

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS
ESCUELA DE PREGRADO

MEMORIA DE TÍTULO

**APLICACIÓN Y EVALUACIÓN DE UN MODELO DE ESTIMACIÓN DEL
EFECTO DE UN ECLIPSE SOLAR EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA
FOTOVOLTAICA: APLICACIÓN AL ECLIPSE DEL 2 DE JULIO DE 2019**

LONG FEI HU CAI

Santiago, Chile

2020

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS
ESCUELA DE PREGRADO

MEMORIA DE TÍTULO

**APLICACIÓN Y EVALUACIÓN DE UN MODELO DE ESTIMACIÓN DEL
EFECTO DE UN ECLIPSE SOLAR EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA
FOTOVOLTAICA: APLICACIÓN AL ECLIPSE DEL 2 DE JULIO DE 2019**

**APPLICATION AND EVALUATION OF A MODEL TO ESTIMATE THE
EFFECT OF A SOLAR ECLIPSE ON PHOTOVOLTAIC POWER
GENERATION: APPLICATION TO THE ECLIPSE OF JULY 2, 2019.**

LONG FEI HU CAI

Santiago, Chile

2020

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS
ESCUELA DE PREGRADO

**APLICACIÓN Y EVALUACIÓN DE UN MODELO DE ESTIMACIÓN DEL
EFECTO DE UN ECLIPSE SOLAR EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA
FOTOVOLTAICA: APLICACIÓN AL ECLIPSE DEL 2 DE JULIO DE 2019**

Memoria para optar al Título Profesional de:
Ingeniero en Recursos Naturales Renovables

LONG FEI HU CAI

Profesor Guía

Sr. Luís Morales Salinas.
Profesor de Ciencias Naturales y Físicas, Ph. D.

Calificaciones



7,0

Profesores Evaluadores

Sr. Andrés de la Fuente D.
Ingeniero Agrónomo

Sr. Gerardo Soto M.
Ingeniero Forestal, M.S. Dr.



7,0

Gerardo
Soto
Mundaca

Firmado digitalmente por Gerardo
Soto Mundaca
Fecha: 2020.10.21 16:06:33 -0300

6,8

Santiago, Chile

2020

“La vida es y siempre seguirá siendo una ecuación incapaz de resolver, pero tiene ciertos factores que conocemos”. (Nikola Tesla)

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia. A mis padres, por el esfuerzo y la dedicación entregada para que sus dos hijos pudieran tener una educación universitaria, donde debo destacar la enorme valentía de criarnos en un país con una cultura e idioma totalmente distinto a su lugar de origen. A mi hermana, por ser esa figura mayor que me incitaba a seguir adelante, además de sus acciones que me hicieron mejor persona. Si bien, hemos vivido grandes adversidades como familia, han sido el pilar fundamental en mi vida, por lo que anhelo que se sientan orgullosos de mí, tanto como yo lo estoy de ellos.

Agradezco al profesor Luís Morales, quien desde la primera instancia que le propuse este tema de memoria de título, me entregó su disposición a ser mi profesor guía, dándome apoyo, consejos y conocimientos a lo largo de todo este proceso, mejorando así, la confianza en mí mismo. También agradezco al equipo LARES, en especial a Guillermo Fuentes por entregarme sus vastos conocimientos y guiarme en los momentos donde no encontraba respuestas. A Simón Saud, por su increíble disposición a ayudar, por indicarme los procesos a seguir y por esas tardes de deporte haciendo barras que servían para despejarse de todo.

También agradezco a Felipe Cuevas, quien fue mi supervisor en la práctica profesional y me entregó nuevas herramientas y enseñanzas, además de creer en mí y concederme este tema como una posible memoria de título. Al equipo de Comité Solar, que me enseñó conocimientos sobre la energía solar y el contexto nacional de la industria fotovoltaica, especialmente Ana María Ruz, quien fue finalmente la persona que me dio la oportunidad de desarrollar esta memoria de título como un integrante de su equipo.

A Yeraldín Neira por guiarme con sus consejos y experiencia en el engorroso camino de los trámites que se deben realizar en esta etapa universitaria, incluyendo además su gran disposición y paciencia a ayudar. También a Benjamín Guerrero que, pese a sus bromas desde el primer trabajo de ecología con su comentario clásico, fue un gran apoyo en las presentaciones y en este manuscrito.

Por último, pero no menos importante, agradezco a mis amigos, “las ratas”, por aguantar todas mis locuras y estar a mi lado en esta etapa universitaria. Todos esos momentos que vivimos juntos, esos problemas en que nos metíamos, las instancias donde todo lo hacíamos a última hora y salíamos heroicos de cierta forma; las juntas donde enrabiábamos a Diego, y tantas situaciones más, nos definen como los amigos que somos y lo ratas que siempre seremos. Destaco a Angélica González, que me ayudó con mis eternos problemas de redacción durante todos los trabajos en que estuvimos juntos, así como también en la presente memoria de título: sin ti, nadie entendería lo que escribo. A Gustavo Orrego, que si bien se retiró voluntariamente de “las ratas”, siempre fue un amigo que me acompañó a todas. Sin ti, aún estaría en primer año de universidad.

ÍNDICE

RESUMEN.....	1
ABSTRACT.....	2
INTRODUCCIÓN	3
Objetivo General	5
Objetivos específicos	5
MARCO TEÓRICO.....	6
Contexto energético chileno.....	6
Industria fotovoltaica.....	7
Factores reductores de la generación eléctrica fotovoltaica	8
Radiación solar	9
Eclipses solares.....	12
Eclipse solar total Chile 2019	14
Experiencias internacionales	14
Eclipse solar 20 de marzo de 2015, Europa.....	15
Eclipse solar 21 de agosto de 2017, Estados Unidos.....	16
MATERIALES Y MÉTODOS	19
Área de Estudio	19
Materiales	20
Método.....	21
Objetivo 1: Comparar la generación eléctrica estimada sin y con eclipse solar del día 2 de julio de 2019.	22
i) Generación eléctrica estimada sin eclipse solar del día 2 de julio de 2019.....	22
ii) Generación eléctrica estimada con eclipse solar del día 2 de julio de 2019.....	23
Objetivo 2: Evaluar la capacidad predictiva del modelo sobre la generación eléctrica estimada del eclipse solar del día 2 de julio de 2019.....	24
RESULTADOS.....	27
Objetivo 1	27
i) Generación eléctrica estimada sin eclipse solar del día 2 de julio de 2019.....	27
ii) Generación eléctrica estimada con eclipse solar del día 2 de julio del 2019. ..	28
Objetivo 2	30
DISCUSIÓN	32
CONCLUSIONES	35
BIBLIOGRAFÍA	36
ANEXOS	41
APÉNDICES.....	42

Índice de cuadros

Anexo 1. Comportamiento en el tiempo del eclipse solar del 2 de julio de 2019 para las localidades bajo la totalidad del eclipse solar.	41
Apéndice 1. Plantas fotovoltaicas que sí presentan generación en julio 2018 correspondiente a 74 centrales generadoras de electricidad.	42
Apéndice 2. Plantas fotovoltaicas con entrada en operación entre julio 2018 y marzo 2019 correspondiente a 37 centrales generadoras de electricidad.	44
Apéndice 5. Inicio, final, momento y porcentaje de máxima oscuridad del eclipse solar para cada planta fotovoltaica.	46

Índice de figuras

Figura 1. Comparación en generación de sistema fijo (curva celeste) y sistema móvil (curva amarilla) (Fuente: IFC, 2015).	9
Figura 2. Variación de la constante solar durante el año (Fuente: Quinteros, 2008).	10
Figura 3. Distribución de la radiación ultravioleta, visible e infrarroja (Fuente: Campos, 2018).	11
Figura 4. Tipos de radiación (Fuente: Campos, 2018).	11
Figura 5. Eclipses solares de Saros 136, de 1901 a 2045 (Fuente: Espenak y Meeus, 2009).	13
Figura 6. Tipos de eclipses solares (Fuente: NAOJ, 2016).	13
Figura 7. Porcentajes de ocultamiento máximo por parte de eclipse solar del 2 de julio de 2019 por región (Fuente: CONICYT, 2019).	14
Figura 8. Capacidad instalada en GW (IC) e impacto estimado en GW por el eclipse (▼) de Europa continental por país (Fuente: ENTSO-E, 2015b).	15
Figura 9. Comparación de la generación estimada para Europa continental con y sin eclipse solar para el 20 de marzo de 2015. (Fuente: Ausmus et al., 2018).	16
Figura 10. Comparativa estimada de generación fotovoltaica a gran escala de Estados Unidos con y sin eclipse solar para el 21 de agosto de 2017. (Fuente: Ausmus et al., 2018).	17
Figura 11. Comparativa estimada de generación distribuida de Estados Unidos con y sin eclipse solar para el 21 de agosto de 2017. (Fuente: Ausmus et al., 2018).	17
Figura 12. Área de estudio donde se abarca las plantas solares de gran escala a nivel nacional. Las líneas en colores muestran la trayectoria del Sol en el eclipse en estudio.	19
Figura 13. Generación estimada sin el eclipse solar para el 2 de julio de 2019 para las plantas fotovoltaicas con registros históricos (74 plantas fotovoltaicas) y las estimadas a través de su radiación global (37 plantas fotovoltaicas).	28
Figura 14. Comparativa de la generación estimada para la industria fotovoltaica con y sin el efecto del eclipse solar para el día 2 de julio de 2019.	29
Figura 15. Validación de la generación estimada del 2 de julio de 2019 a través de datos reales de generación. La recta roja discontinua corresponde a la función identidad.	30
Figura 16. Comparación de puntos de generación real y estimada.	31
Apéndice 3. Radiación solar global promedio de las 37 plantas fotovoltaicas que se utilizó para estimar la generación de julio 2019.	45
Apéndice 4. Generación de marzo 2019 para las 37 plantas fotovoltaicas que se utilizó para la estimación de generación de julio 2019.	45

RESUMEN

Desde el año 2012, la industria fotovoltaica en Chile ha tenido un crecimiento de tal magnitud, que se ha convertido en la energía renovable no convencional de más importante crecimiento del país, ocupando un 10% de la capacidad instalada de la matriz energética nacional. Dentro de esta industria existen diversos efectos que reducen la eficiencia de generación eléctrica, como lo son el tipo de tecnología del panel que utilizan, la presencia de seguidores solares y el efecto *soiling*, entre otros. Pero existe un fenómeno que afecta a las plantas fotovoltaicas del que existe escasa información a nivel mundial y que no se presenta investigación en Chile: el efecto de reducción de generación que provocan los eclipses solares sobre las plantas fotovoltaicas. El eclipse solar del 2 de julio de 2019 fue la primera oportunidad para aplicar y evaluar el modelo de estimación de generación eléctrica fotovoltaica chilena, debido a que este eclipse solar ocurrió en la zona norte, donde se ubica la mayoría de las plantas fotovoltaicas, además de que el 100% de oscuridad afectó a la central “El Romero”, planta fotovoltaica con mayor capacidad instalada del país. Los resultados de esta memoria de título corresponden a la generación estimada de las plantas fotovoltaicas chilenas para el 2 de julio de 2019, con y sin efecto del eclipse solar, donde se esperaba un efecto de reducción en forma de V en la generación fotovoltaica entre las 14:17 y las 17:50 horas. La reducción máxima de generación se estimó en 903,6 MW a las 16:35 horas. La validación del modelo reveló que la generación estimada permite la predicción de la generación del 2 de julio de 2019 con valores de los estadísticos de R^2 de 0,97, bias de -0,071, RMSE de 119,22 y NRMSE de 20,2%. Finalmente, el modelo entregó una adecuada predicción de la generación fotovoltaica, que otorga las bases para la toma de decisiones, permitiendo garantizar la seguridad eléctrica de la matriz energética. Además, el modelo permite su aplicación en futuros eclipses solares que afecten a plantas fotovoltaicas para anticipar el comportamiento de la generación eléctrica.

Palabras clave: Eclipse Solar, Industria fotovoltaica, Generación eléctrica, Chile.

ABSTRACT

Since 2012, Chilean photovoltaic industry has grown at such level that it has become the most important non-conventional renewable energy source, being 10% of the installed capacity of the national energy matrix. On this industry there are various factors that decrease efficiency of electric generation, such as the type of panel technology used, the use of solar trackers and soiling effect, and others. But there is a phenomenon that affects photovoltaic plants, that has little information worldwide and has no research in Chile: generation reduction effect caused by solar eclipses on photovoltaic plants. Solar eclipse of July 2dn, 2019 was the best chance to apply and evaluate photovoltaic electricity generation estimation model in Chile, due the fact that this solar eclipse affected northern Chile, where most solar plants are located, also to the fact that 100% obscuration affected “El Romero” plant, the photovoltaic plant with the largest capacity in the country. This research’s results show estimated generation of Chilean photovoltaic plants to July 2dn, with and without solar eclipse’s effect, where a reduction effect with a V shape was expected in photovoltaic generation between 14:17 and 17:50. Peak reduction in generation was estimated at 903.6 MW at 16:35. Model’s validation shows that estimated generation allowed to predict July’s 2dn, 2019 generation with values of R^2 statistics of 0.97, bias of -0.071, RMSE of 119.22 and NRMSE of 20.2%. At last, the model provided an adequate prediction of photovoltaic generation, which gives the basis to correct decision-making, guaranteeing electrical safety of energy matrix. Also, the model allows its application in future solar eclipses that affects photovoltaic plant to anticipate the behavior of electricity generation.

Keywords: Eclipse Solar, Photovoltaic Industry, Power Generation, Chile.

INTRODUCCIÓN

En el Chile actual, la implementación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) ha tomado un rol fundamental en la producción energética, con una capacidad instalada de 4.949 MW, correspondiente al 20,8 % de la matriz energética nacional. Este porcentaje se subdivide en distintas ERNC: alrededor del 10% corresponde a la solar fotovoltaica, 7% eólica, 2% biomasa y 2% minihidráulica de pasada, siendo así la energía solar fotovoltaica, como parte de la industria de ERNC, la más grande del país (CNE, 2019b). Las ERNC se enmarcan en la Ley de ERNC (Ley 20.257 y Ley 20.698), donde se establece para el año 2019 que un 11% de la energía generada en el país debe ser proveniente de ERNC, porcentaje en aumento año tras año, hasta llegar a una meta final de un 20% de energía para el 2025 (Pérez y Watts, 2018). En este sentido, Chile cumple efectivamente con la meta propuesta para el año 2019, representando un 197,5% de cumplimiento (CNE, 2019b). Ahora bien, se pronostica que el porcentaje de ERNC seguirá creciendo debido a que uno de los pilares de la estrategia nacional de energía 2012-2030 corresponde al despliegue de las ERNC, donde se tiene como fin fomentar la inversión en estas dentro del país (Ministerio de Energía, 2012). Por otra parte, Chile está catalogado como el país más atractivo para establecer proyectos de ERNC, dentro de 103 países en vía de desarrollo, por encima de India y Brasil (ClimateScope, 2018).

Entre las ERNC, se destaca la solar fotovoltaica, con una capacidad instalada de 2.385 MW (CNE, 2019a). Si bien, esta industria se inició con un sólo proyecto en el año 2012, llamado “Tambo Real”, ya en 2018 tenía 113 proyectos en operación (Energía Abierta, 2019). Durante los 8 años que ha estado presente esta industria en Chile, diversos factores han afectado a la producción eléctrica de las plantas fotovoltaicas, reduciendo la eficiencia de generación. Estos factores se subdividen en condiciones internas y externas. Entre las condiciones internas que afectan al panel solar, se encuentra el tipo de panel, la temperatura interna y el recubrimiento de panel para evitar el efecto *soiling* (Cepeda y Sierra, 2017). Entre las condiciones externas encontramos variaciones climáticas, ángulo de inclinación respecto al sol y sombreado por elementos externos como árboles y estructuras, entre otras. Estos factores han sido bien estudiados y existe constante desarrollo tecnológico para evitar la reducción de eficiencia por parte de estos factores, como seguidores solares y recubrimientos anti-suciedad, entre otros avances (Cepeda y Sierra, 2017).

Otro factor externo corresponde a los eclipses solares, que son fenómenos astronómicos actualmente estudiados y analizados, que ocurren como mínimo 2 y máximo 5 veces al año, ya sean totales, anulares o parciales a lo largo y ancho de toda la Tierra. De los eclipses solares se puede saber con precisión el lugar y el tiempo en que van a ocurrir, existiendo predicción de estos hasta el año 3000 (Maza, 2019). No obstante, los eclipses solares no siempre han sido considerados como un ocultamiento del sol tras la luna que genera convocatoria a nivel turístico y científico, sino más bien, como un valor simbólico. En el caso de la cosmovisión de las comunidades mayas, los cuerpos celestes eran catalogados como dioses, por lo que, cuando ocurría un eclipse solar, se generaba temor en la población, debido a que este suponía la muerte de un Dios, lo que traería terribles consecuencias al terminar el eclipse total (Nájera, 1995).

En el caso de Chile, sólo desde su independencia ha tenido la posibilidad de presenciar 15 eclipses totales de sol, el primero en 1811 donde el 100% de oscurecimiento se visualizó en Tierra del Fuego, y el último, ocurrido el 2 de julio de 2019, con 100% de oscuridad en las regiones de Coquimbo y Atacama, y parcial, visible en todas las otras regiones de Chile (De La Vega, 2019). El eclipse de sol del 2 de julio de 2019 cobra relevancia debido a que fue el primer eclipse solar que afectó a la industria fotovoltaica chilena, impactando además con una mayor magnitud en la zona norte del país, donde se encuentran principalmente estas centrales generadoras. El 100 % de oscuridad afectó a la planta fotovoltaica “El Romero”, la más grande del país, con una capacidad instalada de 196 MW, ubicada en la comuna de Vallenar, Región de Atacama (AURA, 2019; Electricidad, 2017).

