impacto dado por el grado de oscurecimiento en los distintos puntos.

En el segundo capítulo, se muestra el impacto real que tuvo el eclipse sobre las principales variables de operación del SEN, como la generación de potencia, frecuencia eléctrica, transferencias por el sistema de transmisión, entre otras. Finalmente, el tercer capítulo presenta las lecciones aprendidas ante este evento.

Para efectos de hacer presente el fenómeno, se resumen a continuación las características espacio - temporal del eclipse sobre el territorio nacional.

2.1 Características del Eclipse del 2 de julio de 2019

El martes 2 de julio de 2019, se produjo un eclipse de sol que fue visible a lo largo de gran parte del territorio nacional; desde la ciudad de Arica en el extremo norte del país, donde se observó el eclipse con hasta un 65% de oscuridad, hasta el extremo sur en la ciudad de Punta Arenas, donde se observó con hasta un 46% de oscuridad.



Fuente: <https://eclipse.gsfc.nasa.gov/>

La franja del territorio nacional donde se observó el eclipse total, es decir, donde se alcanzó el 100% de oscuridad, abarcó la parte sur de la Región de Atacama y el norte de la Región de Coquimbo, en dirección sur - oriente, con un ancho de 147 kilómetros y, más precisamente, entre la localidad de Domeyko por el norte y la localidad de Guanaqueros por el sur.

El eje de esta franja se ubicó a 41 kms. al norte de la ciudad de La Serena. El eclipse total en la franja de la umbra comenzó a las 16:38 hrs. con 13.7° y el máximo ocurrió a las 16:39 hrs. con una altura de 13.5° sobre el horizonte, terminando su etapa de eclipse total a las 16:41 hrs. a 13.3°, volviendo a pasar por un eclipse parcial hasta las 17:46 hrs. hora del ocaso, a 1.2° sobre el océano (es decir, el eclipse culminó cerca de la hora de oscurecimiento natural del día).

Al momento del eclipse se habían conectado del orden de 2500 MW de potencia bruta máxima de generación en plantas de tipo solar, alcanzando en ese momento aproximadamente el 8% de la energía generada durante el año 2019 y cerca del 10% de la energía generada en un día de verano.

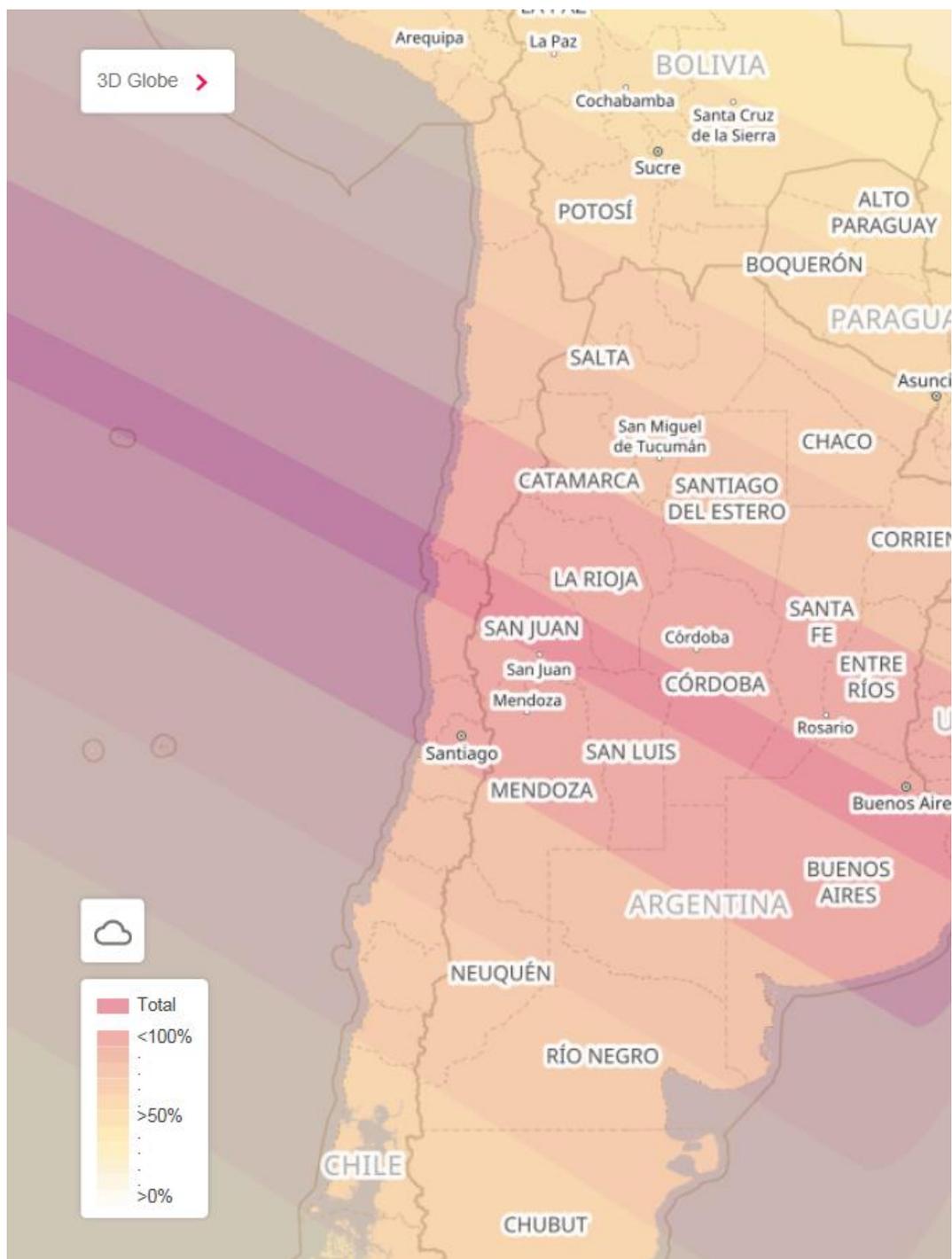
A continuación, se muestran los horarios de inicio, máximo, y final del eclipse, así como los grados de máximo oscurecimiento solar, tomando como referencias algunas ciudades del país.

| Ciudad | Región | Inicio | Máximo | Final | Grado de Oscurecimiento |
|-------------------|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------------------------|
| Arica | Arica y Parinacota | 15:32:40 | 16:46:06 | 17:50:01 | 65% |
| Iquique | Tarapacá | 15:31:28 | 16:45:43 | 17:50:18 | 71% |
| Antofagasta | Antofagasta | 15:28:15 | 16:44:02 | 17:50:00 | 83% |
| Copiapó | Atacama | 15:25:46 | 16:42:00 | 17:48:33 | 95% |
| La Serena | Coquimbo | 15:22:38 | 16:39:23 | 17:46:35 | 100% |
| Valparaíso | Valparaíso | 15:20:15 | 16:36:30 | 17:43:41 | 92% |
| Santiago | Metropolitana | 15:21:34 | 16:37:06 | 17:43:44 | 92% |
| Rancagua | O'Higgins | 15:21:03 | 16:36:21 | 17:42:56 | 90% |
| Talca | Maule | 15:18:56 | 16:34:18 | 17:41:06 | 85% |
| Concepción | Biobío | 15:16:07 | 16:31:35 | 17:38:37 | 79% |
| Temuco | Araucanía | 15:15:53 | 16:30:05 | 17:36:21 | 75% |
| Valdivia | Los Ríos | 15:14:27 | 16:28:17 | 17:34:25 | 71% |
| Puerto Montt | Los Lagos | 15:14:07 | 16:26:46 | 17:32:09 | 67% |
| Coyhaique | Aysén | 15:13:12 | 16:22:43 | 17:15:19 (*) | 59% |
| Punta Arenas (**) | Magallanes | 16:09:55 | 17:13:33 | 17:36:50 (*) | 46% |

(*) Hora corresponde a la puesta de sol, la cual se produjo previo al fin del eclipse en dicha ubicación.

(**) Horas expresadas en la zona horaria de Magallanes (GMT-3).