A nivel mundial existen sólo 2 estudios relacionados con los impactos de los eclipses solares en la industria fotovoltaica. El primero fue realizado en Europa, donde el eclipse solar del 20 de marzo de 2015 se estimó una reducción de 35 GW en la producción, provocando preocupación por la rápida disminución y posterior aumento de generación eléctrica, lo que podía causar desestabilidad en el sistema; sin embargo, la estimación permitió generar una toma de decisiones para resguardar la seguridad del sistema eléctrico europeo. A modo de ejemplo, en Italia, debido a que la infraestructura eléctrica podía presentar inestabilidad por causa del eclipse solar, se procedió a reducir la inyección de generación eléctrica proveniente de las plantas fotovoltaicas y así asegurar la seguridad del sistema eléctrico (ENTSO-E, 2015b). El segundo estudio respondió al eclipse solar del 21 de agosto de 2017 que afectó a Estados Unidos, donde se estimó una reducción de la generación solar de 6 GW aproximadamente. Entre las medidas realizadas, destaca la reducción de la generación de las plantas fotovoltaicas en la etapa final del eclipse solar en el Estado de California, debido a que la sobre-generación eléctrica en el sistema podía afectar la estabilidad de este mismo, comprometiendo la seguridad eléctrica de California (Ausmus et al., 2018). Los antecedentes entregados anteriormente, se afirma que la industria fotovoltaica chilena está aumentando y probablemente lo seguirá haciendo, independiente de que siempre habrá eclipses solares.

El eclipse solar del 2 de julio de 2019, al ser el primero que afecta a la industria fotovoltaica en Chile, despierta la necesidad de saber qué ocurrió con la generación de energía, para tomar medidas de resguardo que a futuro garanticen la seguridad eléctrica en base a la industria fotovoltaica, evitando generar cortes en el sistema que afecte a nivel local o incluso regional a las industrias y la población, que además de dejar sin suministro, pueden causar daños en maquinarias y aparatos electrónicos. Por lo tanto, surge la necesidad de contar con un modelo para predecir el comportamiento de la generación fotovoltaica en un día con eclipse solar, específicamente, el eclipse del día 2 de julio de 2019, del que se poseen registros y estimaciones de su impacto en la industria fotovoltaica chilena. Este modelo predictivo debe ser replicable para otros eclipses solares y así aportar como herramienta para tomar decisiones más eficientes y seguras, manteniendo estable el sistema eléctrico nacional y asegurar el suministro eléctrico a las industrias y la población.

Objetivo General

Aplicar y evaluar un modelo de estimación de la generación eléctrica de las plantas fotovoltaicas chilenas, para el día del eclipse solar del 2 de julio de 2019.

Objetivos específicos

- Comparar la generación eléctrica estimada sin y con eclipse solar del día 2 de julio del 2019.
- Evaluar la capacidad predictiva del modelo sobre la generación eléctrica estimada del eclipse solar del día 2 de julio de 2019.

MARCO TEÓRICO

Contexto energético chileno

En Chile, los sistemas de generación eléctrica están a cargo de empresas privadas, donde el Estado cumple el rol de fiscalizar y regular el mercado eléctrico, con el fin de promover el crecimiento económico eficiente de este. Las generadoras eléctricas mayoritariamente están conectadas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), creado el 2017 mediante la interconexión del Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande, abarcando desde Arica hasta la isla de Chiloé. Las regiones que no abarca el SIC, correspondientes a Aysén y Magallanes, poseen sus propios sistemas eléctricos, llamados Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM), respectivamente. La operación de las centrales generadoras del SEN queda a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), un organismo encargado de velar por la seguridad del sistema y programar la entrada de las centrales para satisfacer la demanda al menor costo posible, bajo las restricciones de seguridad. El Ministerio de Energía es el organismo público a cargo del sector energético, el que elabora planes, políticas y normas para el desarrollo del sector. Bajo sus dependencias se encuentra la Comisión Nacional de Energía, encargada de analizar precios, tarifas y normas técnicas, y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que cumple un rol fiscalizador y fija los estándares técnicos al sector eléctrico (CNE, 2019a).

La matriz energética nacional tiene una capacidad instalada neta de 23.796 MW, donde el 23.625 MW corresponde al SEN, 63,66 MW pertenecen al SEA y el resto de la capacidad instalada son del SEM, con 107,39 MW. De este total nacional, el 53,4% proviene de centrales de termoelectricidad, 25,8% de centrales hidroeléctricas convencionales y un 20,8% corresponde a ERNC, separándose estas últimas en 10% de centrales solares fotovoltaicas, 7% de centrales eólicas, 2% de minihidráulicas de pasada y 2% de biomasa. Ahora bien, en términos de generación eléctrica, el SEN alcanza un 6.573 GW, donde el 64% son termoeléctricas, el 20% son hidroeléctricas convencionales y el 16% son ERNC. Si se toma este 16% de ERNC que equivale a 1.060 GWh, se encuentra liderando la generación del tipo solar con 369 GWh, seguido por la energía eólica con 338 GWh, después con 189 GWh las centrales de biomasa, luego la generación de centrales de minihidráulicas de pasada con 142 GWh y en último lugar, la generación geotérmica con 22 GWh. De lo anterior se destaca que en Chile la generación y capacidad instalada es protagonizada por las centrales de tipo termoeléctricas, donde en específico el carbón genera la industria eléctrica más grande del país con un 22% de capacidad instalada y con un 41% de la generación eléctrica bruta del país. Frente a lo anterior, existe en Chile un plan de descarbonización, donde se planea eliminar todas centrales a carbón del país, es decir, eliminar el tipo de energía con mayor generación y capacidad instalada (CNE, 2019b; CNE, 2019c).

El plan de descarbonización consiste en un acuerdo público-privado entre el Ministerio de Energía y las empresas que presentan centrales a carbón en el país, correspondiente a AES Gener, Colbún, Enel y Engie. Este plan tiene como meta final al año 2040 el cierre de todas las centrales generadoras a carbón, correspondiente en total a 28 a nivel nacional. Como primera etapa, se planea cerrar 8 de las centrales más antiguas al año 2024, 1 en

Iquique, 4 en Tocopilla, 2 en Puchuncaví y la última en la comuna de Coronel. Para el resto de los años, se deberán realizar mesas de trabajo cada 5 años donde se deben conseguir nuevos acuerdos para el cierre de las restantes centrales a carbón. No obstante, este plan no posee un carácter vinculante, sino más bien, depende de la capacidad de negociación que posea la mesa de trabajo para determinar el cierre de las centrales a carbón (Chile Sustentable, 2019).

Ahora bien, entre los escenarios previstos por el CEN mediante simulaciones para tener un entendimiento sobre el futuro frente al plan de descarbonización de Chile, estima sobre el comportamiento del desarrollo de nueva infraestructura de generación, que para todos los escenarios esperados desde el año 2020 al 2040 presenta un aumento en la infraestructura de ERNC, especialmente el de la industria fotovoltaica (CEN, 2018). Este esperado aumento de ERNC en Chile va de la mano con la ley de ERNC (Ley 20.257 y Ley 20.698). La ley 20.257 entró en vigor el año 2008, estableciendo un porcentaje mínimo de energía comercializada de ERNC como obligación a las empresas eléctricas con capacidad instalada superior a 200 MW, en la cual se tenía como meta un 10% para el año 2024, sin embargo, en el año 2013, con la ley 20.698 se modificó esta meta a 20% para el año 2025. El comportamiento del porcentaje en la ley 20.698 se inició el año 2013 con 5% de energía comercializada de ERNC y un aumento progresivo de 1% por año. A partir del 2020, el porcentaje aumenta 1,5%, hasta el año 2024 donde se incrementará un 2%, para así llegar al 20% (Pérez y Watts, 2018).

Industria fotovoltaica

Chile posee zonas con condiciones climáticas ideales para el desarrollo de la industria fotovoltaica, especialmente en el desierto de Atacama, uno de los lugares más áridos del planeta y con los índices promedios de radiación global más altos del mundo (Carvajal, 2018). A modo de comparación, Alemania, uno de los países con mayor cantidad de capacidad instalada en generación fotovoltaica, posee niveles de radiación similares a los que llegan en Chile entre Concepción y Puerto Montt. Por lo tanto, en potencial solar, Chile posee características únicas que permiten competir frente a otros países (Muñoz, 2018).

Como se explicó en el apartado anterior, las centrales fotovoltaicas poseen la capacidad instalada más grande de las ERNC correspondiente al 10% de la matriz nacional (CNE, 2019b). Los inicios de esta industria fueron en el año 2012, con la central fotovoltaica “Tambo Real” de 2,9 MW, y ya para el año 2018, existían 113 plantas fotovoltaicas, sumando un total de 2.339,3 MW de potencia bruta. Entre las centrales fotovoltaicas con mayor potencia bruta al año 2018 se encontraban El Romero (196 MW), Luz del Norte (141 MW), Bolero (138 MW), Parque Solar Finis Terrae (138 MW), Conejo Solar (104 MW), Quilapilún (103 MW), Llano de Llampos (101 MW), El Pelicano (100 MW) y Cerro Dominador (99 MW). La ubicación de las centrales fotovoltaicas va desde la Región de Arica y Parinacota con la central “El Águila I” hasta la Región de Ñuble con la planta fotovoltaica “Las Palomas” (Energía Abierta, 2019). La base de datos del CEN donde se presenta la generación real de las centrales eléctricas reportaba en marzo 2019, se registran 111 centrales fotovoltaicas que producían energía eléctrica (Apéndice 1 y 2). Ahora bien, entre el periodo de marzo 2019 a julio 2019, 26 centrales fotovoltaicas

comenzaron su operación, donde se destaca la central fotovoltaica “Huatacondo”, con 103 MW de potencia bruta (CEN, 2019b).

Factores reductores de la generación eléctrica fotovoltaica

El funcionamiento de una central fotovoltaica consiste en paneles fotovoltaicos que toman la radiación solar para transformarla en energía de corriente continua. Esta corriente continua pasa por un inversor para convertirse en corriente alterna, donde finalmente se eleva la tensión mediante un transformador para luego inyectar la energía a la red. Dependiendo de qué tecnología se ocupe en el proceso, es lo que determina en parte la eficiencia de la generación eléctrica (Maureira, 2017). A continuación, se detallarán algunos de los elementos tecnológicos que influyen en la eficiencia:

- **Celda fotovoltaica:** Es la encargada de captar la radiación proveniente del sol y transformarla en energía eléctrica continua. Dependiendo del tipo de material con que estén construidos, corresponde su eficiencia. Estos tipos de materiales corresponden a: monocristalinos, policristalinos, amorfos y lámina delgada. Los monocristalinos consisten en celdas construidas con un solo cristal de silicio de alta pureza, con una eficiencia de 16% y un proceso de fabricación costoso. Las celdas policristalinas están compuestas de cristales pequeños de silicio distribuidos desordenadamente y presentan una eficiencia de 14% aproximadamente. El tipo amorfo al igual que los casos anteriores están hechos de silicio, pero su fabricación es más simple, haciéndolos más económicos, pero a su vez presentan una degradación mayor al ser expuestos al sol, alcanzando un 12% de eficiencia. Por último, la lámina delgada depende del material con que se construye para establecer su eficiencia, donde el arsénico de galio posee un rendimiento de 20%, el diseleniuro de cobre en indio tiene un 9%, mientras que el silicio amorfo y telurio de cadmio tienen un 8% de rendimiento aproximado (Miranda, 2016).
- **Sistema de montaje:** Consiste en las estructuras que sostienen y orientan de manera adecuada al panel solar en dirección hacia el sol. Existen 2 tipos de montajes: fijos y móviles. Los montajes fijos dejan al panel solar en una única inclinación y orientación, mientras que los montajes móviles o sistemas de seguimiento solar poseen la capacidad de presentar movimiento en función del movimiento del sol. Si el seguidor solar sólo cambia en orientación o en ángulo de inclinación, es un seguidor solar de un eje; si el sistema móvil cambia de orientación y ángulo de inclinación, se trata de un sistema de seguimiento de dos ejes (Maureira, 2017). Se puede apreciar la diferencia en generación entre montaje fijo y móvil de 2 ejes en la Figura 1.

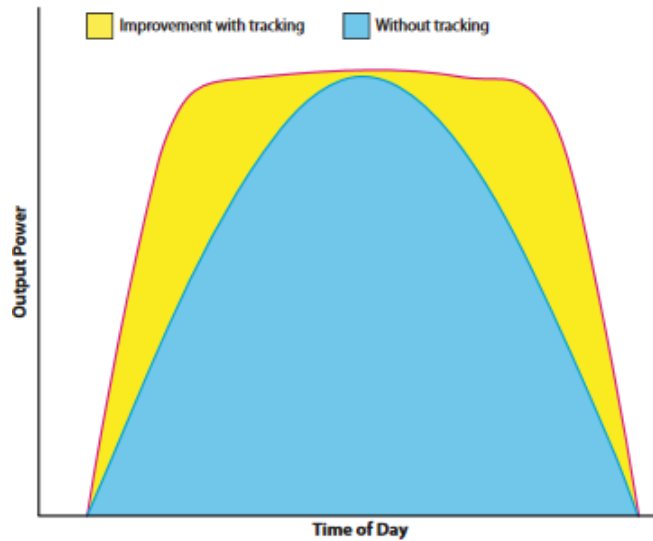


Figura 1. Comparación en generación de sistema fijo (curva celeste) y sistema móvil (curva amarilla) (Fuente: IFC, 2015).

- **Otros elementos tecnológicos:** El inversor y el transformador son elementos que modifican la energía generada. El inversor convierte la energía de corriente continua a corriente alterna, y el transformador eleva la tensión a lo que requiera la red (33 kV, 110 kV, 220 kV, etc.). Dentro de estas modificaciones existe una pérdida de energía, que dependiendo de la calidad del inversor o de cuánto se eleva la tensión, determinará qué tanto se ve afectada la eficiencia (IFC, 2015).

Existen factores externos a las plantas fotovoltaicas que afectan a la eficiencia de generación de los paneles, dentro de las que destacan:

- **Suciedad o contaminación:** Conocido también como “efecto *soiling*”, se trata de la presencia de polvo sobre los módulos fotovoltaicos que reduce la superficie el contacto con la radiación solar y por consiguiente, produce una reducción de la eficiencia de generación eléctrica (Rau, 2017).
- **Temperatura:** Normalmente los paneles fotovoltaicos presentan una potencia nominal entregada por los fabricantes, determinada utilizando condiciones estándar. En términos de temperatura, generalmente se toma el valor de 25 °C. El rendimiento de un panel solar posee una dependencia directa con la temperatura, donde a mayor temperatura que obtenga el panel, menor será su rendimiento final (Maggi, 2013). Existen distintos métodos para disminuir la temperatura de los paneles fotovoltaicos, como enfriamiento a base de agua, intercambiadores de calor, entre otras formas de disipar el calor (Cepeda y Sierra, 2017).

Radiación solar

El Sol es la estrella más cercana a la Tierra, con una temperatura promedio correspondiente a 5.778 K y una serie de reacciones nucleares de fusión que producen energía en forma de radiación electromagnética que termina siendo liberada al espacio.

Esta energía, al llegar a la Tierra, genera 2 flujos de energía radiante correspondiente a radiación solar extraterrestre y radiación solar global (Aburto, 2007).

La radiación solar extraterrestre corresponde a la energía proveniente del Sol, que llega a la parte externa de atmósfera de la Tierra y que tiene como valor medio 1.367 W/m^2 , conocido como constante solar. Este valor, pese a ser tomado como constante, posee pequeñas variaciones debido a la variabilidad de la distancia entre el Sol y la Tierra debido a la órbita y la excentricidad del planeta (Figura 2) y a las manchas solares sobre la superficie externa del Sol (Aburto, 2007; Moreno, 2007).

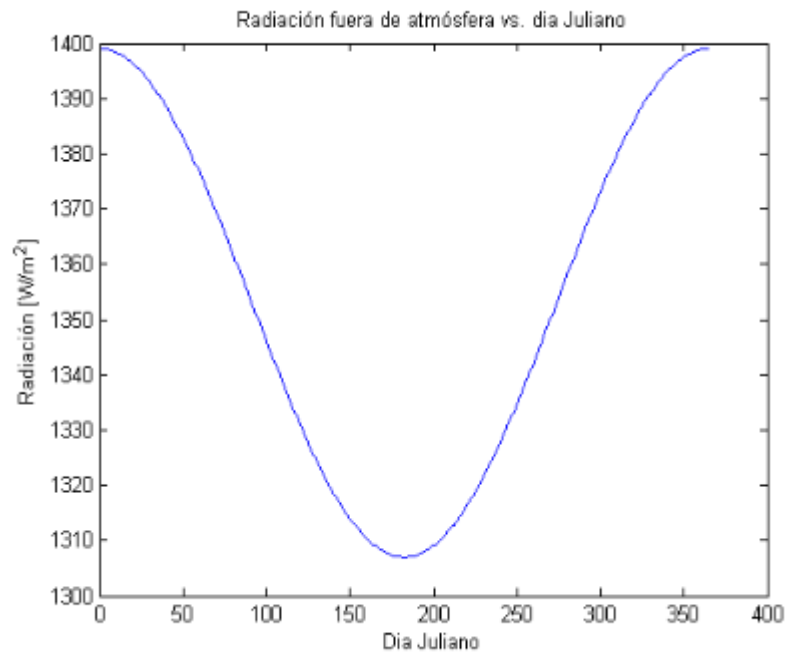


Figura 2. Variación de la constante solar durante el año (Fuente: Quinteros, 2008).

Esta energía solar que llega a la capa externa de la atmósfera terrestre se puede clasificar en 3 grupos de ondas electromagnéticas según su longitud de onda: Ultravioleta, con una longitud de onda entre $0,30$ a $0,38 \mu\text{m}$; visible, con rango de $0,38$ a $0,78 \mu\text{m}$; e infrarroja, con longitudes de onda desde $0,78$ a $2,5 \mu\text{m}$, donde se distribuye con $6,4\%$, 48% y $45,6\%$ de la radiación solar extraterrestre respectivamente (Figura 3). Esta radiación se atenúa al ingresar a la atmósfera, donde los distintos gases absorben la radiación solar. El ozono absorbe parte de la radiación ultravioleta y visible, mientras que el vapor de agua y el dióxido de carbono disminuyen parte de la radiación infrarroja (Campos, 2018).

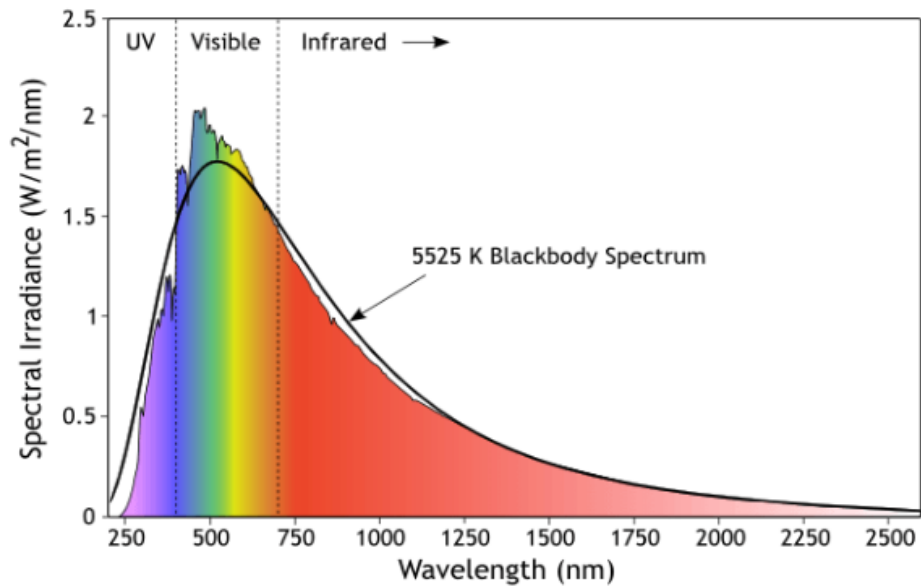


Figura 3. Distribución de la radiación ultravioleta, visible e infrarroja (Fuente: Campos, 2018).

La radiación solar que llega a la superficie y atraviesa la atmósfera se denomina radiación solar global. Esta radiación que depende de la composición y los factores de la atmósfera se subdivide en dos flujos de energía: la radiación directa y la difusa, apreciable en la Figura 4. La radiación directa corresponde a la radiación que no se ha dispersado atmosféricamente y se propaga en una dirección constante, en cambio, la radiación difusa se propaga en todas las direcciones, debido a que es absorbida y dispersada por los componentes de la atmósfera (Aburto, 2007).

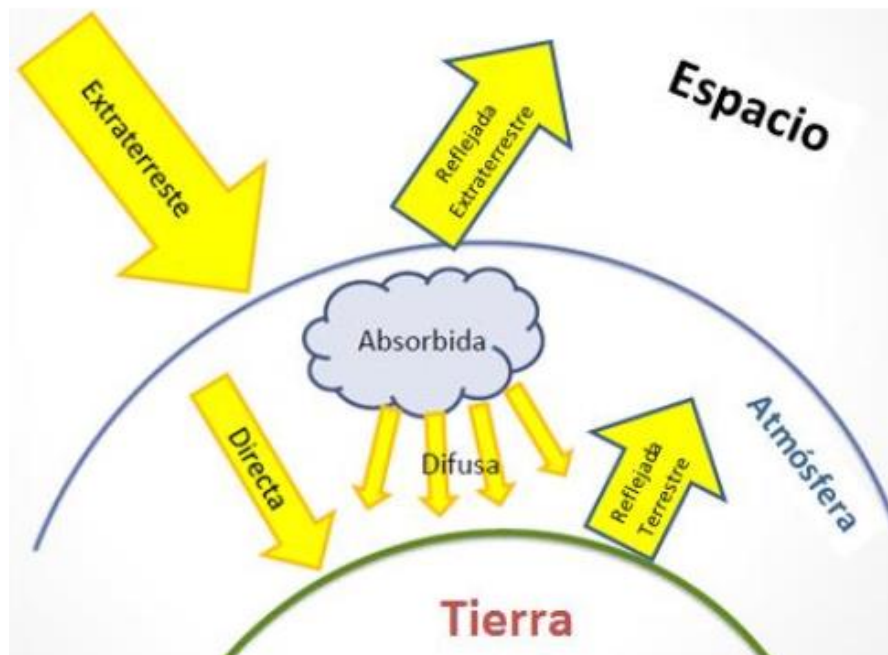


Figura 4. Tipos de radiación (Fuente: Campos, 2018).

Eclipses solares

Los eclipses solares son fenómenos astronómicos provocados por la alineación del Sol, la Luna y la Tierra. Esta alineación, desde el punto de vista de la Tierra, provoca un ocultamiento del Sol por parte de la Luna, disminuyendo la luz solar sobre una porción de la superficie de la Tierra en un determinado periodo de tiempo (Wild, 2017). Lo que hace especial a este fenómeno astronómico es la coincidencia de distancia-tamaño, donde el Sol, con aproximadamente 400 veces el tamaño de la Luna y se encuentra a una distancia a la Tierra de aproximadamente 400 veces la distancia de la Luna a la Tierra, permitiendo la ocurrencia de un eclipse solar. Si la órbita de la Tierra y la de la Luna estuvieran alineadas, habría un eclipse solar por cada luna nueva, es decir, cada un mes aproximadamente (Maza, 2019). Pero debido a que la órbita de la Luna presenta una inclinación de 5,1 grados respecto a la eclíptica, sólo se puede producir un eclipse solar cuando hay luna nueva cerca de puntos donde hay una intersección entre la trayectoria de la lunar con la eclíptica, donde estos dos puntos de intersección se llaman nudo ascendente y descendente. Además, la Luna también posee una órbita elíptica, haciendo que su distancia con la Tierra varíe en promedio un 6% aproximadamente, generando la diferencia entre eclipses anulares y totales, debido a que cambia el tamaño aparente de la Luna (Casado, J. y M. Serra-Ricart. 2003; Espenak y Meeus, 2009).

La geometría de órbitas da un entendimiento para predecir estos fenómenos mediante los ciclos de eclipses, siendo el más conocido el periodo de Saros, a través del cual se indica que un eclipse se puede repetir en aproximadamente 18 años y 11 días con 8 horas, que es donde la Luna y la Tierra regresan a la misma posición de sus órbitas. Este evento se calcula mediante tres periodicidades relacionadas con la órbita lunar: Mes sinódico, de anomalístico y draconítico. El mes sinódico se trata de cuánto demora el satélite natural en ir de una luna nueva a la siguiente luna nueva. Tomando un marco fijo para la órbita de la Tierra, la Luna demoraría 27,3 días aproximadamente, pero debido a que la Tierra gira alrededor del sol, el mes sinódico corresponde aproximadamente a 29,5 días. El mes anomalístico es el tiempo que se demora en ir la Luna de un perigeo al siguiente perigeo, correspondiente a 27,5 días. El mes draconítico corresponde a cuánto se demora la Luna en pasar por el mismo nudo, correspondiendo a 27,2 días aproximadamente. Un Saros corresponde a 223, 239 y 242 meses sinódicos, anomalísticos y draconíticos respectivamente. Debido a que el periodo Saros posee las 8 horas, haciendo que no sea un día entero, se genera desplazamiento del eclipse solar replicado, haciendo que el eclipse solar ocurra el mismo día, pero en otra zona de la superficie terrestre (Espenak y Meeus, 2009). En la Figura 5 se observa un ejemplo de una serie de eclipses solares del 1901 al 2045, además de apreciar el desplazamiento que se provoca por las 8 horas aproximadas restantes.

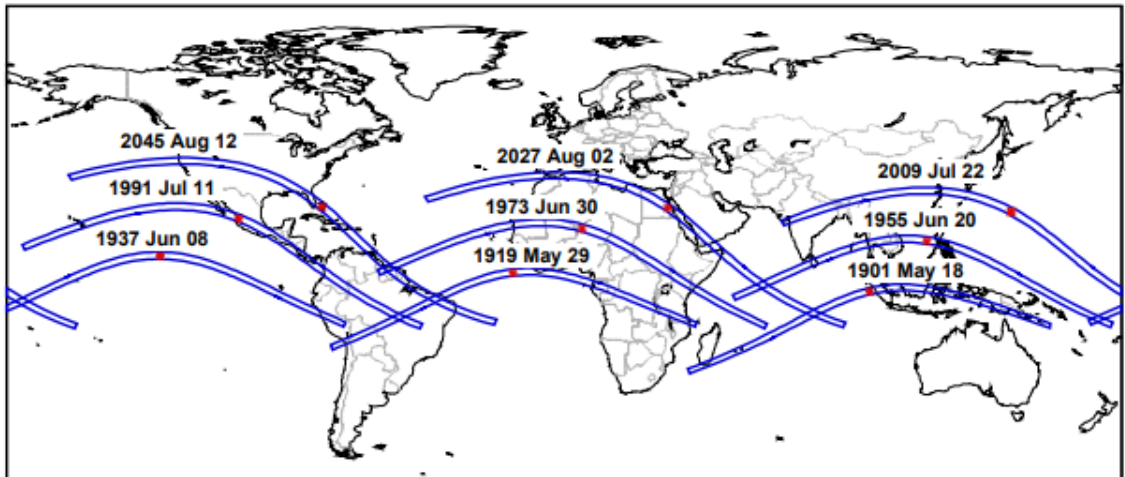


Figura 5. Eclipses solares de Saros 136, de 1901 a 2045 (Fuente: Espenak y Meeus, 2009).

Dependiendo del ocultamiento que genera la Luna sobre el Sol, son 4 tipos de eclipses solares los que se pueden visualizar desde la Tierra: eclipse parcial, total, anular e híbrido. El eclipse parcial se aprecia cuando el ocultamiento del Sol por parte de la Luna no es completo, oscureciendo parcialmente el Sol, como se logra apreciar en la Figura 6a. Este tipo de eclipses es el que más área abarca, respecto a los demás, pero sólo se puede percibir mediante un filtro o lentes para eclipses, siempre que la reducción de luz solar sobre la superficie terrestre sea de al menos un 90% de oscurecimiento. Otro tipo de eclipses, que es el que se observa en la Figura 6b, corresponde al eclipse total, el cual ocurre cuando el ocultamiento del Sol por parte de la Luna es completo, es decir, están exactamente en línea con la Tierra y el tamaño aparente de la Luna cubre totalmente al Sol, visualizándose una corona alrededor de la luna. El eclipse anular tiene un comportamiento similar al eclipse total, pero la diferencia radica en que, a la hora del ocultamiento del Sol por parte de la Luna, el tamaño aparente de esta última es menor que el del Sol, generando visualmente un anillo brillante que la rodea, como se aprecia en la Figura 6c. Por último, el eclipse de tipo híbrido tiene una baja frecuencia de aparición, donde en ciertos lugares de la superficie terrestre se aprecia como un eclipse total, mientras que en otros se visualizará un eclipse anular (Nandiyanto et al., 2016).



Figura 6. Tipos de eclipses solares (Fuente: NAOJ, 2016).

Eclipse solar total Chile 2019

El 2 de julio de 2019 ocurrió un eclipse solar que se pudo observar a través de todo el territorio continental chileno (Figura 7), desde la región de Arica y Parinacota con un 65% de oscurecimiento, hasta la Región de Magallanes y Antártica Chilena, con un 46% de oscurecimiento máximo, estando su apogeo mayoritariamente en la región de Coquimbo, donde se pudo observar el 100% de oscuridad, es decir, el eclipse solar total. Entre las localidades que presentaron mayor tiempo de oscuridad se encuentran Agua Negra, La Higuera, Condoriaco, Guanta, Paihuano y Totarolillo, que durante más de 2 minutos y medio fueron cubiertas por la oscuridad total del eclipse solar. Para entender cuánto duró este fenómeno, tomaremos a modo de ejemplo La Higuera, la localidad con mayor duración de oscuridad del eclipse solar total con 2 minutos 36 segundos (Anexo 1). El inicio del eclipse solar fue a las 15:23 horas y con el pasar del tiempo el ocultamiento del sol aumentó hasta finalizar a las 16:38 horas, donde el eclipse solar alcanzó el 100% de oscuridad, para luego a las 16:41 horas comenzar a disminuir el traslape de la Luna sobre el Sol, para dar por finalizado el eclipse solar a las 17:47 horas. La duración total del eclipse solar en La Higuera fue de 2 horas y 24 segundos (Gasparri, 2019; Maza, 2019).

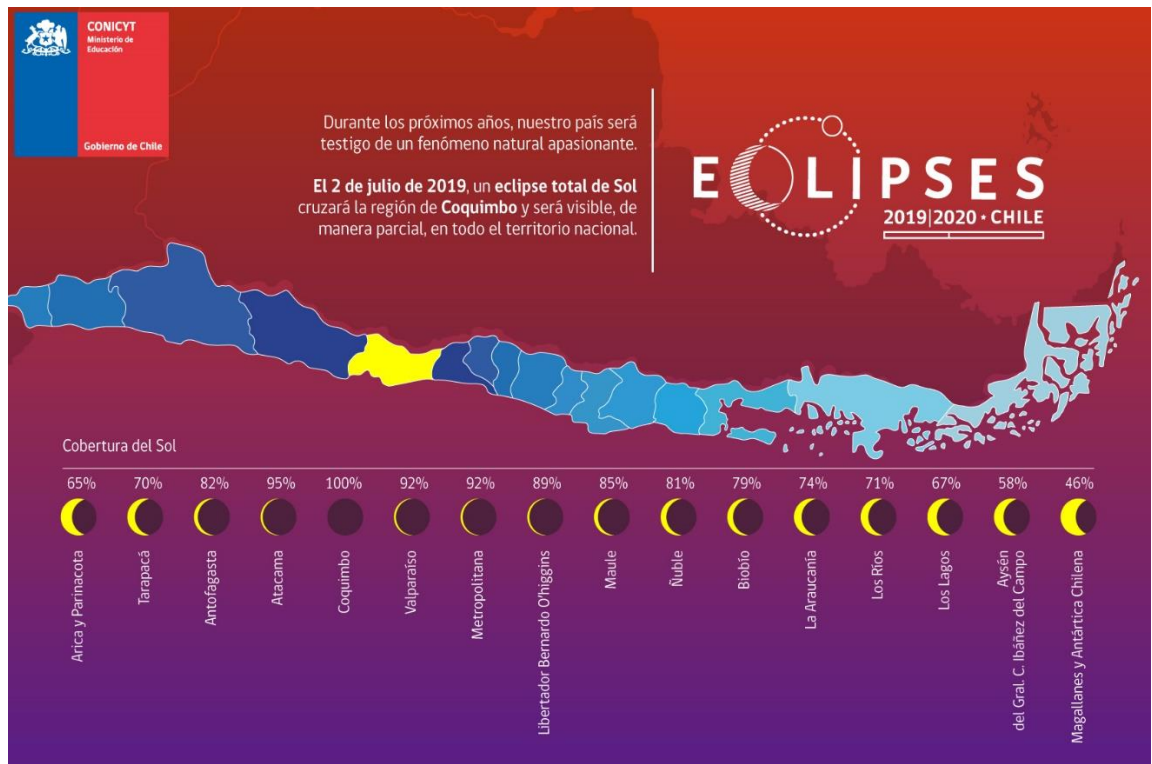


Figura 7. Porcentajes de ocultamiento máximo por parte de eclipse solar del 2 de julio de 2019 por región (Fuente: CONICYT, 2019).

Experiencias internacionales

Antes del eclipse del 2 de julio de 2019 sólo han ocurrido 2 casos de estudio donde se ha analizado el efecto que tendría un eclipse solar sobre la industria fotovoltaica. El primer análisis fue realizado en Europa y el segundo ocurrió en Estados Unidos.

Eclipse solar 20 de marzo de 2015, Europa

Fue la primera instancia donde se visualizó que un eclipse solar podría tener efectos sobre las plantas fotovoltaicas, y por consiguiente, una afectación a la matriz energética. Esta visualización ocurrió debido a que en Europa se presentaba una gran capacidad instalada en energía fotovoltaica, correspondiente a 89 GW aproximadamente solo en Europa Continental, que sería afectada por un eclipse solar casi total en todo el continente europeo. Entre los países más afectados por el eclipse se encuentran Alemania e Italia con una capacidad instalada de 39,7 GW y 18,8 GW respectivamente (Figura 8), siendo así los países con mayor capacidad instalada de Europa continental a la fecha del eclipse solar (ENTSO-E, 2015b).

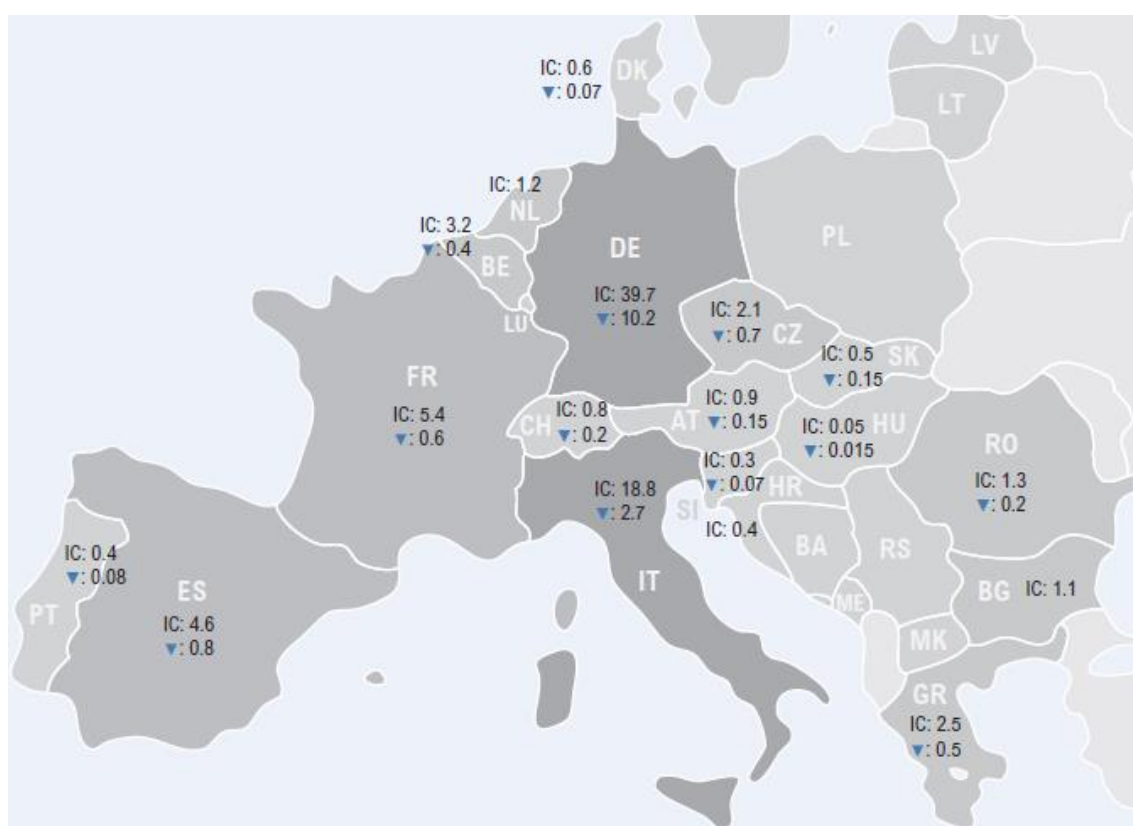


Figura 8. Capacidad instalada en GW (IC) e impacto estimado en GW por el eclipse (▼) de Europa continental por país (Fuente: ENTSO-E, 2015b).