Franjas con grados de oscurecimiento referenciales para el territorio nacional:



Fuente: <https://www.timeanddate.com/eclipse/map/2019-july-2>

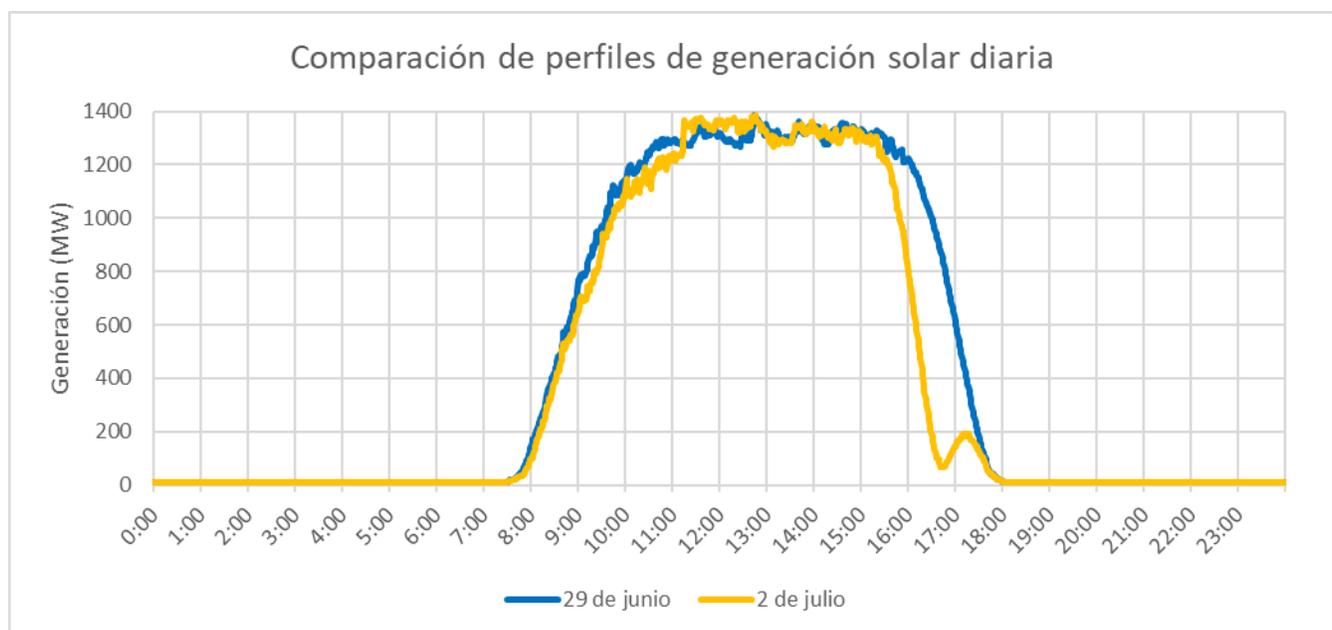
3 Operación real del SEN durante el eclipse

El presente capítulo muestra el impacto del eclipse sobre las principales variables de operación del SEN.

3.1 Impacto en la generación solar

Dado que los días cercanos al eclipse tuvieron condiciones meteorológicas variables y disímiles, para efectos de determinar el real impacto del eclipse total de sol del 2 de julio sobre la generación solar disponible ese día, se identificó entre los días adyacentes aquel que presentara el perfil de generación más parecido durante todo el día hasta la hora de comienzo del fenómeno. Al respecto, se determinó que el día 29 de junio presentó las condiciones meteorológicas más similares, por lo cual será utilizado como base para las siguientes comparaciones.

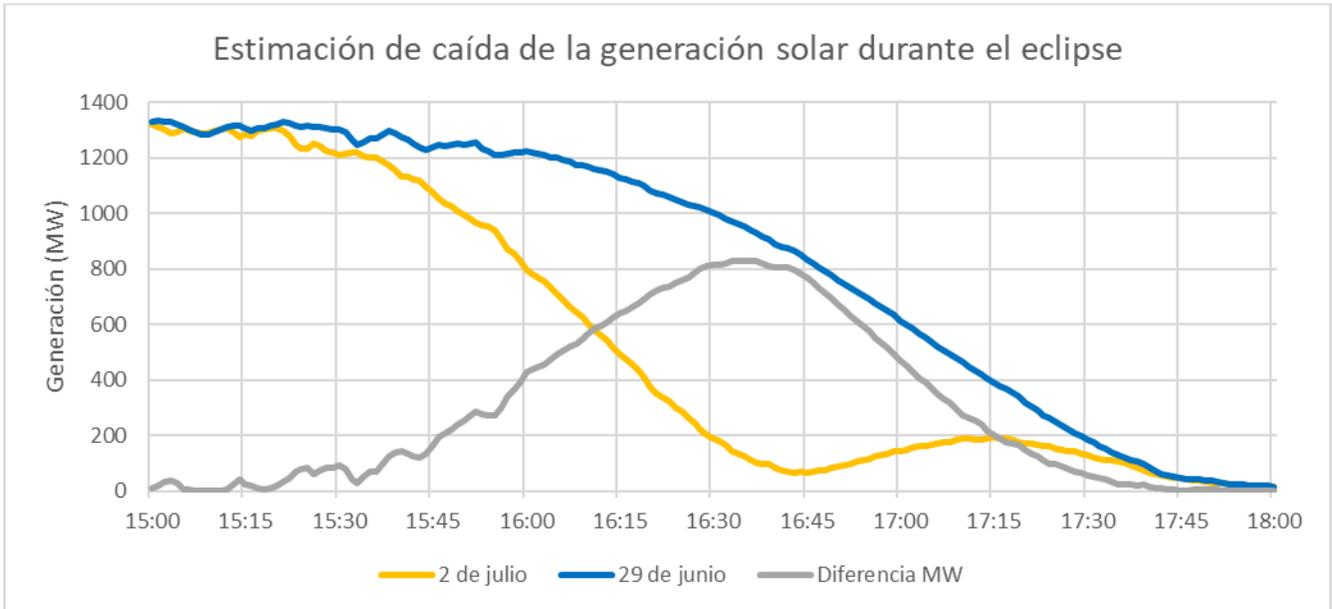
El siguiente gráfico muestra los perfiles de generación solar total diaria para los días 2 de julio y 29 de junio, respectivamente.



Del gráfico anterior se observa una reducción de 1200 MW de generación solar, entre los 1300 MW al inicio del evento hasta del orden de 100 MW a la hora de máximo oscurecimiento.

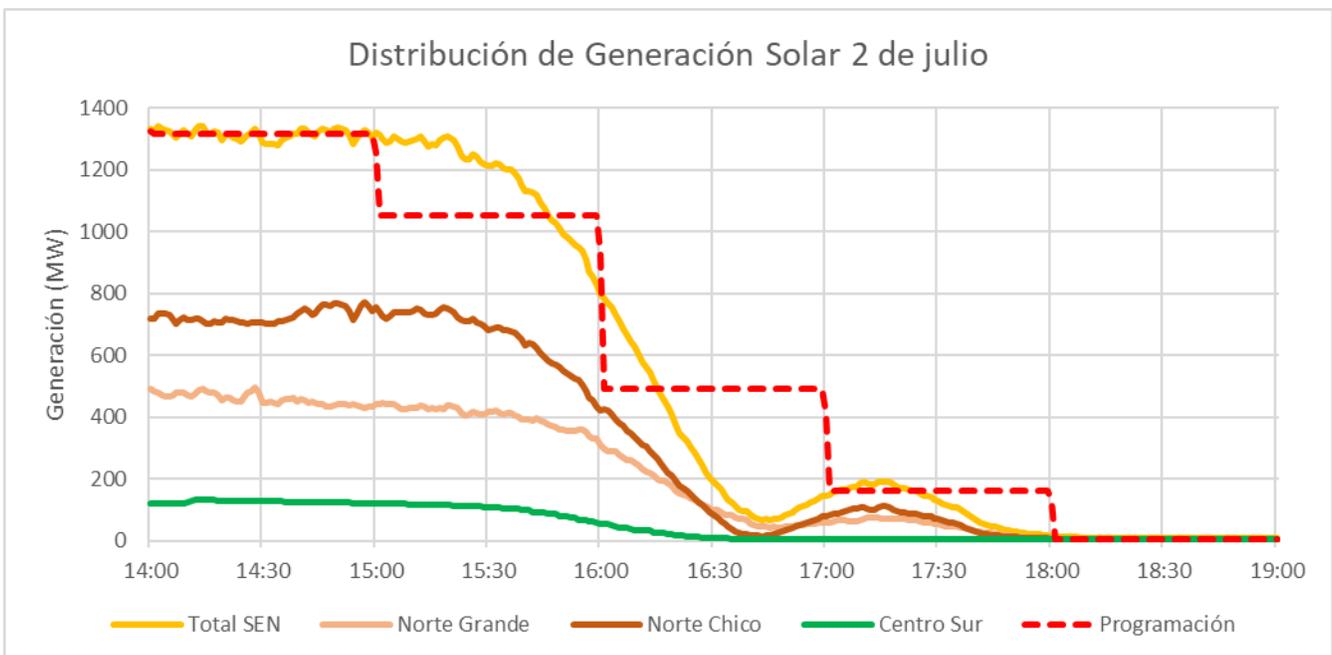
El siguiente gráfico muestra los perfiles de generación solar total durante las casi tres horas que duró el eclipse, para los días 2 de julio y 29 de junio (caso sin eclipse), respectivamente.

Utilizando como base de comparación la generación solar del día 29 de junio, se observa que la reducción que experimentó la generación solar, comparado con el caso sin eclipse solar, alcanzó un máximo del orden de 830 MW y se produjo a la hora de máximo oscurecimiento.