Se estimó que el eclipse solar iba a reducir la producción fotovoltaica en más de 34 GW bajo condiciones de un día despejado en Europa continental. Además, se presentaba una rápida disminución en la generación, equivalente a 20 GW en una hora, para un posterior aumento de la energía de casi 40 GW, que planteaba desafíos en términos de capacidad y velocidad de regulación del sistema eléctrico interconectado europeo (ENTSO-E, 2015b). En la Figura 9 se puede apreciar la estimación del efecto del eclipse solar sobre la industria fotovoltaica de Europa continental.

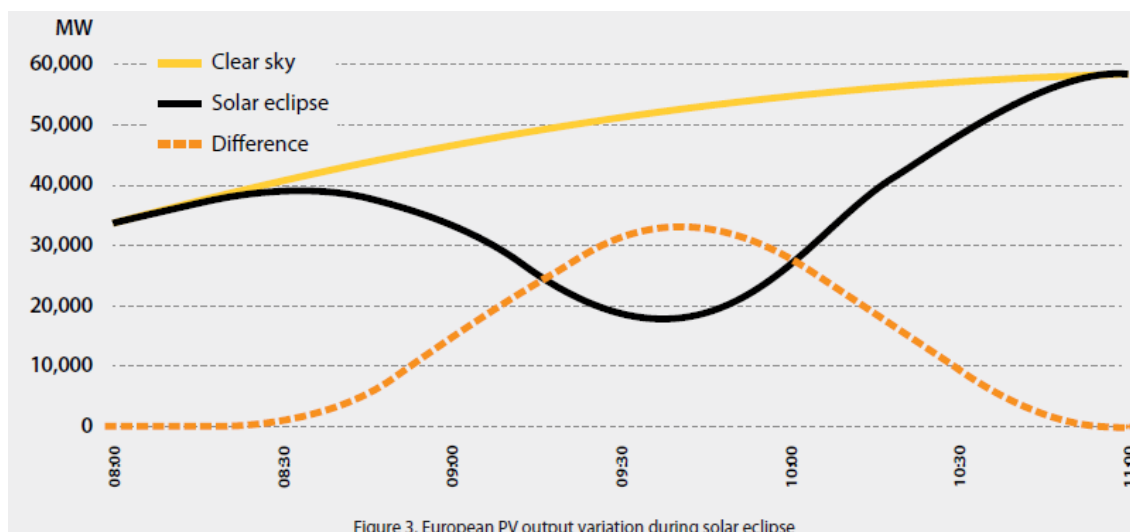


Figura 9. Comparación de la generación estimada para Europa continental con y sin eclipse solar para el 20 de marzo de 2015. (Fuente: Ausmus et al., 2018).

Una vez obtenidas las estimaciones, se realizaron medidas para resguardar la seguridad eléctrica, ya sea a nivel país como a nivel europeo. Entre las medidas aplicadas destacan: aumentar las operaciones de reservas energéticas, uso estratégico del almacenamiento de centrales de bombeo, menores transferencias entre Europa continental, países nórdicos y Reino Unido, coordinación con operadores de sistemas de distribución y una comunicación permanente para coordinar medidas entre distintos países, entre otras. Alemania e Italia, los países más afectados, tomaron medidas adicionales: Alemania dobló su cantidad de reservas, en comparación a un funcionamiento normal, y estableció un operativo especial de activación de reservas de emergencia durante el eclipse solar. Para el caso de Italia, la generación fotovoltaica tuvo una reducción anticipada y controlada en el periodo del eclipse solar, para garantizar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico (ENTSO-E, 2015b).

Eclipse solar 21 de agosto de 2017, Estados Unidos

Este segundo caso de estudio se utilizó como base el método aplicado en Europa para analizar el efecto del eclipse solar del 21 de agosto de 2017 sobre la generación eléctrica fotovoltaica presente en Estados Unidos. El análisis fue realizado para la generación fotovoltaica a gran escala y la generación distribuida que corresponde a la autogeneración en hogares que inyectan sus excedentes al sistema eléctrico. Para el caso de la generación fotovoltaica de gran escala, se presentaba una capacidad instalada de 15,8 GW, donde la reducción estimada por parte del eclipse solar correspondió a alrededor de 4 GW de generación (Ausmus et al., 2018). En la Figura 10 se aprecia el comportamiento con y sin eclipse solar estimado de las plantas generadoras fotovoltaicas a gran escala.

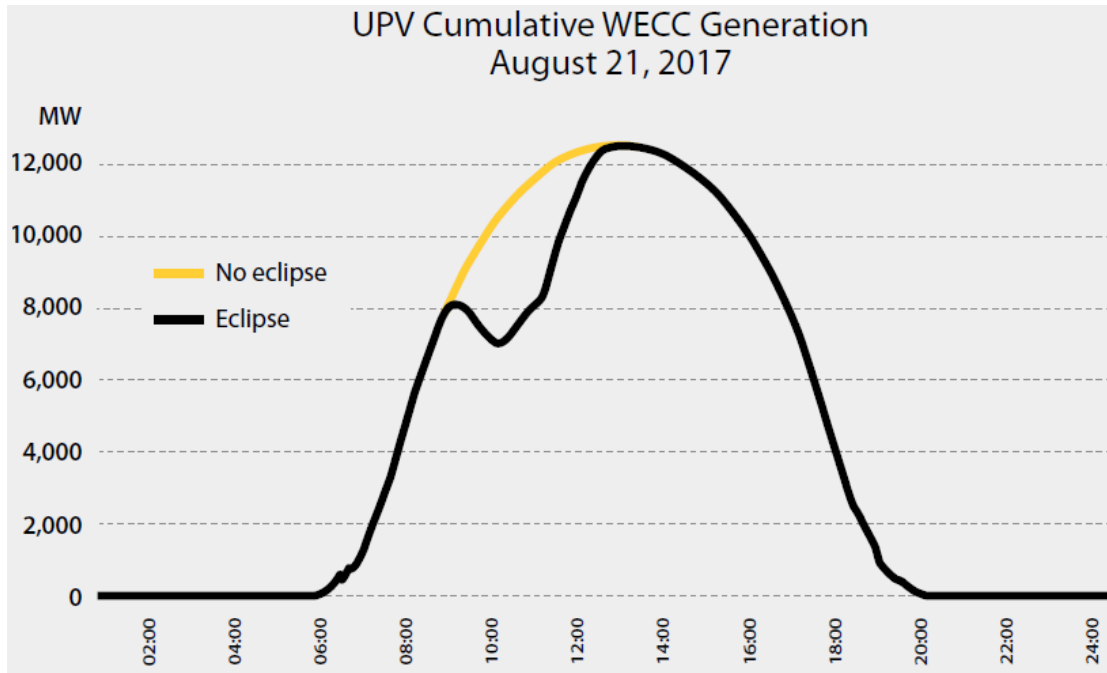


Figura 10. Comparativa estimada de generación fotovoltaica a gran escala de Estados Unidos con y sin eclipse solar para el 21 de agosto de 2017. (Fuente: Ausmus et al., 2018).

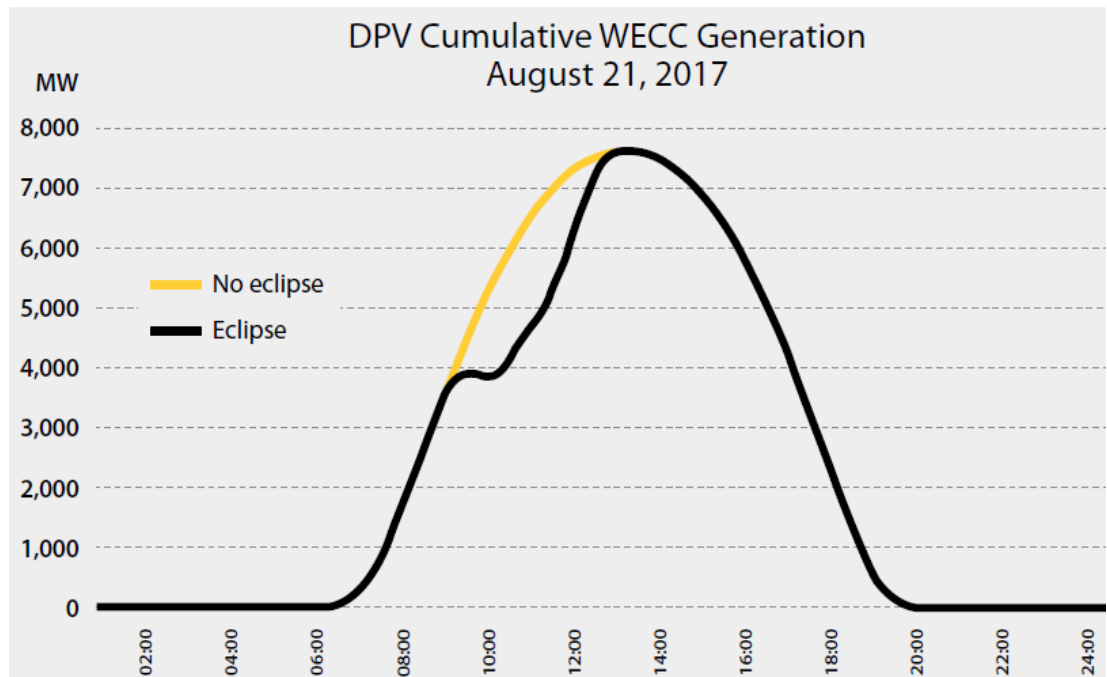


Figura 11. Comparativa estimada de generación distribuida de Estados Unidos con y sin eclipse solar para el 21 de agosto de 2017. (Fuente: Ausmus et al., 2018).

Para el caso de la generación distribuida, se contaba con una capacidad instalada de 9,2 GW, donde para el eclipse solar en su apogeo se estimaba una pérdida de generación de 1,9 GW. En total, se estimaba una reducción de generación de aproximadamente de 6 GW (Ausmus et al., 2018). En la Figura 11 se aprecia el comportamiento con y sin eclipse solar estimado de la generación distribuida.

En base a las estimaciones de generación realizadas para el día de eclipse solar, se tomaron decisiones para garantizar la seguridad eléctrica de Estados Unidos. Entre las medidas tomadas se encuentran: planificación y preparación anticipada, comunicación permanente entre las centrales fotovoltaicas y las de reserva, control operacional más estricto durante el eclipse y mayores reservas para la regulación del sistema, entre otras. Se destaca que, durante el transcurso del eclipse solar, el operador de sistema independiente de California tuvo que reducir la inyección de energía eléctrica por parte de las plantas fotovoltaicas de gran escala. Esta decisión fue tomada debido a que una vez ocurrido el apogeo del eclipse solar, las plantas fotovoltaicas volvían a ingresar la energía generada al sistema eléctrico, que al hacer frente a la incapacidad de detener las centrales de generación convencional, se estaba produciendo una sobre-generación que podía comprometer la estabilidad del sistema y con ello la seguridad eléctrica de California. La reducción se llevó a cabo entre la 11 a.m. y las 12 p.m. correspondiente a 1,7 GW de generación fotovoltaica de gran escala. Estas medidas y toma de decisiones anticipadas permitieron que el sistema eléctrico de Estados Unidos tuviera un funcionamiento adecuado del sistema eléctrico y sin interrupciones (Ausmus et al., 2018).

MATERIALES Y MÉTODOS

Área de Estudio

El área de estudio se ubica entre las coordenadas geográficas, $-18^{\circ} 29'$, $-36^{\circ} 97'$ latitud Sur y $-72^{\circ} 56'$, $-68^{\circ} 35'$ longitud Oeste, correspondiente al polígono que engloba todas las plantas solares de gran escala a nivel nacional que a la fecha de marzo 2019 generaban electricidad. Las plantas fotovoltaicas se extienden desde la región de Arica y Parinacota hasta la región de Ñuble correspondiendo a 111 plantas fotovoltaicas como se puede apreciar en la Figura 12 (CEN, 2019b). Esta área presenta condiciones climáticas muy variadas debido a la extensa superficie que se abarca, con valores promedio de radiación global anual, que van desde 4,6 hasta 7,4 kWh/m²/día y frecuencias de nubosidad anuales de hasta un 30% (Ministerio de Energía, 2017).

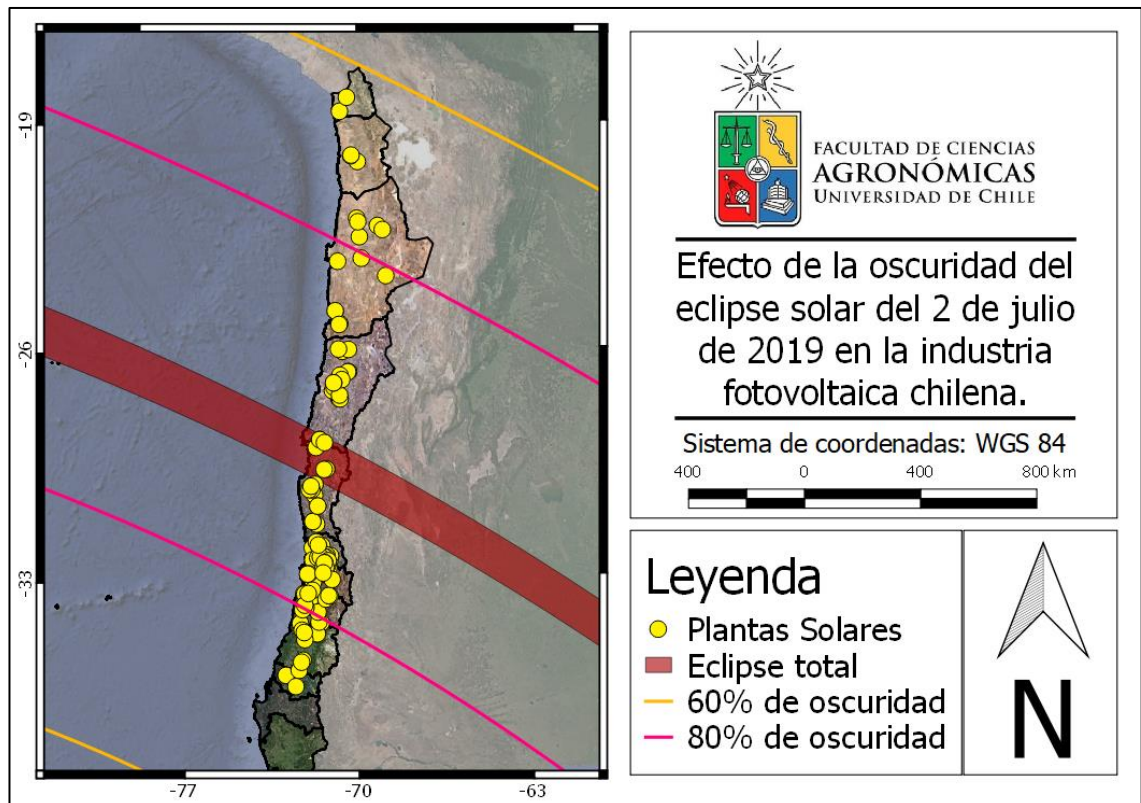


Figura 12. Área de estudio donde se abarca las plantas solares de gran escala a nivel nacional. Las líneas en colores muestran la trayectoria del Sol en el eclipse en estudio.

Materiales

Para este proyecto de memoria se necesitará información de diferentes bases de datos los cuales se describirán a continuación:

1.- Material cartográfico.

Datos de plantas fotovoltaicas: Para la caracterización de la industria fotovoltaica se utilizó información referida al nombre, ubicación geográfica y potencia bruta de cada planta fotovoltaica de gran escala del país a la fecha de marzo 2019. Estos datos se encuentran disponibles en la base de datos de Energía Abierta y mapas georreferenciados del CEN (CEN, 2019b; Energía Abierta, 2019).

2.- Datos de energía generada en las plantas.

Generación eléctrica: Para estimar la generación fotovoltaica del día 2 de julio de 2019, se utilizó los datos de generación en MW/Hora para todas las plantas fotovoltaicas que generaron electricidad en la fecha del 29 de junio al 5 de julio de 2018, sin embargo, en caso de no tener consistencia los datos de generación, se tomará la generación más cercana a la fecha escogida. Para las plantas fotovoltaicas que iniciaron su funcionamiento posterior al 2 de julio de 2019, se utilizó datos de generación en MW/Hora en la fecha del 27 de febrero al 5 de marzo del 2019. Además, se utilizó los datos de generación del día 2 de julio de 2019 para validar el modelo.

La obtención de los datos se hará desde la página del CEN, que posee bases de datos de generación en MW/Hora, disponibles para todo público (CEN, 2019c).

3.- Trayectoria e impacto de la luminosidad del eclipse del 2 de julio de 2019.

Datos de eclipse: A partir de la ubicación de las plantas fotovoltaicas, se caracterizó la curva de sombreado que genera el eclipse sobre cada planta fotovoltaica. Para ello se utilizó la información entregada por la base de datos de xjubier (Jubier, 2015), un sitio web que, a través de las predicciones de la NASA, entrega en archivo KMZ la visualización del efecto de los eclipses solares en cualquier parte del mundo (Espenak y Meeus, 2006). A partir de esta base de datos se extrajo el inicio, el final y el porcentaje máximo de oscuridad del eclipse solar del 2 de julio de 2019 en cada ubicación geográfica de las plantas fotovoltaicas.

4.- Datos meteorológicos.

Datos de radiación global: Para estimar la generación de las plantas fotovoltaicas que entraron en operación entre agosto de 2018 y marzo 2019, se utilizó la radiación global entregada por la base de datos de Explorador Solar. Para ello, se utilizó la ubicación de las plantas fotovoltaicas, debido a que Explorador Solar entrega la información espacializada. Como la radiación global disponible en Explorador Solar es hasta 2016, se supuso que el comportamiento de la radiación global de 2016 será similar para el 2018 y 2019. A partir de lo anterior, se obtuvo la radiación global correspondiente al periodo

desde el 28 de febrero al 5 de marzo de 2016 y del 29 junio al 5 de julio de 2016 (Ministerio de Energía, 2017).

Método

Para efectos de esta memoria, se tomará como supuestos:

- a) **Marco de trabajo marzo del 2019:** Debido a que el eclipse solar del 2 de julio 2019 ya ocurrió, se tomó una fecha anterior al eclipse solar, correspondiente a marzo del 2019. Esta fecha se escogió debido a que se planeó la realización de esta memoria en esta fecha, pero podría utilizarse cualquier fecha antes del 2 de julio de 2019. Lo anterior se basa en el hecho de que Comité Solar (CORFO) buscaba evaluar la predicción a largo plazo, con el fin de generar una oportuna toma de decisiones.
- b) **Plantas fotovoltaicas no aumentarán de marzo a julio 2019:** Se consideró en la presente memoria, solamente las plantas fotovoltaicas que generaron electricidad hasta marzo del 2019, debido a que no es posible saber con certeza la fecha que puede entrar un proyecto fotovoltaico a operar.
- c) **La radiación global tendrá el mismo comportamiento el año 2016, 2018 y 2019:** Debido a la disponibilidad limitada de datos del Explorador Solar, que posee la radiación global hasta el año 2016, se supuso que el año 2016, 2018 y 2019 tuvo el mismo comportamiento en radiación global, debido a que la radiación extraterrestre no varía interanualmente de forma significativa (Iqbal, 1983).
- d) **Escala horaria:** El efecto del eclipse solar actúa a una escala temporal constante en el tiempo (segundos), sin embargo, se utilizó actualmente una escala horaria para los registros de generación fotovoltaica por el CEN (MW/hora). Se trabajó en la presente memoria a escala de minutos, por lo que será necesario realizar una interpolación temporal en minutos para generar una adecuada representación del efecto disminuido del eclipse solar. En otras palabras, se presenta una limitación en la escala de los datos de generación, lo que fuerza el uso de escala horaria en el modelo.
- e) **La disminución de radiación por parte del eclipse solar tendrá el mismo comportamiento que la generación eléctrica:** Se tomó como supuesto que el sombreamiento en el tiempo tendrá impacto directo sobre la generación eléctrica, omitiendo efectos en la generación eléctrica por la variación de temperatura, esto debido a que el modelo aplicado tiene como supuesto la relación proporcional entre radiación y entrada fotovoltaica (ENTSO-E, 2015a).

Objetivo 1: Comparar la generación eléctrica estimada sin y con eclipse solar del día 2 de julio de 2019.

Para realizar la comparación de generación eléctrica estimada, se dividió el método en dos partes. Primero se realizó la estimación de generación eléctrica sin eclipse solar y, en segundo lugar, con eclipse solar para el día 2 de julio del 2019, finalmente se compararon estas generaciones eléctricas para saber la cantidad de generación reducida por parte del eclipse solar.

i) Generación eléctrica estimada sin eclipse solar del día 2 de julio de 2019.

Se estimó la producción de las 111 plantas fotovoltaicas que generan electricidad a la fecha de marzo 2019. La realización de esta estimación se subdividió en 2 etapas: primero, se estimó las plantas fotovoltaicas que presentan generación en julio 2018 (Apéndice 1) y segundo, se estimó la generación para las plantas fotovoltaicas que iniciaron operación entre agosto del 2018 y marzo del 2019 (Apéndice 2).

a) Plantas fotovoltaicas generadoras en julio 2018: La estimación de la generación del 2 de julio de 2019 se realizó en base a la generación del año 2018, para lo que se tomó una semana de datos de generación del 29 de junio al 5 de julio de 2018 y luego, los datos de esta semana se promediaron. Las centrales generadoras corresponden a 74.

b) Plantas fotovoltaicas con entrada en operación posterior a julio 2018: Correspondiente a 37 plantas fotovoltaicas, las cuales, al no tener registro histórico, se estimó la generación de energía en función de la radiación solar global. Para ello se tomó los datos de las 37 plantas fotovoltaicas de radiación global, correspondiente al periodo desde el 28 de febrero al 5 de marzo de 2016 y del 29 junio al 5 de julio de 2016, además de la generación de las 37 plantas fotovoltaicas desde el 27 de febrero al 5 de marzo del 2019. Luego, se procedió a realizar un promedio para los datos anteriores y así poder aplicar una relación lineal con la ecuación 1.

$$g_{julio} = \frac{g_{marzo} * R_{julio}}{R_{marzo}} \quad (1)$$

Donde:

g_{julio} : Generación estimada del 2 de julio de 2019.

g_{marzo} : Generación real promedio del 27 de febrero hasta el 5 de marzo del 2019.

R_{julio} : Radiación global promedio del 29 de junio hasta el 5 de julio del 2016.

R_{marzo} : Radiación global promedio del 28 de febrero hasta el 5 de marzo del 2016.

Al relacionar la generación de un día con su radiación global, obtenemos una función lineal que nos permite obtener la generación estimada para el 2 de julio de 2019.

La información y los cálculos realizados se compilaron en una base de datos, donde se obtuvo la generación de las 111 plantas fotovoltaicas a nivel nacional. Sin embargo, surge el problema de que los datos de generación están en valores horarios, cuando el eclipse

solar dura aproximadamente 2 horas y media, generando un problema de escala temporal. Para solucionar este problema de escala, se procedió a interpolar los datos de generación para obtener valores en MW/Minuto. La interpolación usada fue del tipo *spline* cúbica (Alavez, 2006), para dar mayor suavidad a la curva de generación. Finalmente, se procedió a generar una suma de generación por minuto para obtener la generación nacional en MW/Minuto de la industria fotovoltaica.

ii) Generación eléctrica estimada con eclipse solar del día 2 de julio de 2019.

Para este paso fue necesaria la estimación de generación del 2 de julio de 2019 sin eclipse solar en MW/Minuto, donde se incluyó el efecto de sombreamiento del eclipse solar de esa fecha. Para ello se necesitaron los datos de inicio, final y el porcentaje máximo de oscuridad del eclipse solar del 2 de julio de 2019 para la ubicación de las 111 plantas fotovoltaicas. Con estos datos se calculó la curva de oscurecimiento para las 111 plantas mediante la ecuación 2, 3, 4 y 5, donde se basa en el supuesto que la Luna y el Sol son del mismo tamaño y sus radios corresponden a 1 (ENTSO-E, 2015a).

A partir del porcentaje máximo de oscuridad (M_0) se obtuvo la mitad de la distancia entre el centro de la Luna y el Sol superpuestas (d) descrito en la ecuación 2, donde se resuelve numéricamente.

$$M_0 = \frac{2}{\pi} \left[(\cos^{-1} d) - d\sqrt{1 - d^2} \right] \quad (2)$$

Donde:

M_0 : Oscurecimiento máximo.

d : Mitad de la distancia entre el centro de la Luna y el Sol superpuestas.

Con la variable d de la ecuación 2, se procedió a ingresar el valor en la ecuación 3, donde se obtuvo la distancia desde d hasta el instante del primer (o último) contacto (A).

$$A = 2\sqrt{1 - d^2} \quad (3)$$

Donde:

A : Distancia desde d hasta el instante del primer (o último) contacto.

d : Mitad de la distancia entre el centro de la Luna y el Sol superpuestas.

Luego, mediante A y el tiempo de inicio (t_s) y final (t_e) del eclipse se obtiene A en el tiempo ($a(t)$) mediante la ecuación 4.

$$a(t) = A \left[2 \left(\frac{t - t_s}{t_e - t_s} \right) - 1 \right] \quad (4)$$

Donde:

$a(t)$: A en función del tiempo.

A : Distancia desde d hasta el instante del primer (o último) contacto.

t_s : Inicio del eclipse.

t_e : Final del eclipse.

t : Tiempo.

Finalmente se obtuvo el porcentaje de oscuridad en el tiempo generado por el eclipse, ingresamos las variables $a(t)$ y d en la ecuación 5.

$$\% Osc = \frac{2}{\pi} \left[\left(\cos^{-1} \sqrt{d^2 + \frac{a(t)^2}{4}} \right) - \sqrt{d^2 + \frac{a(t)^2}{4}} \sqrt{1 - \left(d^2 + \frac{a(t)^2}{4} \right)} \right] \quad (5)$$

Donde:

% Osc: Porcentaje de oscuridad en el tiempo.

$a(t)$: Distancia de la superposición del centro de la Luna al centro del Sol en el tiempo.

d : Mitad de la distancia de aproximación más cercana al centro de la Luna.

t : Tiempo.

Para incluir el efecto del eclipse solar en la generación del día 2 de julio de 2019, se basó en el supuesto que el oscurecimiento por parte del eclipse está directamente relacionado con la disminución de generación eléctrica de las plantas fotovoltaicas. Bajo esta conjetura, se procedió a multiplicar la generación estimada sin eclipse, con la estimación de oscurecimiento del eclipse del 2 de julio de 2019 para las 111 plantas fotovoltaicas, esto mediante la ecuación 6.

$$G_{eclipse} = G_{sin eclipse} * (1 - \% Osc) \quad (6)$$

Donde:

$G_{eclipse}$: Generación estimada para el 2 de julio de 2019.

$G_{sin eclipse}$: Generación estimada sin eclipse para el 2 de julio de 2019.

% Osc: Porcentaje de oscuridad en el tiempo.

Finalmente, se comparó la generación eléctrica con y sin eclipse solar, de tal forma que la diferencia entre estos valores se interpretó como la pérdida de generación debido al eclipse solar del 2 de julio de 2019.

Objetivo 2: Evaluar la capacidad predictiva del modelo sobre la generación eléctrica estimada del eclipse solar del día 2 de julio de 2019.

Para evaluar la capacidad predictiva del modelo, se procedió a pasar de MW/Minuto a MW/Hora la generación eléctrica estimada con eclipse solar del día 2 de julio del 2019, debido a que los datos de generación real se encuentran disponibles solo en MW/Hora. Para realizar este cambio de escala se promedió la generación cada 60 minutos. Posteriormente, con el fin de generar una validación acorde con el modelo, solo se realizó con la generación de las 111 plantas fotovoltaicas y no con las plantas fotovoltaicas que entraron en operación entre abril y julio 2019, correspondiente a 26 centrales fotovoltaicas. A partir de lo anterior, se obtuvo los valores predichos correspondientes a la estimación de la generación del 2 de julio de 2019 en MW/Hora y los valores observados correspondientes a la generación real del 2 de julio de 2019.

Para evaluar el modelo se utilizaron 5 estimadores estadísticos, el coeficiente de determinación (R^2), bias, error cuadrado medio (RMSE), el error cuadrado medio relativo (RRMSE) y Criterio de Información de Akaike (AIC).

R^2 indica el grado de linealidad entre la variable predicha y el variable observada, representada en la ecuación 7.

$$R^2 = \frac{SCR}{SCT} = \frac{\sum_{i=0}^n (\hat{y}_i - \bar{y}_i)^2}{\sum_{i=0}^n (y_i - \bar{y}_i)^2} \quad (7)$$

Donde:

SCR: Suma de cuadrados de la regresión.

SCT: Suma total de los errores.

Bias es un indicador de exactitud del modelo que mide la tendencia media de los valores estimados a ser mayor o menor, comparado a los valores observados. Bias se calcula mediante la ecuación 8.

$$bias = \frac{\sum_{i=1}^n \varepsilon_i - \theta_i}{n} \quad (8)$$

Donde:

ε_i : Valor estimado.

θ_i : Valor observado.

n: Número de observaciones.

RMSE es un indicador de precisión que muestra las diferencias entre los valores predichos y observados. Se representa mediante la ecuación 9.

$$RMSE = \sqrt{bias^2 + \sigma^2} \quad (9)$$

Donde:

σ : Desviación estándar de los valores residuales.

bias: Valor medio de los valores residuales.

NRMSE es la normalización porcentual del estadígrafo RMSE, que facilita su entendimiento. Se calcula mediante la Ecuación 10.

$$NRMSE = 100 * \frac{RMSE}{\theta_{medio}} \quad (10)$$

Donde:

θ_{medio} : Valor medio observado.

Finalmente, el AIC mide la bondad de ajuste de un modelo sin basarse en una prueba de hipótesis, útil para comparar modelos, donde el modelo con AIC de menor valor es el mejor. Se obtiene de la ecuación 11.

$$AIC = 2k - 2\ln(L) \quad (11)$$

Donde:

k: Número de parámetros en el modelo estadístico.

L: Máximo valor de la función de verosimilitud para el modelo estimado.

RESULTADOS

Objetivo 1

i) **Generación eléctrica estimada sin eclipse solar del día 2 de julio de 2019.**

En la Figura 13 se aprecia la generación estimada para el 2 de julio de 2019 sin el efecto del eclipse solar. La línea curva en color negro (CN) corresponde a la sumatoria en el tiempo de la generación eléctrica de las 74 plantas fotovoltaicas que presentaban datos históricos en julio 2019, la que describe una forma de campana que comienza con la generación fotovoltaica a las 7:00 horas y finaliza a las 19:00 horas, dando un total de 12 horas de generación eléctrica, con un pico de generación de 1.331,5 MW a las 13:37 horas. La línea curva en color rojo (CR) describe la sumatoria de la generación estimada de las centrales fotovoltaicas que no presentaban datos históricos, debido a que iniciaron su operación entre julio 2019 y marzo 2019, teniendo que ser estimada a través de la radiación global (Apéndice 3) y su generación de marzo 2019 (Apéndice 4), correspondiendo a 37 plantas fotovoltaicas, que, si bien son numerosas en cantidad, correspondiendo a un 33% de las plantas fotovoltaicas, la mayoría presenta una capacidad instalada de 3 MW (Apéndice 2). La CR muestra una estimación de generación de 12 horas, con inicio a las 7:00 horas y fin a las 19:00 horas, con una generación pico de 67,8 MW a las 12:29 horas.

La línea curva en color naranja (CNa) de la Figura 13 representa la suma de generación estimada de las 74 y 37 plantas fotovoltaicas, haciendo el total de 111 centrales fotovoltaicas. Por lo tanto, la CNa es el comportamiento estimado de la generación en el tiempo para el día 2 de julio de 2019 de la industria fotovoltaica, sin incluir el efecto de disminución de la luminosidad que genera el eclipse solar. Esta estimación, debido a que es la suma de las curvas anteriores, posee el mismo inicio y final de generación, obteniendo 12 horas de producción eléctrica de las plantas fotovoltaicas a nivel nacional. Se estima que la máxima generación del día ocurrirá las 13:24 horas con una producción energética de 1.395,6 MW.

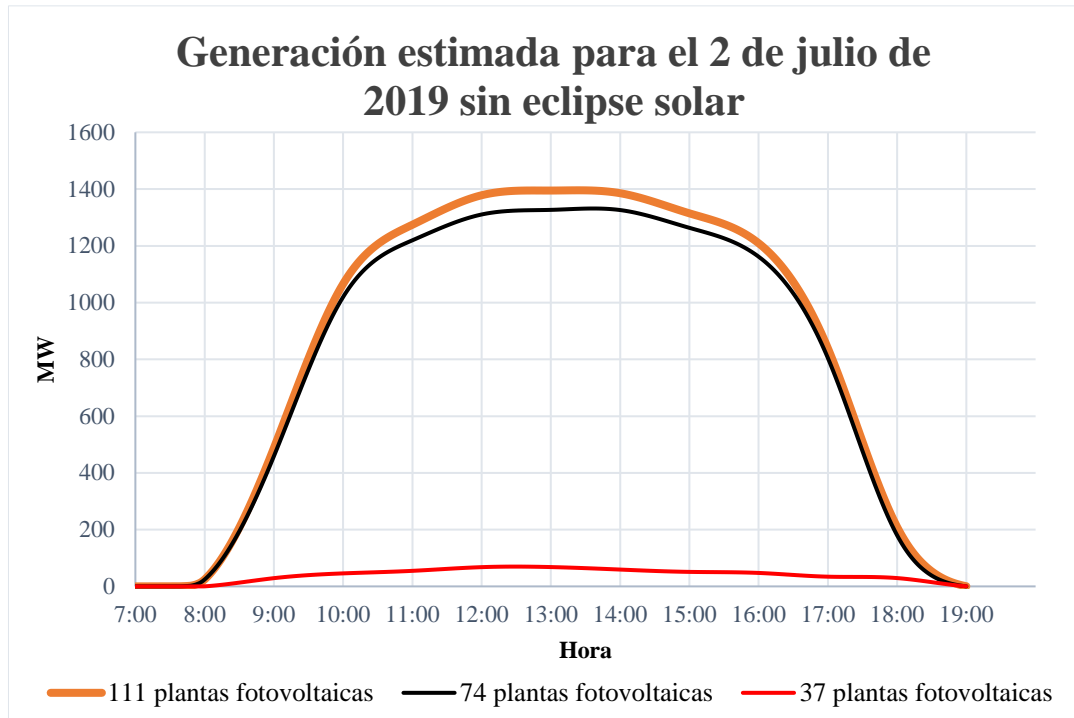


Figura 13. Generación estimada sin el eclipse solar para el 2 de julio de 2019 para las plantas fotovoltaicas con registros históricos (74 plantas fotovoltaicas) y las estimadas a través de su radiación global (37 plantas fotovoltaicas).

Debido a la interpolación, el comienzo y el final de generación no son exactos, esto se debe a que los datos de generación extraídos del CEN presentan su base de datos a escala horaria, donde al aplicar la interpolación toma los datos horarios de inicio y final y los replica, lo cual implica un error, debido a que los datos horarios son el promedio de generación por hora, por lo tanto el inicio de la generación ocurre entre las 7:00 y las 8:00 horas y el fin de la generación por parte de las centrales fotovoltaicas es entre las 18:00 y las 19:00 horas.

ii) Generación eléctrica estimada con eclipse solar del día 2 de julio del 2019.