3.2 Distribución de la generación solar

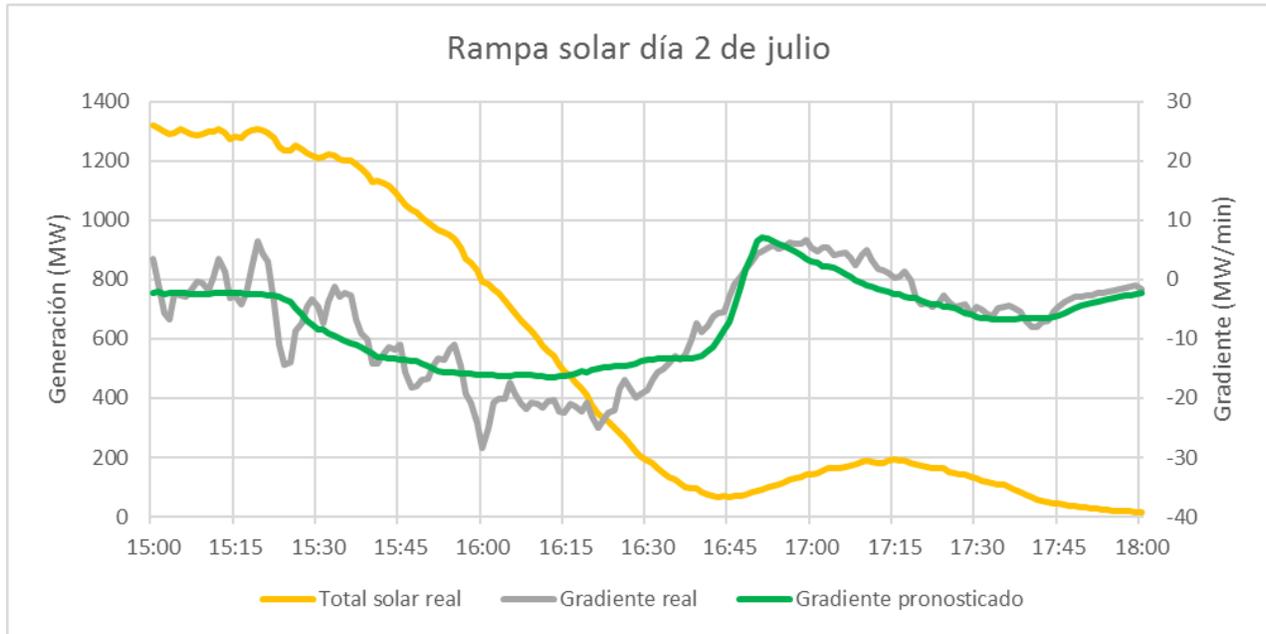
El siguiente gráfico muestra la reducción de generación solar durante el eclipse, separada por zona geográfica en el SEN.



La franja de territorio donde el eclipse fue total está incluida en la zona geográfica del Norte Chico, dicha área es la que contiene la mayor capacidad de generación solar y fue la que presentó la mayor reducción.

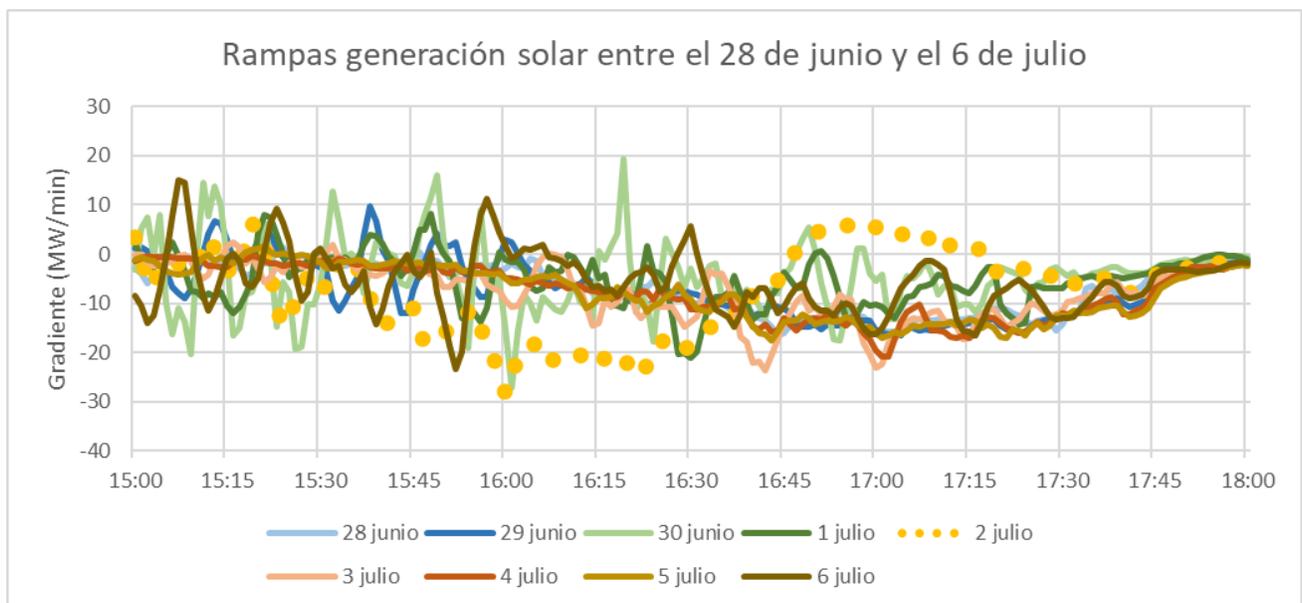
3.3 Rampa de variación de la generación solar

El siguiente gráfico muestra la tasa de variación de generación solar durante el eclipse.



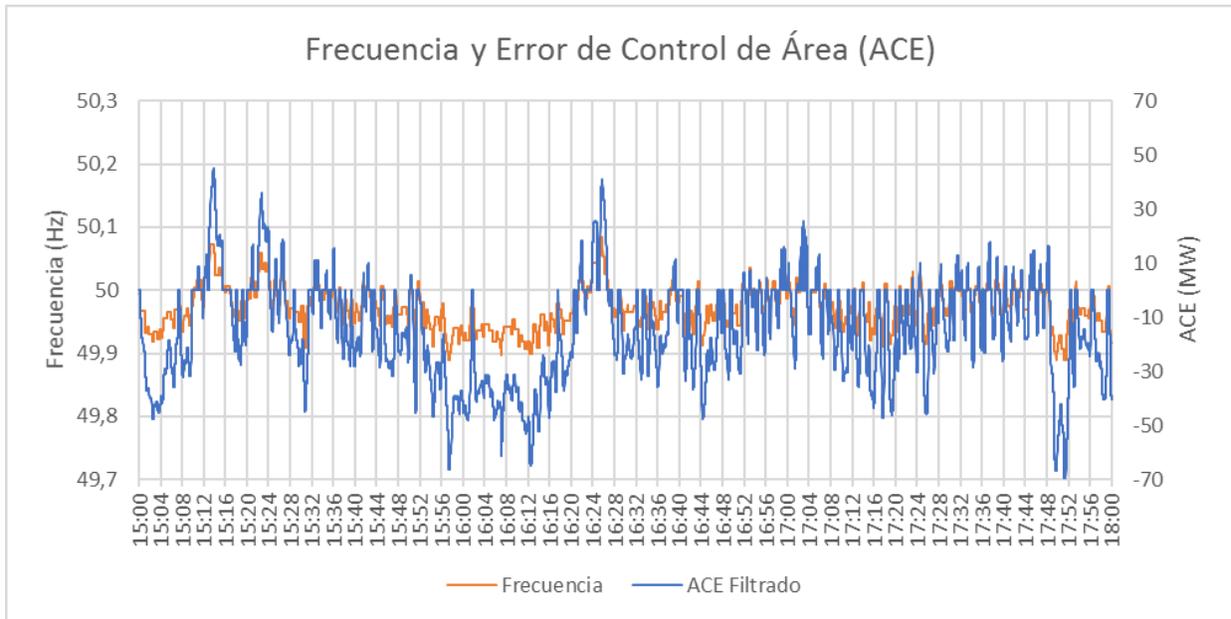
El gradiente de disminución de la generación solar alcanzó máximos promedios de 20 MW/min (similar al valor promedio pronosticado para un día soleado), en particular, se observó un valor máximo de 30 MW/min a las 16:00 hrs., consistente con que a esa hora se produce la máxima velocidad de oscurecimiento.

Dadas las condiciones meteorológicas y de nubosidad, los gradientes de variación de la generación solar de los días adyacentes presentaron valores tan altos como los que se presentaron durante el eclipse.