En la Figura 14 la línea curva en color azul (CA) representa la generación estimada para la industria fotovoltaica para el 2 de julio de 2019. Se destaca en esta curva la forma de V entre las 15:17 y las 17:50 horas, esto es debe a que, en este periodo de tiempo, el eclipse solar según lo modelado provoca una disminución de la generación eléctrica fotovoltaica en forma particular de V. En el inicio del eclipse solar, correspondiente a las 15:17 horas para la industria fotovoltaica, se espera una generación corresponde a 1.294,4 MW. Luego, la generación estimada decae progresivamente hasta llegar a las 16:36 horas, punto máximo de reducción de la generación de todas las fotovoltaicas a nivel nacional, llegando a los 135,9 MW de generación eléctrica. Por último, entre el periodo de las 16:37 y las 17:50 horas se espera un aumento de generación progresivo, debido a que la Luna deja de ocultar al Sol a través del tiempo, llegando a las 17:50 con una generación estimada de 297,1 MW.

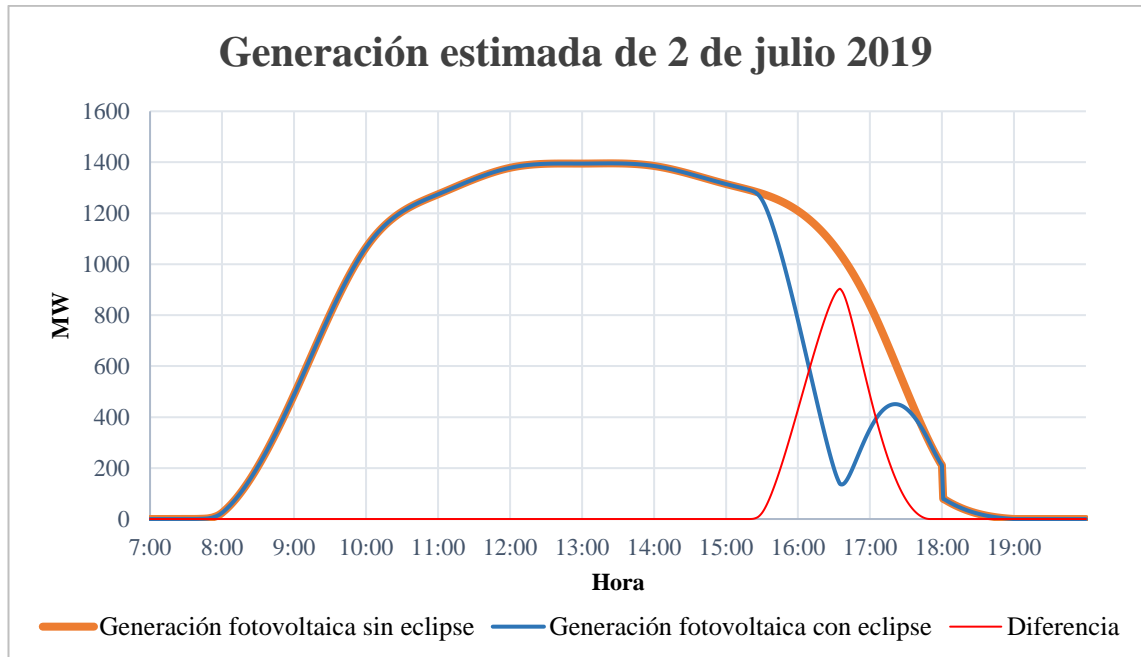


Figura 14. Comparativa de la generación estimada para la industria fotovoltaica con y sin el efecto del eclipse solar para el día 2 de julio de 2019.

Se debe especificar que el inicio, final y punto máximo de oscurecimiento del eclipse solar del 2 de julio de 2019 es distinto para cada planta fotovoltaica. A modo de ejemplo, las centrales “El Cernícalo” I y II y “Las Palomas” son las primeras plantas fotovoltaicas en presenciar el ocultamiento del eclipse solar. Además, sólo 8 de las 111 de las centrales fotovoltaicas presentan 100% de oscuridad máxima, destacando a “El Romero” y “El Pelicano”, que están entre las plantas fotovoltaicas más grandes del país. En el Apéndice 5 se observa el inicio, final y punto máximo de oscurecimiento que genera el eclipse solar para cada central generadora de la industria fotovoltaica.

Finalmente, en la Figura 14 se muestran dos curvas de generación estimada para el día 2 de julio de 2019, donde la CNA que se obtuvo del paso 1 no contiene el efecto del eclipse solar y la curva azul del paso 2 incluye el efecto del eclipse solar. Al comparar las curvas se aprecia que son similares, pero con una diferencia entre las 15:17 y las 17:50 horas, rango de tiempo donde ocurre el eclipse solar. A través de la resta de estas 2 curvas se obtiene el efecto en la generación esperado, según lo modelado en la curva llamada “diferencia” de color rojo, que entrega la reducción estimada por parte del eclipse del 2 de julio de 2019 a la industria fotovoltaica. El ápice de la curva roja ocurre a las 16:35 horas, donde se indica que la máxima reducción de generación eléctrica por parte del eclipse solar a la industria fotovoltaica es de 903,6 MW.

Objetivo 2

Una vez ocurrido el eclipse solar del 2 de julio de 2019, se obtuvieron los datos de generación real del día del eclipse solar para validar la generación estimada obtenida por el modelo, representada en la Figura 15.

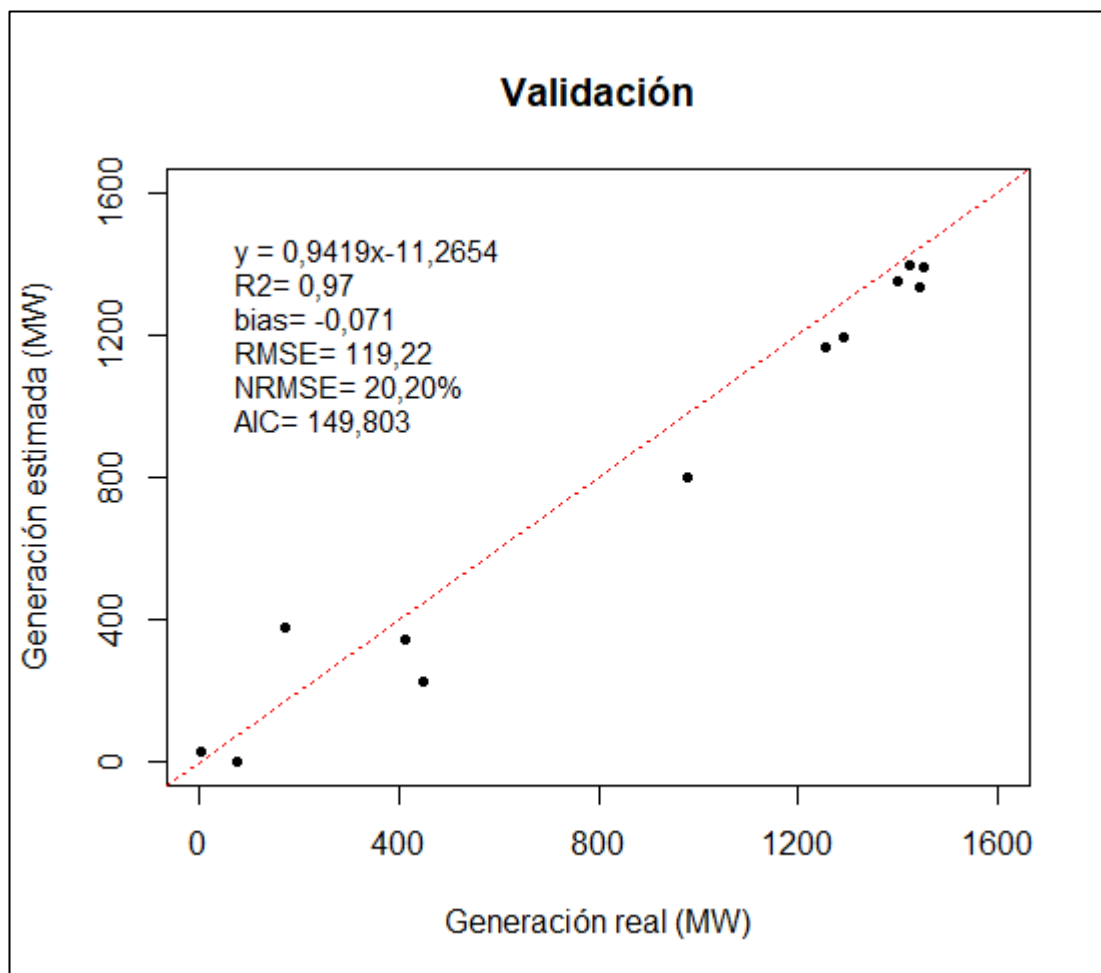


Figura 15. Validación de la generación estimada del 2 de julio de 2019 a través de datos reales de generación. La recta roja discontinua corresponde a la función identidad.

La ecuación encontrada para la generación estimada es significativa y presenta un R^2 de 0,97, lo que indica un buen ajuste del modelo, y por lo tanto, una alta correlación entre la generación estimada por el modelo y los datos reales de generación del 2 de julio de 2019. El valor de bias corresponde a -0,071, lo cual indica que el modelo está subestimando la generación en un 7,1%. Los valores de RMSE y RRMSE son de 119,22 y 20,2% respectivamente, lo cual se traduce como el bajo error que presenta la generación estimada con respecto a la generación real. Por último, se entrega el AIC correspondiente a 149,803, valor que por sí sólo no entrega interpretación directa, pero es utilizado cuándo se desea realizar comparaciones con otros modelos.

Los valores de los estadísticos R^2 , bias, RMSE y RRMSE indican que el modelo permite una correcta estimación de la generación del 2 de julio de 2019. En la Figura 16 podemos

ver en específico el comportamiento de la generación real y estimada a las horas que afecta el eclipse solar, correspondiente a las 16:00, 17:00 y 18:00 horas. Para entender qué sucede en estos puntos, es necesario saber que corresponden al promedio de la generación de los 60 minutos anteriores. A modo de ejemplo, la generación, ya sea real o estimada de las 16:00 horas, corresponde al promedio de la generación que ocurre entre las 15:00 y 16:00 horas, el de las 17:00 horas al promedio entre las 16:00 y 17:00 horas y así con el resto de los puntos de generación por hora. Al comparar la Figura 14 y 16, la generación de las 16:00 horas abarca el comienzo del eclipse solar, las 17:00 horas incluye la hora donde se redujo mayoritariamente la generación eléctrica y las 18:00 horas corresponde a la parte final donde el efecto de reducción disminuye progresivamente. En las primeras 2 horas involucradas, se aprecia que la generación real y estimada siguen el mismo patrón de bajada por el efecto del eclipse solar, pero a las 18:00 horas donde según lo modelado, la generación debería presentar una subida debido al efecto de curva de V que realiza el eclipse solar sobre la generación fotovoltaica, lo que no ocurre en la generación real, donde sólo siguió el patrón de disminución, obteniendo menos generación a la esperada.

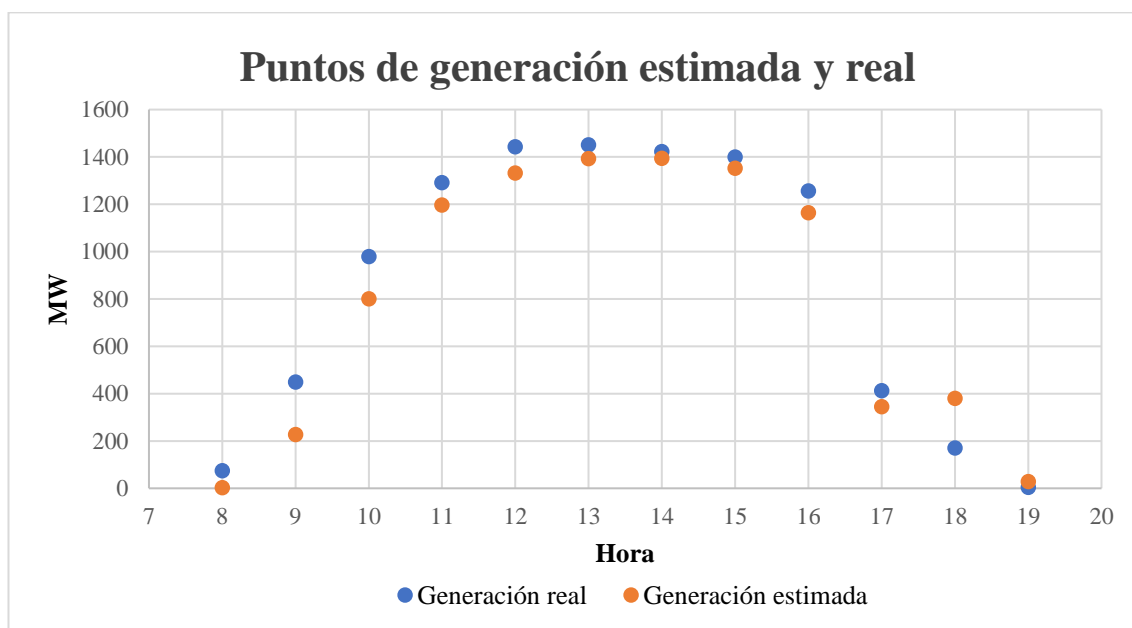


Figura 16. Comparación de puntos de generación real y estimada.

DISCUSIÓN

El modelo utilizado en Europa para el eclipse solar del 21 de agosto del 2015 fue la base para estimar la generación de la industria fotovoltaica chilena para el día del eclipse solar del 2 de julio de 2019. Esta selección permitió realizar una estimación razonable del efecto del eclipse en la generación eléctrica, sin embargo, el modelo tiende a subestimar la generación diaria, pero posee un correcto ajuste a los datos reales. Pese a lo anterior, el modelo seleccionado resulto adecuado según lo mostrado en los estadísticos utilizados. Esto demuestra que el modelo permitió predecir lo ocurrido con la generación eléctrica del 2 de julio de 2019 y que probablemente pueda ser aplicable a otros eclipses solares que afecten a la generación fotovoltaica en Chile. Sin embargo, para afirmar lo anterior, es necesario la aplicación y validación a futuros eclipses solares que afecten a plantas fotovoltaicas de gran escala.

Al comparar Chile con los casos anteriores de estudio (Europa y Estados Unidos), el efecto del eclipse solar tuvo un bajo impacto debido a que la máxima generación eléctrica estimada de las plantas fotovoltaicas al día del eclipse solar correspondía a casi 1,4 GW, en comparación a Europa que fue de alrededor de 89 GW y Estados Unidos con 16 GW aproximadamente. Por lo tanto, las magnitudes eran totalmente distintas. Aun así, en Chile el porcentaje de oscuridad máxima por parte del eclipse solar que afectó a la industria fotovoltaica era mayor a Estados Unidos y Europa, debido a que el eclipse solar se dio en la zona norte del país, donde se ubican las plantas fotovoltaicas, incluso afectando con 100% de oscuridad a la planta fotovoltaica “El Romero”, la más grande de Chile con 196 MW de capacidad instalada. Pero se presenta otra diferencia que es clave para la seguridad eléctrica nacional, que es la hora en que ocurre el eclipse solar. En Europa y Estados Unidos, fue al comienzo de generarse el máximo (peak) de generación diaria, por lo tanto, la subida del efecto en forma de V que provoca un eclipse solar en la generación fotovoltaica es mayor, generando la inyección de gran cantidad de energía fotovoltaica en un periodo corto de tiempo. En el caso de Estados Unidos, se tuvieron que tomar medidas de reducción de generación en esta fase de subida que genera el eclipse solar, debido a que podrían ocasionar inestabilidad en la matriz energética, generando problemas que podrían comprometer la seguridad del sistema. Debido a que en Chile es el primer caso donde el efecto del eclipse solar fue posterior al peak de generación solar y cercano a la puesta de sol, se pudo entender que la subida por parte del eclipse solar no generaba grandes inconvenientes, pero debido a que la capacidad instalada es baja comparada con los casos de estudio anteriores, es necesario evaluar el modelo en un futuro eclipse solar que afecte a una industria fotovoltaica con mayor capacidad instalada entre el pick de generación y la puesta de sol (Ausmus et al., 2018; ENTSO-E, 2015b).

En el proceso de validación del modelo, la inexactitud que presentó la generación estimada se debe principalmente a que la semana escogida de datos para realizar la estimación de generación presentaba una variación relacionada con los días nublados. El día en que ocurrió el eclipse solar, la generación presentó condiciones similares a un día despejado para la mayoría de las centrales fotovoltaicas, lo que explica la subestimación de la generación por parte del modelo.

En la comparación de puntos de la figura 16, los puntos 16:00, 17:00 y 18:00 horas corresponden a la generación que involucra al eclipse solar. Las 16:00 y 17:00 horas presentaban el mismo patrón en la generación real y estimada, representando las primeras etapas del efecto V que genera el eclipse solar en la generación fotovoltaica, pero a la hora de la subida, la generación real no cumple con este efecto, dando como resultado una disminución de la generación real desde el inicio del eclipse solar y por consiguiente una diferencia entre la generación real y la estimada. Este no cumplimiento del efecto en forma de V se pudo deber preferentemente a dos causas en conjunto, la primera es que la generación fue menor independiente del efecto de eclipse solar, pudiendo ser por condiciones ambientales. La segunda causa, es que el utilizar la escala horaria para validar, no permite ver el real comportamiento de la generación a la hora del eclipse solar, por lo que necesaria una mayor frecuencia de muestreo. Por lo tanto, el efecto de V si ocurrió, pero no es visible a una escala horaria debido a que la generación a las 18:00 horas se redujo por efectos externos al eclipse solar.

Si bien el modelo arrojó resultados consistentes que permiten una toma de decisiones acertada, se puede aumentar la eficacia de la estimación mediante la mejora de sus limitaciones para futuros eclipses solares. El primero de ellos es mejorar la escala temporal, que, si bien con datos a una escala horaria permiten adecuados resultados, el reducir la escala de tiempo mejoraría los resultados, evitando los errores que se pueden dar por la interpolación. Lo ideal sería una escala de datos de generación y radiación solar global en minutos, debido a que a esta escala se puede visualizar de manera correcta el comportamiento de un eclipse solar en la disminución de luminosidad en el tiempo. Otra mejora correspondería a usar escenarios climáticos como despejado, parcialmente nublado y nublado completamente, en lugar de utilizar una semana promedio similar al día del eclipse solar. Esto implicaría un aumento de la carga de trabajo, pero al haber mayores escenarios, mayores son las probabilidades de tener una adecuada estimación.