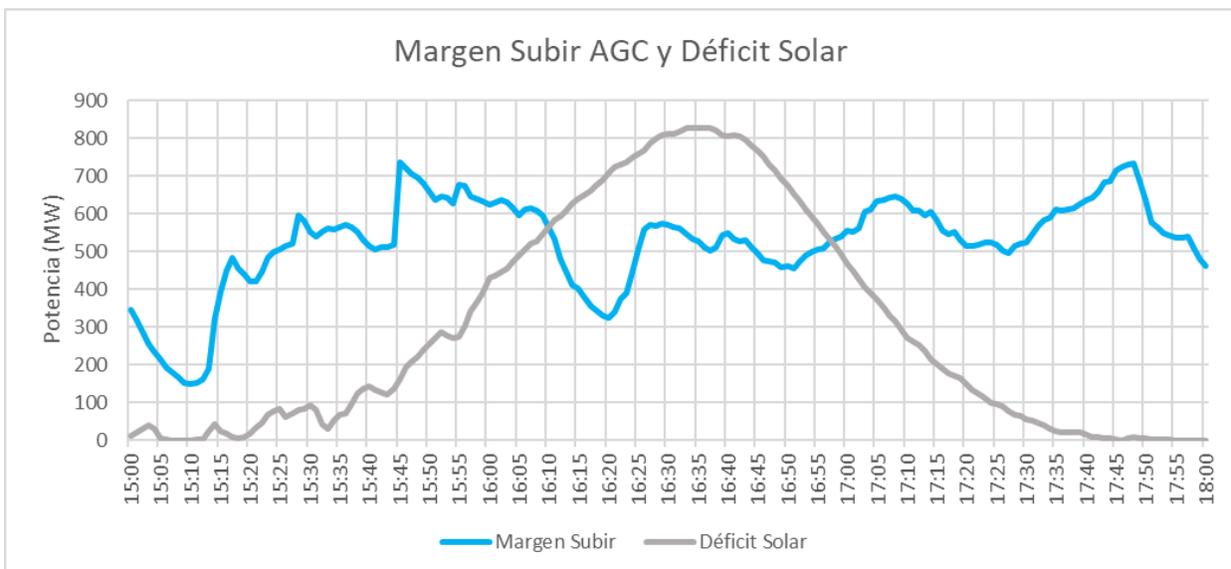


3.4 Control de Frecuencia en el SEN

Entre las 15:00 y 18:00 horas la frecuencia se mantuvo dentro de los límites admisibles definidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT de SyCS) para operación normal, presentando un valor mínimo de 49.78 Hz y un valor máximo de 50.08 Hz. El Error de Control de Área (ACE) para el control secundario de frecuencia determinado por el Control Automático de Generación (AGC) presentó valores máximos de +50 MW y -70 MW, respectivamente. Cabe señalar que, el Bias utilizado actualmente en el SEN es de 60 MW/0,1Hz.



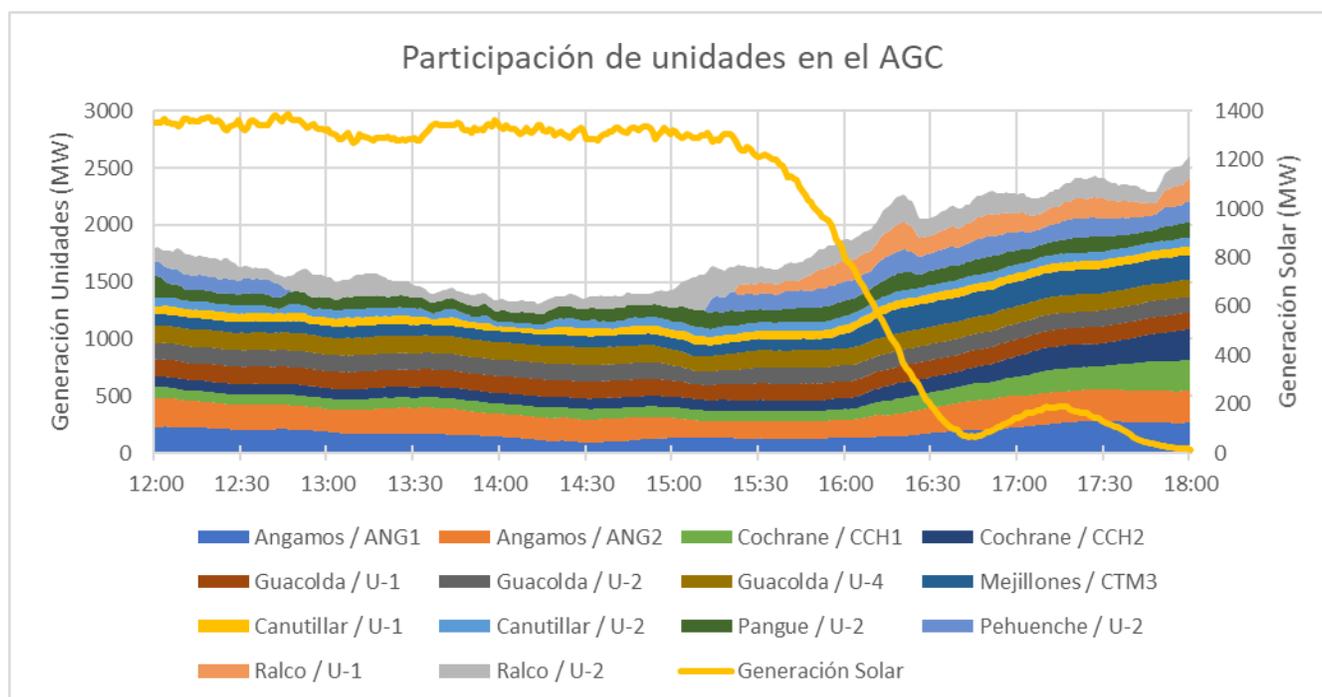
Para efectos de contrarrestar la reducción de generación solar, se incrementó de manera anticipada el margen de reserva para subir generación disponible en el AGC, según se aprecia en el siguiente gráfico.



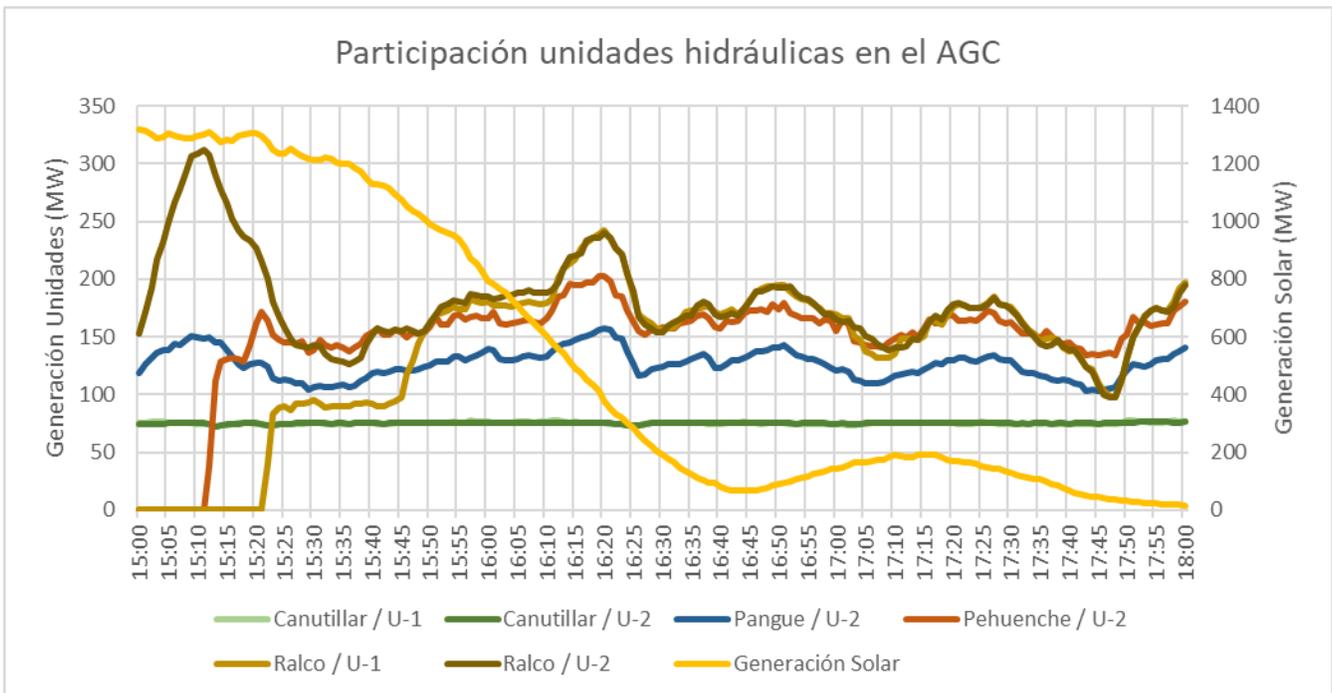
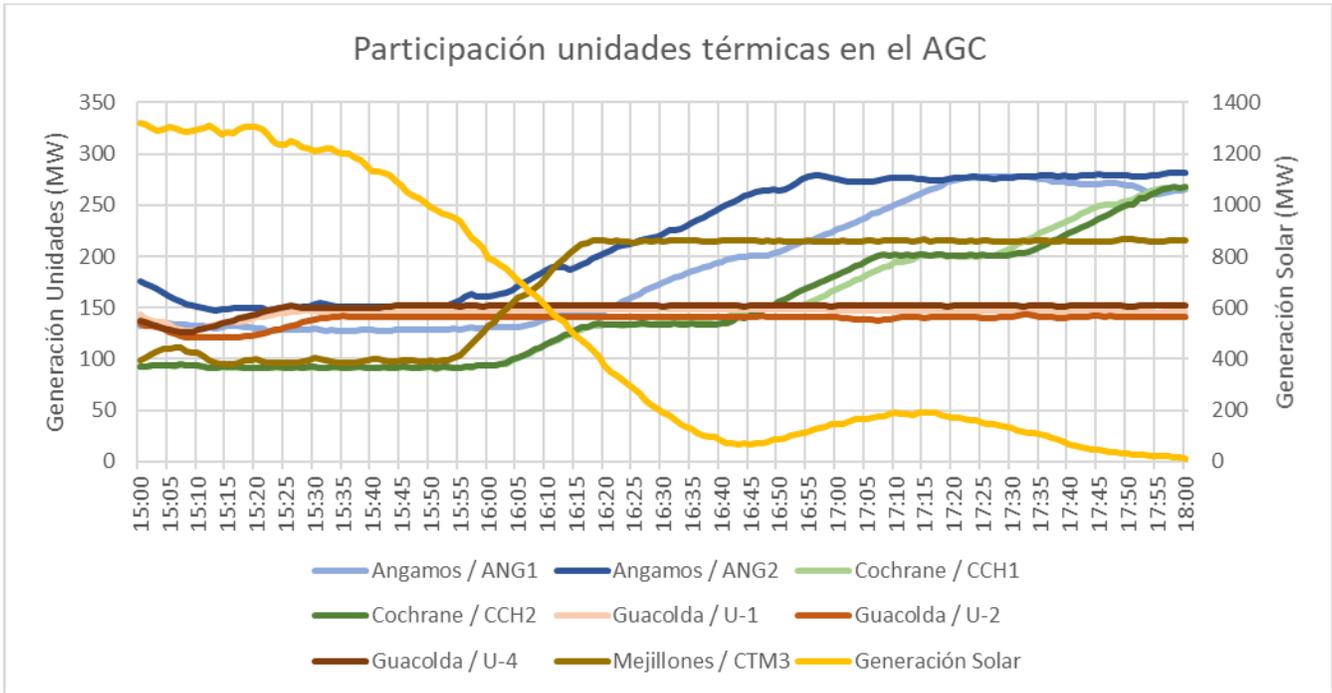
Cabe señalar que, entre las 15:00 y 18:00 horas las unidades generadoras que participaron en el AGC fueron:

| Unidades Térmicas | Unidades Hidráulicas |
|-------------------|----------------------|
| Angamos / ANG1 | Canutillar / U-1 |
| Angamos / ANG2 | Canutillar / U-2 |
| Cochrane / CCH1 | Pangue / U-2 |
| Cochrane / CCH2 | Pehuenche / U-2 |
| Guacolda / U-1 | Ralco / U-1 |
| Guacolda / U-2 | Ralco / U-2 |
| Guacolda / U-4 | |
| Mejillones / CTM3 | |

El siguiente gráfico muestra el aporte de generación que tuvieron estas centrales.

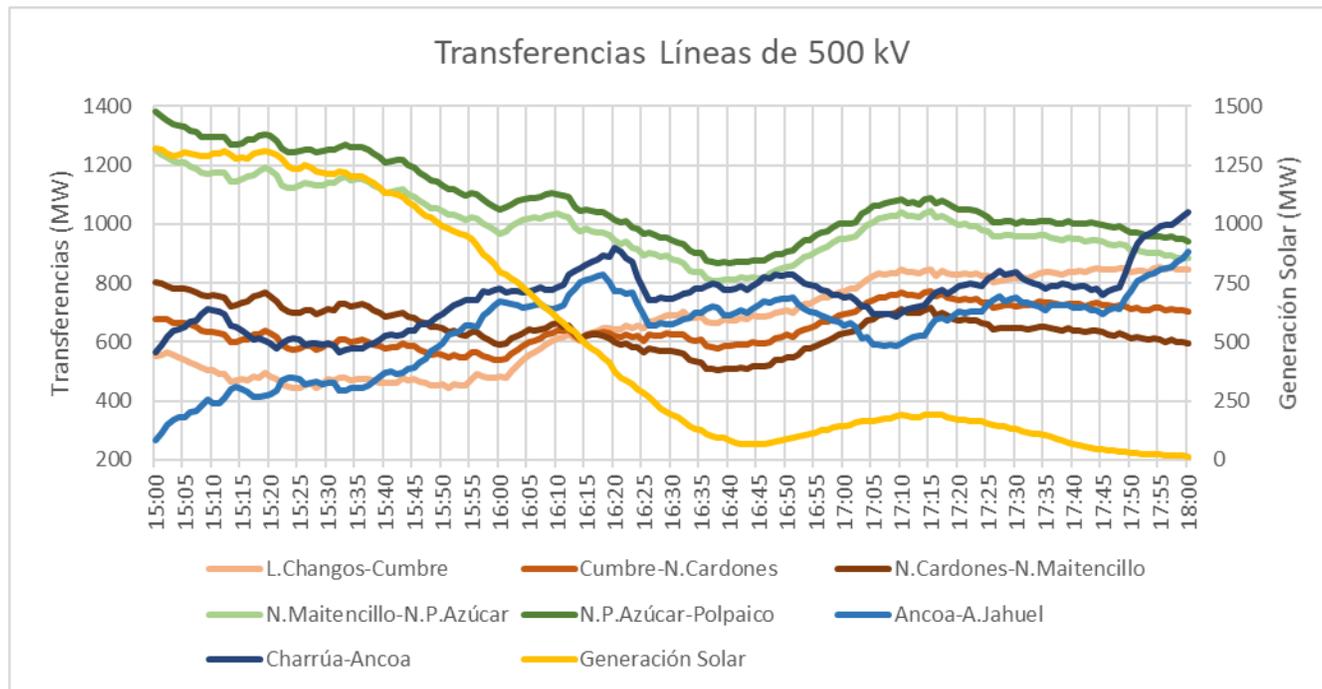


En los siguientes gráficos se presenta la generación de las centrales que participaron en el AGC, agrupadas de acuerdo con su tipo de tecnología: térmicas o hidráulicas.



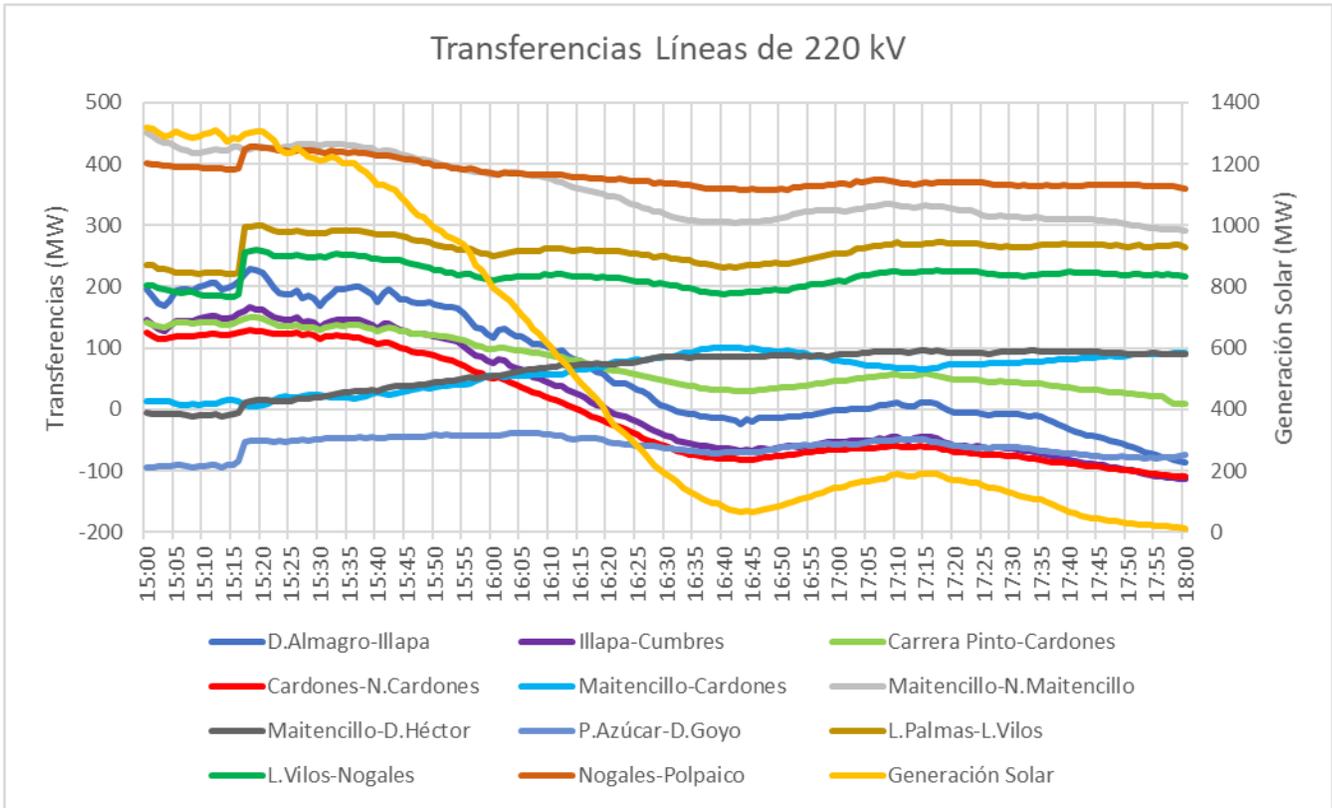
3.6 Transferencias por el sistema de transmisión

En el sistema de transmisión de 500 kV, el mayor aporte de las centrales hidroeléctricas para el reemplazo de la generación solar se reflejó en el aumento de las transferencias por el corredor Charrúa-Ancoa-Jahuel.