La estimación de generación fotovoltaica realizada por este modelo aplicado se realizó durante todo el día, debido a que las horas de sol donde no actúa el eclipse solar tiene la misma importancia que el periodo de tiempo en que ocurre el eclipse solar. En efecto, puesto que si se conoce comportamiento de la generación durante todo el día que ocurre el eclipse solar, se obtiene lo que sucederá antes y después de este. Lo anterior es relevante, porque al momento de tomar decisiones, ya sea para controlar la inyección de energía de otro tipo de centrales que funcionaran de reserva, o para la reducción anticipada de la energía fotovoltaica, entre otras funciones que involucren el monitoreo para garantizar la seguridad de la matriz energética, es necesario el comportamiento diario.

En paralelo al trabajo desarrollado en esta memoria de título, el CEN realizó su propia estimación de generación fotovoltaica para el 2 de julio de 2019, donde el efecto del eclipse solar se estimó en 600 MW en el punto máximo en el escenario más desfavorable. Además de ello, se enfocaron principalmente en qué medidas tomar y la programación que se iba a realizar para el día del eclipse solar, concluyendo que la matriz energética chilena era lo suficientemente robusta para resistir el efecto del eclipse solar, donde la reducción de energía iba a ser remplazado de acuerdo al despacho económico, es decir, principalmente por energía de centrales hidráulicas y térmicas. Debido a que este informe sólo entrega resultados y no indica el método por el cual los obtuvieron, sólo se puede

comparar que la curva en forma de V, donde se espera un menor efecto del eclipse solar que los resultados entregados en esta memoria de título con una diferencia significativa de 300 MW aproximadamente en el punto máximo, lo cual se puede equiparar esta diferencia a la capacidad instalada de “El Romero” y “El Pelicano”, centrales fotovoltaicas con 100% de oscuridad en su apogeo por parte del eclipse (CEN, 2019a).

El fin de este modelo es entregar una herramienta para la obtención de información que permita la toma de decisiones anticipadas que vele la seguridad de los sistemas eléctricos en un día con eclipse solar. Si bien las plantas fotovoltaicas presentan factores que reducen la eficiencia de generación, un eclipse solar es un evento puntual que solo posee dos casos de estudios anteriores a esta memoria de título y que han tenido eventos que comprometieron la seguridad de la matriz energética de Italia y Estados Unidos. La aplicación del modelo, ajustándolo a la disponibilidad de datos presentes y posterior evaluación al eclipse solar del 2 de julio de 2019 a las plantas fotovoltaicas chilenas, entrega otro caso de estudio a los dos ya existentes, aumentando así las experiencias e información disponible sobre la estimación de generación de las plantas solares que se verán afectadas por futuros eclipses solares y posibilitando una mayor eficacia y eficiencia en las futuras tomas de decisiones a nivel nacional e internacional para asegurar la estabilidad de los sistemas eléctricos.

CONCLUSIONES

El eclipse solar del 2 de julio de 2019 tuvo una reducción en forma de V sobre las plantas fotovoltaicas chilenas, donde la reducción de generación ocurrió entre las 15:17 y las 17:50 horas. El impacto máximo estimado por el modelo ocurrió a las 16:35 horas, correspondiente a 903,6 MW para toda la industria fotovoltaica.

Se concluyó que el modelo permite una adecuada predicción de la generación fotovoltaica de un día de eclipse solar con valores estadísticos de R^2 de 0,97, bias de -0,071, RMSE de 119,22 y RRMSE de 20,2%. En profundidad, el modelo tiende a subestimar la generación fotovoltaica debido a que la semana escogida que se utilizó como base para estimar la generación sin el efecto del eclipse solar, presentaba días con baja generación debido a la nubosidad, mientras que la generación real presentaba un comportamiento similar a un día despejado para la mayoría de las plantas fotovoltaicas.

El modelo presenta un buen ajuste a los datos reales, pudiendo representar el comportamiento de la generación del 2 de julio de 2019. Además, se compararon los puntos de la generación real y estimada que involucraron al eclipse solar correspondiente a las 16:00, 17:00 y 18:00 horas, donde las 2 primeras horas poseen el mismo comportamiento, sin embargo, el efecto del eclipse solar no se vio representado a las 18:00 horas de la generación real.

Finalmente, el modelo entregó una estimación validada de la generación que se espera para el día de un eclipse solar que afecte a plantas fotovoltaicas, permitiendo entender el comportamiento y los efectos de un eclipse solar, entregando bases, conocimientos e información para la toma de decisiones y así encauzar las medidas y planificaciones para resguardar la seguridad eléctrica. Además, el modelo permite su aplicación a futuros eclipses solares que afecten a centrales fotovoltaicas y así entregar el comportamiento la generación eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

Aburto, C. 2007. Elaboración de un modelo de estimación de la distribución espacial de la radiación solar global mensual para Chile central. [en línea]. Memoria Ingeniero en Recursos Naturales Renovables. Santiago, Chile: Facultad de Ciencias Agronómicas, Universidad de Chile. 223h. Recuperado en: http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/101874/aburto_c.pdf?sequence=4&isAllowed=y Consultado el: 20 de enero de 2020.

Alavez, J. 2006. Métodos Numéricos I: Análisis de error, aritmética de punto flotante e interpolación. Tabasco, México: Universidad Juárez Autónoma de Tabasco. 102p. Consultado el: 8 de agosto de 2019.

AURA (Asociación de Universidades para la Investigación en Astronomía). 2019. Mapa del Eclipse - 02 de julio de 2019. [en línea]. Recuperado en: <https://www.eclipsesolar2019.cl/eclipse/mapa-del-eclipse/> Consultado el: 20 de julio de 2019.

Ausmus, J.; E. Chartan; J. Duckworth; S. Ericson; N. Gilroy; D. Hettinger et al. 2018. Evaluating the Impact of the 2017 Solar Eclipse on U.S. Western Interconnection Operations. [en línea]. 48p. Recuperado en: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/71147.pdf> Consultado el: 20 de julio de 2019.

Campos, C. 2018. Efecto de distintos nanofluidos en la absorción de radiación solar. [en línea]. Memoria Ingeniero Civil Químico. Santiago, Chile: Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. 86h. Recuperado en: <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/151584/Efecto-de-distintos-nanofluidos-en-la-absorcion-de-radiacion-solar.pdf?sequence=1&isAllowed=y> Consultado el: 21 de enero de 2020.

Carvajal, T. 2018. Diseño y construcción de un heliostato con seguimiento solar en dos ejes parare-direccionar radiación incidente hacia un disco concentrador parabólico. [en línea]. Memoria Ingeniero Civil Mecánico. Santiago, Chile: Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad Técnica Federico Santa María. 129h. Recuperado en: <https://repositorio.usm.cl/bitstream/handle/11673/41565/3560900257549UTFSM.pdf?sequence=1&isAllowed=y> Consultado el: 21 de enero de 2020.

Casado, J. y M. Serra-Ricart. 2003. Eclipses. Fundación Española para la Ciencia y la Tecnología. Canarias, España. [en línea]. 57p. Recuperado en: <https://www.fecyt.es/en/system/files/publications/attachments/2014/11/eclipses.pdf> Consultado el: 20 de enero de 2020.

CEN (Coordinador Eléctrico Nacional). 2018. Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón. [en línea]. Santiago, Chile. 56p. Recuperado en: http://energia.gob.cl/sites/default/files/12_2018_coordinador_estudio_impacto_sistem_a_electrico_informe_principal.pdf Consultado el: 20 de enero de 2020.

CEN (Coordinador Eléctrico Nacional). 2019a. Características del Eclipse Del 2 de julio de 2019 Experiencia Internacional y Pronósticos. [en línea]. Santiago, Chile. Recuperado en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/06/Parte-1_-_Presentaci%C3%B3n-DAO-Eclipse-Colegio-Ingenieros-19062019.pdf> Consultado el: 23 de julio de 2019.

CEN (Coordinador Eléctrico Nacional). 2019b. Centrales generadoras. [en línea]. Santiago, Chile. Recuperado en: <https://infotecnica.coordinador.cl/info/centrales>> Consultado el: 20 de julio de 2019.

CEN (Coordinador Eléctrico Nacional). 2019c. Generación real del sistema. [en línea]. Santiago, Chile. Recuperado en: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real-del-sistema/>> Consultado el: 21 de julio de 2019.

Cepeda, J. y A. Sierra. 2017. Aspectos que afectan la eficiencia en los paneles fotovoltaicos y sus potenciales soluciones. Universidad Santo Tomás. [en línea]. Colombia. 10p. Recuperado en: <https://repository.usta.edu.co/bitstream/handle/11634/4196/cepedajuan2017.pdf?sequence=1&isAllowed=y>> Consultado el: 20 de julio de 2019.

Chile Sustentable. 2019. Plan de descarbonización y retiro de centrales termoeléctricas a carbón en Chile. [en línea]. Santiago, Chile. 5p. Recuperado en: http://www.chilesustentable.net/wp-content/uploads/2019/07/Minuta-Anuncios-Descarbonizacion-04062019_CHS.pdf> Consultado el: 25 enero de 2020.

ClimateScope. 2018. Emerging Markets Outlook 2018. [en línea]. 66p. Recuperado en: <http://global-climatescope.org/assets/data/reports/climatescope-2018-report-en.pdf>> Consultado el: 15 de julio de 2019.

CNE (Comisión Nacional de Energía). 2019a. Anuario estadístico de energía 2018. [en línea]. Santiago, Chile. 162p. Recuperado en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/04/Anuario-CNE-2018.pdf>> Consultado el: 20 de enero de 2020.

CNE (Comisión Nacional de Energía). 2019b. Reporte mensual ERNC. CNE, Ministerio de Energía. [en línea]. Santiago, Chile. 11p. Recuperado en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/06/RMensual_ERNC_v201906.pdf> Consultado el: 15 de julio de 2019.

CNE (Comisión Nacional de Energía). 2019c. Reporte mensual sector energético. CNE, Ministerio de Energía. [en línea]. Santiago, Chile. 28p. Recuperado en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/06/RMensual_v201906.pdf> Consultado el: 25 enero de 2020.

CONICYT (Comisión Nacional de Investigación Científica y Tecnológica). 2019. Eclipse 2019 – Coquimbo. CONICYT, Ministerio de educación. [en línea]. Recuperado en: <https://www.conicyt.cl/eclipseschile1/solar-eclipse-2019-coquimbo/>> Consultado el: 20 de enero de 2020.

De La Vega, F. 2019. Chile ha sido testigo de 14 eclipses totales de sol desde su Independencia. [en línea]. Recuperado en: <<http://www.uchile.cl/noticias/155087/los-14-eclipses-totales-de-sol-de-chile-desde-su-independencia>> Consultado el: 28 de julio de 2019.

Electricidad. 2017. El Romero Solar: Se inaugura la planta fotovoltaica en operación más grande de América Latina. [en línea]. Recuperado en: <<http://www.revistaei.cl/reportajes/el-romero-solar/>> Consultado el: 25 de julio de 2019.

Energía Abierta. 2019. Capacidad Instalada de Generación Total en Chile. CNE, Ministerio de Energía. [en línea]. Santiago, Chile. Recuperado en: <<http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/240266/capacidad-instalada-de-generacion-total-en-chile/>> Consultado el: 30 de julio de 2019.

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). 2015a. Solar Eclipse 2015-Impact Analysis-Report prepared by Regional Group Continental Europe and Synchronous Area Great Britain. [en línea]. 21p. Recuperado en: <https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/150219_Solar_Eclipse_Impact_Analysis_Final.pdf> Consultado el: 30 de julio de 2019.

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). 2015b. Solar Eclipse March 2015: The successful stress test of Europe's power grid more ahead. [en línea]. 30p. Recuperado en: <https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/ENTSO-E%20general%20publications/entsoe_spe_pp_solar_eclipse_2015_web.pdf> Consultado el: 30 de julio de 2019.

Espenak, F. y J. Meeus. 2006. Five Millennium Canon of Solar Eclipses: -1999 to +3000. Nasa. [en línea]. Recuperado en: <<https://eclipse.gsfc.nasa.gov/SEpubs/5MCSE.html>> Consultado el: 30 de julio de 2019.

Espenak, F. y J. Meeus. 2009. Five Millennium Canon of Solar Eclipses: -1999 to +3000 (2000 BCE to 3000 CE)—Revised. Nasa. [en línea]. Recuperado en: <<https://eclipse.gsfc.nasa.gov/5MCSE/TP2009-214174.pdf>> Consultado el: 20 de enero de 2020.

Gasparri, D. 2019. Eclipses totales de sol 2019-2020 en Chile. [en línea]. 43p. Recuperado en: <https://www.explora.cl/atacama/wp-content/uploads/sites/5/2019/06/Gu%C3%ADaEclipses_compressed.pdf> Consultado el: 20 de enero de 2020.

IFC (International Finance Corporation). 2015. Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants. [en línea]. Washington, Estados Unidos. 216p. Recuperado en: <<https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/a1b3dbd3-983e-4ee3-a67b-cdc29ef900cb/IFC+Solar+Report+Web+08+05.pdf?MOD=AJPERES&CVID=kZePD PG>> Consultado el: 21 de enero de 2020.

Iqbal, M. 1983. An introduction to solar radiation. Academic Press Canada. 409p.

Jubier, X. 2015. Solar Eclipses. [en línea]. Recuperado en: <http://xjubier.free.fr/en/site_pages/SolarEclipsesGoogleMaps.html> Consultado el: 20 de julio de 2019.

Maggi, S. 2013. Modelamiento térmico de un panel fotovoltaico con disipador de calor operando en el norte de Chile. [en línea]. Memoria Ingeniero Civil Mecánico. Santiago, Chile: Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. 77h. Recuperado en: <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/114814/cf-maggi_ss.pdf?sequence=1> Consultado el: 21 de enero de 2020.

Maureira, O. 2017. Estudio de factibilidad técnico y económico de una planta solar fotovoltaica en el SING/SIC. [en línea]. Informe Ingeniero Civil Eléctrico. Valparaíso, Chile: Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad Católica de Valparaíso. 167h. Recuperado en: <http://opac.pucv.cl/pucv_txt/txt-1000/UCC1497_01.pdf> Consultado el: 21 de enero de 2020.

Maza, J. 2019. Eclipses. 1° edición. Santiago, Chile: Editorial Planeta Chilena. 119p.

Ministerio de Energía. 2012. Estrategia nacional de energía 2012-2030. Ministerio de Energía. [en línea]. Santiago, Chile. 38p. Recuperado en: <https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2014/10/3_Estrategia-Nacional-de-Energia-2012-2030_Energia-para-el-Futuro.pdf> Consultado el: 20 de julio de 2019.

Ministerio de Energía. 2017. Explorador solar. [en línea]. Santiago, Chile. Recuperado en: <<http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>> Consultado el: 20 de julio de 2019.

Miranda, M. 2016. Diseño de sistema de generación fotovoltaica para viviendas conectadas a la red de distribución, en el contexto de la ley n° 20.571. [en línea]. Memoria Ingeniero Civil Eléctrico. Santiago, Chile: Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. 76h. Recuperado en: <<http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/141781/Diseno-de-sistema-de-generacion-fotovoltaica-para-viviendas-conectadas-a-la-red-de-distribucion-en-el-contexto.pdf?sequence=1&isAllowed=y>> Consultado el: 21 de enero de 2020.

Moreno, S. 2007. Obtención de modelos kd-kt horario y diario a partir del análisis de datos medidos en la estación radiométrica de la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla. [en línea]. Proyecto fin de carrera. Sevilla, España: Departamento de Ingeniería Energética, Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla. 150h. Recuperado en: <<https://www.worldcat.org/title/obtencion-de-modelos-kd-kt-horario-y-diario-a-partir-del-analisis-de-datos-medidos-en-la-estacion-radiometrica-de-la-escuela-superior-de-ingenieros-de-sevilla-proyecto-fin-de-carrera/oclc/928695897>> Consultado el: 21 de enero de 2020.

Muñoz, J. 2018. Análisis de escenarios de interconexiones internacionales de Chile con un enfoque en alta penetración de energía solar. [en línea]. Memoria Ingeniero Civil Eléctrico. Santiago, Chile: Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de

- Chile. 157h. Recuperado en: <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/152502/An%c3%a1lisis-de-esenarios-de-interconexiones-internacionales-de-Chile-con-un-enfoque-en-alta-penetraci%c3%b3n-de-energ%c3%ada-solar.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
Consultado el: 21 de enero de 2020.
- Nandiyanto, A.; N. Permatasari; E. Prima; A. Rusli; D. Sofiani; T. Sucahya et al. 2016. Photodecomposition Profile of Organic Material during the Partial Solar Eclipse of 9 March 2016 and Its Correlation with Organic Material Concentration and Photocatalyst Amount. [en línea]. The Indonesian Journal of Science and Technology, 1(2): 123-155. Recuperado en: https://www.researchgate.net/publication/308610449_Photodecomposition_Profile_of_Organic_Material_during_the_Partial_Solar_Eclipse_of_9_March_2016_and_Its_Correlation_with_Organic_Material_Concentration_and_Photocatalyst_Amount
Consultado el: 21 de enero de 2020.
- Nájera, M. 1995. El temor a los eclipses entre comunidades mayas contemporáneas. (pp. 319-327). En: Religión y sociedad en el área maya. [en línea]. Madrid, España. Recuperado en: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=2775329>
Consultado el: 20 de julio de 2019.
- NAOJ (National Astronomical Observatory of Japan). 2016. March 9, 2016, Partial Eclipse Visible Throughout Japan. [en línea]. Tokyo, Japón. Recuperado en: <https://www.nao.ac.jp/en/astro/sky/2016/03-topics02.html> Consultado el: 21 de enero de 2020.
- Pérez, R. y D. Watts. 2018. Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. Ministerio de Energía. [en línea]. Santiago, Chile. 190p. Recuperado en: http://4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2019/01/Libro_ERNC_Chile_esp.pdf
Consultado el: 25 de julio de 2019.
- Quinteros, J. 2008. Estudio teórico y experimental de colector solar parabólico para generación de energía eléctrica. [en línea]. Memoria Ingeniero Civil Electricista. Santiago, Chile: Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. 81h. Recuperado en: http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/103053/quinteros_jg.pdf?sequence=3&isAllowed=y Consultado el: 21 de enero de 2020.
- Rau, F. 2017. Estudio del efecto soiling en el rendimiento de paneles solares fotovoltaicos en una zona residencial. [en línea]. Memoria Ingeniero Civil Industrial. Santiago, Chile: Departamento de Industrias, Universidad Técnica Federico Santa María. 172h. Recuperado en: <https://repositorio.usm.cl/bitstream/handle/11673/24673/3560902048979UTFSM.pdf?sequence=1&isAllowed=y> Consultado el: 21 de enero de 2020.
- Wild, F. 2017. What Is an Eclipse?. [en línea]. Estados Unidos. Recuperado en: <https://www.nasa.gov/audience/forstudents/5-8/features/nasa-knows/what-is-an-eclipse-58> Consultado el: 21 de enero de 2020.