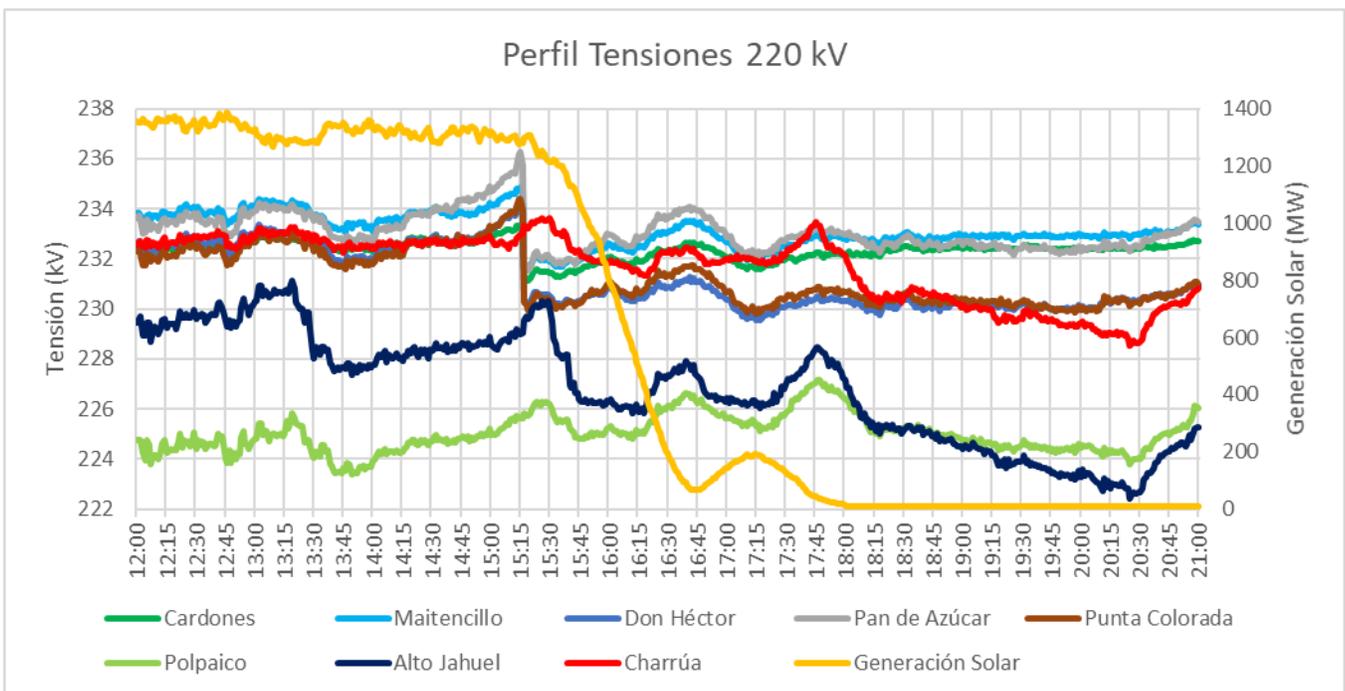
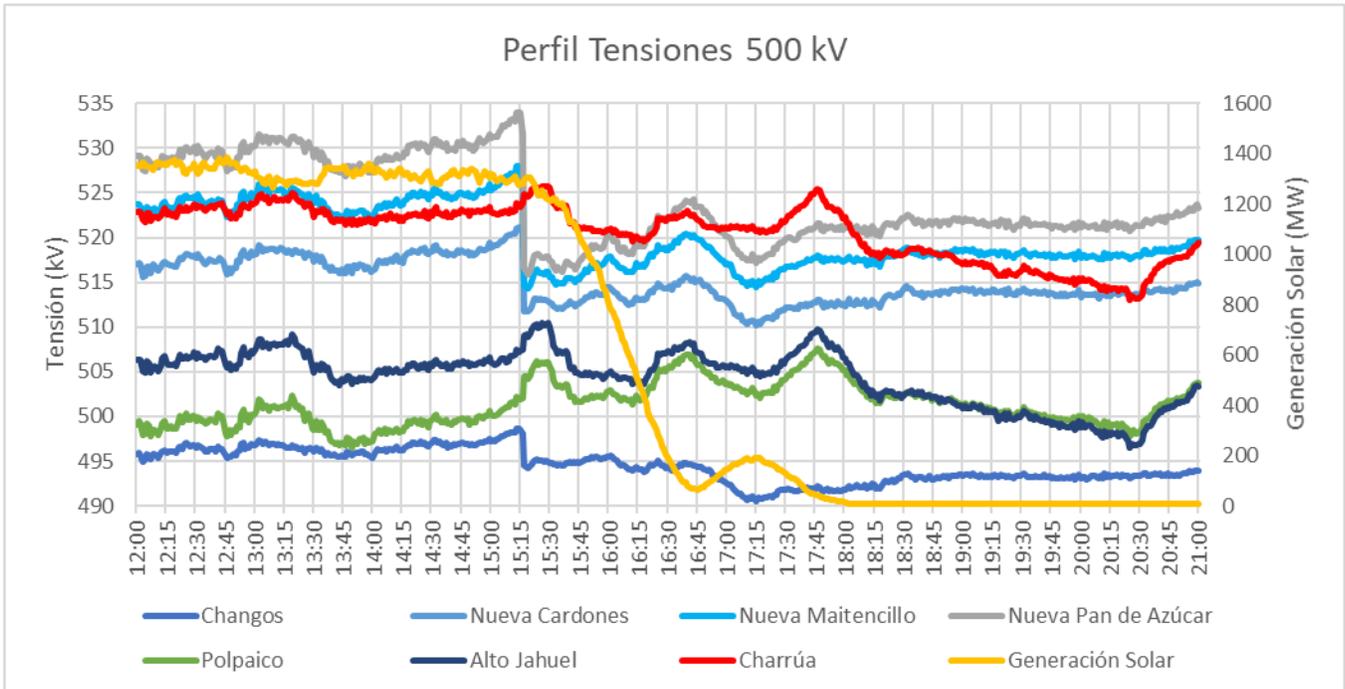
En el sistema de transmisión de 220 kV, entre las SS/EE Diego de Almagro y Polpaico, los mayores cambios en el nivel de las transferencias se presentaron en las líneas que evacuan producción solar, tales como Diego de Almagro-Illapa y Carrera Pinto-Cardones. La caída en la generación solar también disminuyó las transferencias desde 220 kV a 500 kV, lo que se aprecia en las líneas de Illapa-Cumbre, Cardones-Nueva Cardones y Maitencillo-Nueva Maitencillo.

Cabe señalar que el escalón de variación en las transferencias por las líneas cuyos sentidos son de Pan de Azúcar al sur, que se observa a las 15:17 horas, se debe a la desconexión de la compensación serie de la línea Nueva Pan de Azúcar-Polpaico 500 kV.



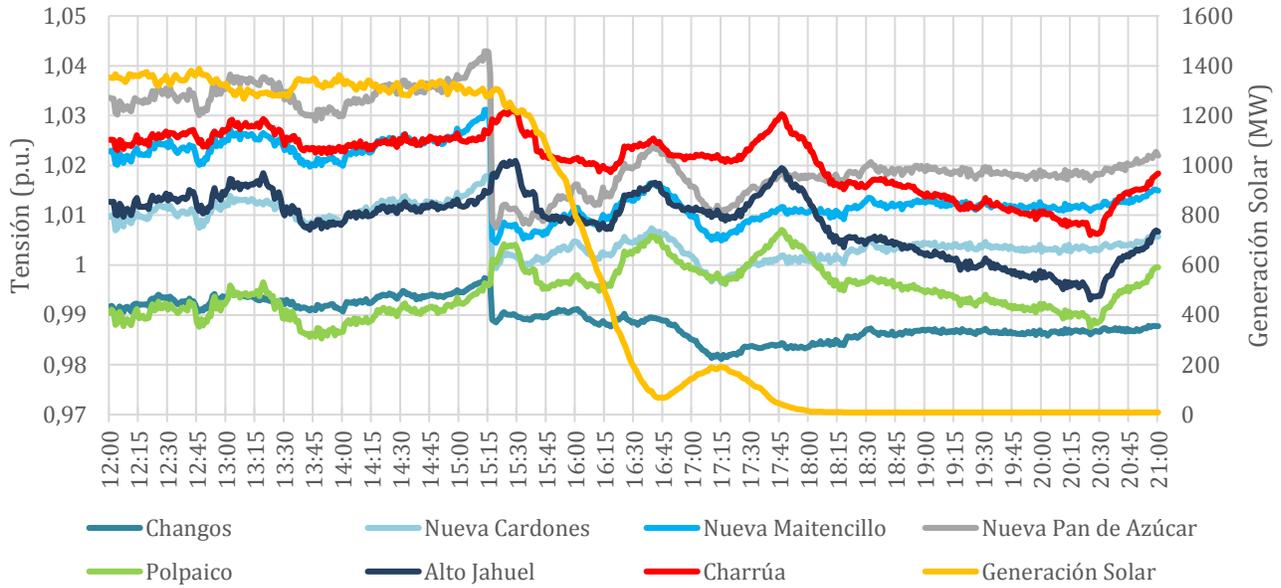
3.7 Perfil de Tensiones

A continuación, se observa la evolución del perfil de tensiones durante el eclipse.

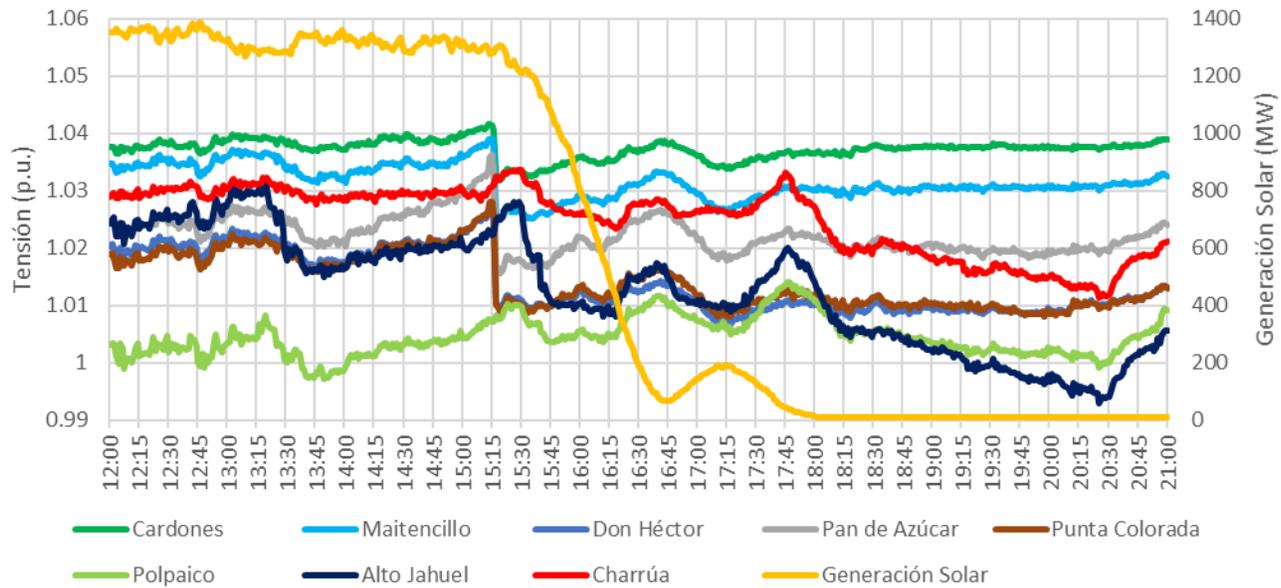


Normalizando de acuerdo con las tensiones de servicio, se aprecia que las tensiones se mantuvieron todo el tiempo entre sus límites aceptables de operación para el estado de operación normal.

Perfil de Tensiones 500 kV p.u.

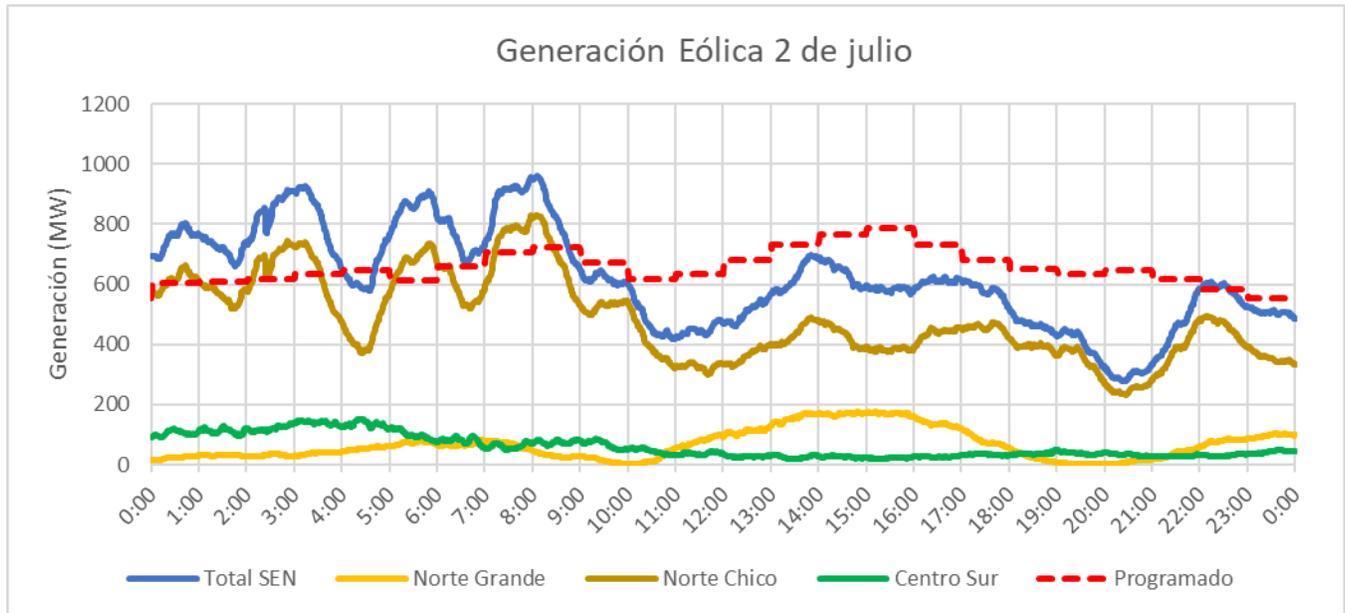


Perfil Tensiones 220 kV p.u.

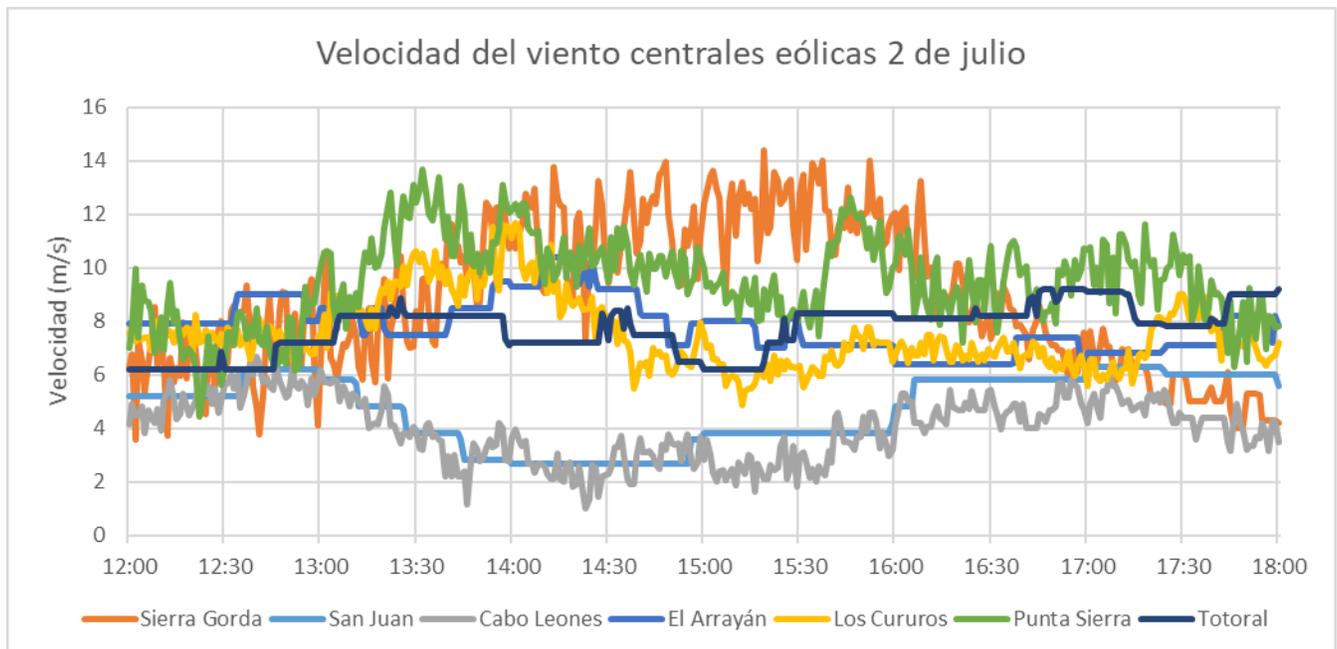


3.8 Perfil de generación eólica

La producción de las centrales eólicas no experimentó variaciones relevantes durante el eclipse, manteniéndose estable la generación eólica total del SEN en 600 MW entre las 15:00 y 17:45 hrs.

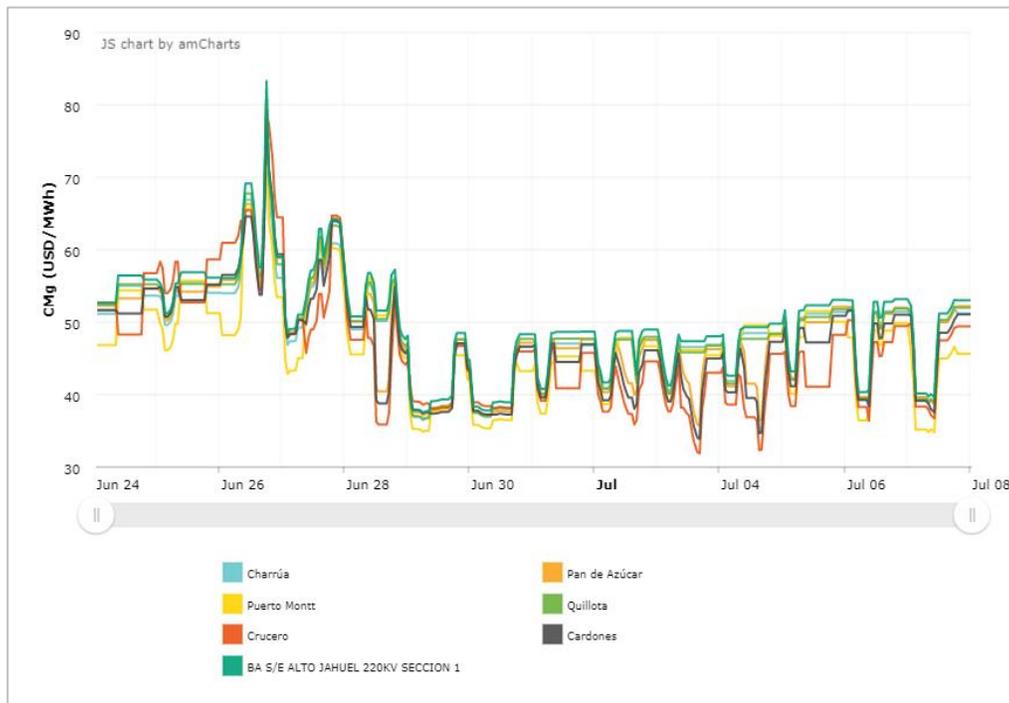


Por otra parte, la velocidad del viento monitoreada en varios parques eólicos tampoco experimentó variaciones significativas durante el eclipse.



3.9 Costo Marginal

El costo marginal en barras del SEN se mantuvo en valores normales para esa semana.



4 Lecciones Aprendidas

Las principales lecciones aprendidas en relación con el eclipse total de sol que afectó al SEN el 2 de julio de 2018 son:

- ***Un buen pronóstico y provisión de reservas evita reducción controlada de la generación de parques fotovoltaicos***

En la medida que los recursos de reserva y tasa de toma/bajada de carga, basados en pronósticos precisos de la reducción/aumento de generación solar (y sus respectivos gradientes), estén disponibles, no será necesario reducir controladamente la generación fotovoltaica. También es importante realizar pronósticos finales, el mismo día del eclipse, de manera de considerar las reales condiciones operacionales presentes, condiciones de nubosidad y condiciones sinópticas.

- ***Niveles adecuados de reserva disponible permite mantener un buen control de frecuencia***

El programa diario de generación del martes 02 de julio, que se realizó el día anterior, definió la participación de los recursos para el control de frecuencia. Al comienzo del eclipse, había disponible suficiente reserva para el control de frecuencia, en montos similares a los que se tiene habitualmente cada día para enfrentar el apagado natural de los parques solares al atardecer, de manera de cubrir la reducción de la generación solar por efecto del eclipse y manteniendo en todo momento el Error de Control de Área (ACE) cercano a cero.

- ***Disponibilidad de energía flexible hidroeléctrica y térmica a gas para las horas del eclipse***

Se realizó un uso del agua embalsada, de manera de mantener reserva suficiente y disponibilidad de generación flexible, para tomar carga ante la reducción de la generación fotovoltaica. De igual manera, se dispuso de generación térmica de acuerdo con la lista de mérito de despacho económico vigente.

- ***Limitación de solicitudes de intervención y trabajos en el SEN permitió preservar la robustez del sistema***

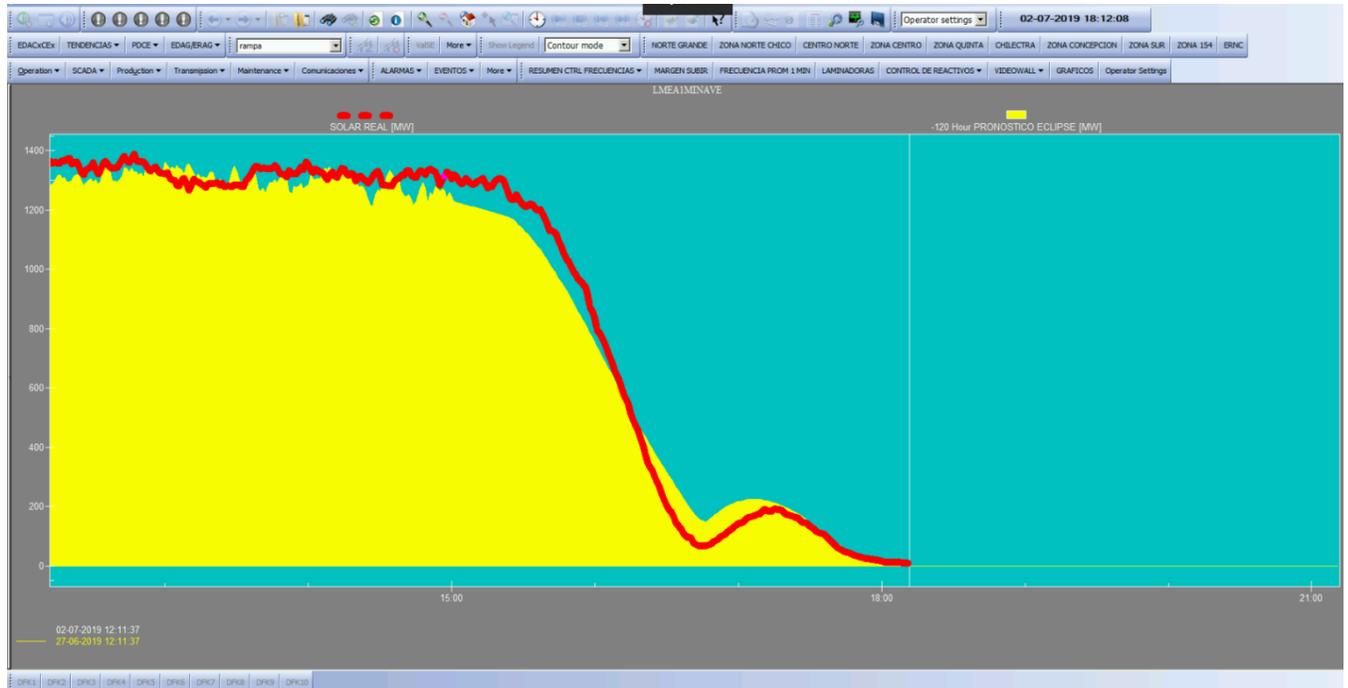
La limitación en la autorización de los permisos programados de desconexiones e intervenciones en el sistema permitió mantener disponibles la mayor cantidad de recursos de generación y transmisión.

- ***Capacitaciones a ingenieros despachadores del Centro de Despacho y Control permitió preservar los niveles de conciencia situacional en el SEN***

Se realizaron capacitaciones a ingenieros despachadores para efectos que incorporen las características e impacto del eclipse sobre la operación del SEN, aplicaciones de las medidas operacionales requeridas, uso de despliegues especiales, entre otros aspectos, lo que permitió ejercitar el proceso de toma de decisiones en tiempo real de manera exitosa.

- **Los despliegues especiales desarrollados permitieron el monitoreo de la reducción de generación solar y su rampa**

Se desarrollaron despliegues especiales para el monitoreo del eclipse que permitió al CDC conocer en todo momento el grado de impacto del eclipse sobre la generación fotovoltaica total y su rampa de reducción, valores de irradiancia solar y pronósticos de su evolución. Por ejemplo:



- **La generación eólica y el recurso viento no presentaron variaciones importantes durante el evento**

Se almacenó en el Sistema Scada información obtenida durante el eclipse, correspondiente a velocidad del viento, generación eólica y temperatura ambiente, de manera de obtener conocimiento relacionado con los efectos del eclipse sobre la generación eólica, los cuales mostraron que no hubo mayor alteración de dicha generación por acción del eclipse.