ANEXOS

Anexo 1. Comportamiento en el tiempo del eclipse solar del 2 de julio de 2019 para las localidades bajo la totalidad del eclipse solar.

Localidad	Comienzo de parcialidad	Comienzo de totalidad	Centro de la totalidad	Fin de la totalidad	Fin del eclipse	Duración
Agua Negra	15:25	16:39:14	16:40:30	16:41:46	17:47	2 min 32 seg
Alcoguaz	15:24	16:38:43	16:39:52	16:41:00	17:47	2 min 17 seg
Andacollo	15:23	16:38:35	16:39:18	16:40:00	17:46	1 min 25 seg
Cachiyuyo	15:24	16:39:45	16:40:20	16:40:55	17:47	1 min 10 seg
Cerro Tololo	15:23	16:38:36	16:40:40	16:39:37	17:47	2 min 07 seg
Collawara	15:23	16:38:36	16:39:18	16:39:59	17:46	1 min 23 seg
Condoriaco	15:23	16:38:38	16:39:55	16:41:12	17:47	2 min 35 seg
El Molle	15:23	16:38:25	16:39:36	16:40:46	17:47	2 min 22 seg
Guanta	15:24	16:38:58	16:40:14	16:41:30	17:47	2 min 33 seg
Incahuasi	15:23	16:39:01	16:40:06	16:41:10	17:47	2 min 10 seg
La Herradura	15:22	16:38:14	16:39:13	16:40:11	17:47	1 min 57 seg
La Higuera	15:23	16:38:26	16:39:44	16:41:02	17:47	2 min 36 seg
La Silla	15:24	16:39:24	16:40:20	16:41:16	17:47	1 min 51 seg
La Serena	15:23	16:38:16	16:39:24	16:40:32	17:46	2 min 46 seg
Mamalluca	15:23	16:38:36	16:39:51	16:41:05	17:47	2 min 29 seg
Paihuano	15:24	16:38:43	16:39:59	16:41:14	17:47	2 min 31 seg
Pisco Elqui	15:23	16:38:43	16:39:56	16:41:09	17:47	2 min 26 seg
Totalillo	15:22	16:38:21	16:39:07	16:39:53	17:46	1 min 33 seg
Vicuña	15:24	16:38:35	16:39:47	16:40:59	17:47	2 min 25 seg

Fuente: Maza, 2019.

APÉNDICES

Apéndice 1. Plantas fotovoltaicas que sí presentan generación en julio 2018 correspondiente a 74 centrales generadoras de electricidad.

Número	Central fotovoltaica	Potencia bruta (MW)
1	Alturas de Ovalle	6
2	Andes Solar	22
3	Bellavista	3
4	Carrera Pinto	93
5	Cerro Dominador	99,05
6	Chancón	3
7	Chañares	36
8	Chuchiñi	2,90
9	Conejo Solar	104
10	Cordillerilla Solar	1,43
11	Cuz Cuz	3
12	Doña Carmen Solar	35
13	El Boco	3
14	El Divisadero	3
15	El Pelicano	100
16	El Pilpén	3
17	El Pitio	3
18	El Roble	9
19	El Romero	196,02
20	El Sauce	2,98
21	FV Bolero	146,64
22	Hormiga Solar	2,54
23	La Chapeana	2,78
24	La Huayca II	25,05
25	Lagunillas	2,95
26	Lalackama	55
27	Lalackama 2	16,50
28	Las Araucarias	0,14
29	Las Mollacas	2,78
30	Las Terrazas	3
31	Las Turcas	3
32	Los Gorriones	3
33	Luders	3
34	Luna del Norte	2,96
35	Luz del Norte	141

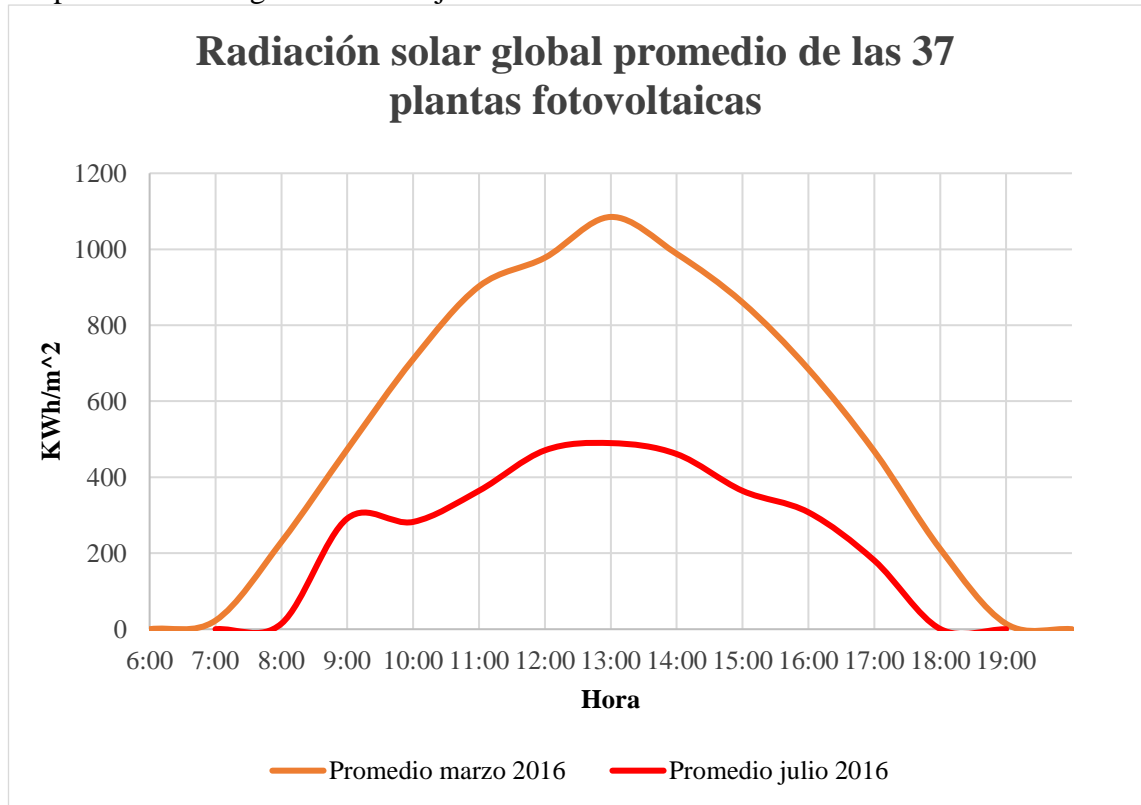
Continúa

Número	Central fotovoltaica	Potencia bruta (MW)
36	María Elena FV	68
37	Mostazal	9
38	Ñilhue	1,10
39	Pampa Solar Norte	69,30
40	Parque Fotovoltaico Los Loros	46
41	Parque Solar Finis Terrae	138
42	Parque solar Pampa Camarones	6,24
43	Peralillo	2,96
44	Piloto Solar Cardones	0,44
45	PMG Antay	13
46	Pozo Almonte Solar 2	7,52
47	Pozo Almonte Solar 3	16,04
48	PSF Lomas Coloradas	2
49	PSF PAMA	2
50	Puerto Seco Solar	8,99
51	PV Salvador	68
52	Quilapilún	111,34
53	Quinta	2,89
54	San Francisco	3
55	San Pedro	3
56	Santa Cecilia	2,96
57	Santa Julia	3
58	Santiago Solar	120
59	Sol del Norte	2,96
60	Solar Amparo del Sol	3
61	Solar Diego de Almagro	32
62	Solar El Aguila I	2,05
63	Solar Jama	52,65
64	Solar Javiera	65
65	Solar la Silla	1,53
66	Solar Llano de Llampos	101,02
67	Solar Loma Los Colorados	1,07
68	Solar Ovejera	9
69	Solar San Andrés	49,7
70	Tambo Real	2,94
71	Techos Altamira	0,15
72	Til Til	3
73	Uribe Solar	52,80
74	Valle de la Luna II	2,89

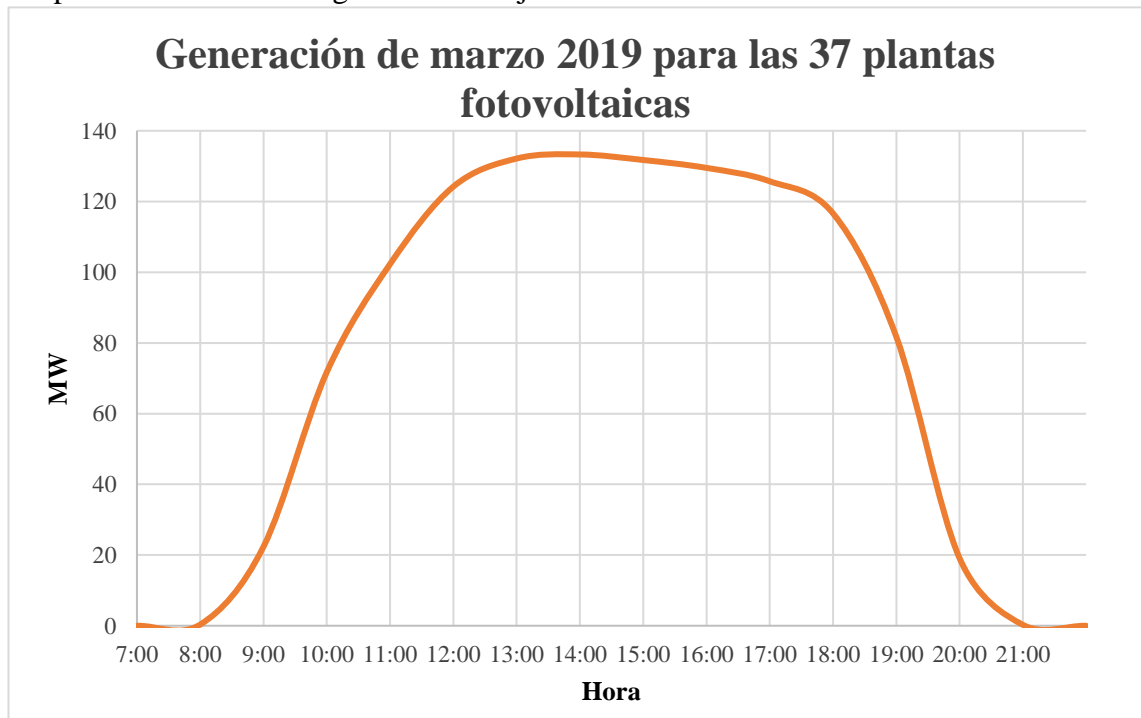
Apéndice 2. Plantas fotovoltaicas con entrada en operación entre julio 2018 y marzo 2019 correspondiente a 37 centrales generadoras de electricidad.

Número	Central fotovoltaica	Potencia bruta (MW)
1	Alicahue	3
2	Alto Solar	2,96
3	Cabilson	3
4	Cachiyuyo Solar 2	9
5	Calle Larga	3
6	CATÁN SOLAR	3
7	Chimbargongo	3
8	Don Eugenio	3
9	El Cernícalo I	1,50
10	El Cernícalo II	1,50
11	El Chincol	3
12	El Picurio	3
13	El Quemado	3
14	La Acacia	8,57
15	La Esperanza II	9
16	La Frontera	4,80
17	La Manga	2,96
18	Las Palomas	3
19	Los Libertadores	8
20	Los Patos	3
21	Malaquita Solar 2	9
22	Marchigue II	9
23	Marín	3
24	Ocoa	3
25	Olivillo	9
26	Panquehue II	6
27	Piquero	3
28	Portezuelo	3
29	Punta Baja Solar	2
30	Rodeo	3
31	Santa Laura	3
32	Santuario Solar	3
33	Solar Hornitos	0,32
34	Talhuen	3
35	Valle Solar Este 2	9
36	Valle Solar Oeste 2	9
37	Villa Prat	2,96

Apéndice 3. Radiación solar global promedio de las 37 plantas fotovoltaicas que se utilizó para estimar la generación de julio 2019.



Apéndice 4. Generación de marzo 2019 para las 37 plantas fotovoltaicas que se utilizó para la estimación de generación de julio 2019.



Apéndice 5. Inicio, final, momento y porcentaje de máxima oscuridad del eclipse solar para cada planta fotovoltaica.

Nombre	Inicio del eclipse solar	Instante máximo de oscuridad	Fin del eclipse solar	Porcentaje máximo de oscuridad
Alicahue	15:21	16:37	17:44	94,82%
Alto Solar	15:19	16:35	17:42	89,46%
Alturas de Ovalle	15:22	16:38	17:46	99,58%
Andes Solar	15:31	16:45	17:50	81,08%
Bellavista	15:21	16:38	17:45	96,60%
Cabilson	15:21	16:37	17:44	94,39%
Cachiyuyo Solar 2	15:25	16:41	17:48	96,27%
Calle Larga	15:21	16:37	17:44	93,83%
Carrera Pinto	15:26	16:42	17:48	93,08%
CATÁN SOLAR	15:22	16:37	17:44	94,31%
Cerro Dominador	15:30	16:45	17:50	78,40%
Chancón	15:20	16:36	17:43	89,97%
Chañares	15:26	16:42	17:49	91,36%
Chimbargongo	15:20	16:35	17:42	87,61%
Chuchiñi	15:21	16:38	17:45	96,56%
Conejo Solar	15:27	16:43	17:49	88,62%
Cordillerilla Solar	15:19	16:35	17:41	86,40%
Cuz Cuz	15:21	16:38	17:45	96,61%
Don Eugenio	15:21	16:38	17:45	96,61%
Doña Carmen Solar	15:21	16:37	17:44	94,15%
El Boco	15:20	16:37	17:44	93,04%
El Cernícalo I	15:17	16:32	17:39	81,15%
El Cernícalo II	15:17	16:32	17:39	81,15%
El Chincol	15:18	16:33	17:39	82,23%
El Divisadero	15:22	16:38	17:45	99,00%
El Pelícano	15:23	16:40	17:47	10,00%
El Picurio	15:20	16:35	17:42	87,55%
El Pilpén	15:20	16:36	17:43	90,95%
El Pitio	15:18	16:33	17:40	83,32%
El Quemado	15:21	16:37	17:44	94,60%
El Roble	15:20	16:35	17:42	89,36%
El Romero	15:23	16:40	17:47	100,00%
El Sauce	15:20	16:35	17:42	89,23%
FV Bolero	15:30	16:45	17:50	80,58%
Hormiga Solar	15:21	16:37	17:44	94,17%
La Acacia	15:20	16:35	17:42	88,44%

Continúa

Nombre	Inicio del eclipse solar	Instante máximo de oscuridad	Fin del eclipse solar	Porcentaje máximo de oscuridad
La Chapeana	15:22	16:39	17:46	99,77%
La Esperanza II	15:19	16:35	17:42	88,25%
La Frontera	15:19	16:34	17:41	86,52%
La Huayca II	15:32	16:46	17:50	70,45%
La Manga	15:19	16:35	17:42	89,45%
Lagunillas	15:22	16:39	17:46	99,79%
Lalackama	15:27	16:43	17:49	87,58%
Lalackama 2	15:27	16:43	17:49	87,54%
Las Araucarias	15:21	16:37	17:43	92,32%
Las Mollacas	15:22	16:38	17:46	99,32%
Las Palomas	15:17	16:32	17:39	80,63%
Las Terrazas	15:25	16:41	17:48	95,79%
Las Turcas	15:20	16:36	17:43	90,18%
Los Gorriones	15:18	16:33	17:40	83,06%
Los Libertadores	15:20	16:36	17:43	90,02%
Los Patos	15:19	16:34	17:41	85,26%
Luders	15:21	16:36	17:43	90,51%
Luna del Norte	15:23	16:39	17:46	100,00%
Luz del Norte	15:26	16:42	17:48	93,16%
Malaquita Solar 2	15:25	16:41	17:48	96,22%
Marchigue II	15:19	16:35	17:42	87,89%
María Elena FV	15:30	16:45	17:50	76,57%
Marín	15:21	16:37	17:44	93,95%
Mostazal	15:21	16:36	17:43	90,49%
Ñilhue	15:21	16:37	17:44	93,90%
Ocoa	15:21	16:37	17:44	93,47%
Olivillo	15:20	16:36	17:43	91,55%
Pampa Solar Norte	15:27	16:43	17:49	88,76%
Panquehue II	15:21	16:37	17:44	93,87%
Parque Fotovoltaico Los Loros	15:25	16:41	17:48	96,25%
Parque Solar Finis Terrae	15:30	16:45	17:50	76,88%
Parque Solar Pampa Camarones	15:32	16:46	17:50	65,99%
Peralillo	15:19	16:34	17:41	85,98%
Piloto Solar Cardones	15:25	16:41	17:48	95,83%
Piquero	15:20	16:36	17:43	91,45%
PMG Antay	15:25	16:41	17:48	95,43%
Portezuelo	15:19	16:35	17:42	88,42%
Pozo Almonte Solar 2	15:32	16:46	17:50	70,18%
Pozo Almonte Solar 3	15:32	16:46	17:50	70,09%

Continúa

Nombre	Inicio del eclipse solar	Instante máximo de oscuridad	Fin del eclipse solar	Porcentaje máximo de oscuridad
PSF Lomas Coloradas	15:22	16:38	17:45	98,23%
PSF PAMA	15:22	16:38	17:45	98,23%
Puerto Seco Solar	15:32	16:45	17:50	76,22%
Punta Baja Solar	15:23	16:39	17:47	100,00%
PV Salvador	15:27	16:43	17:49	90,83%
Quilapilún	15:21	16:37	17:44	93,13%
Quinta	15:21	16:37	17:44	93,26%
Rodeo	15:21	16:37	17:44	93,69%
San Francisco	15:21	16:37	17:44	93,24%
San Pedro	15:20	16:35	17:42	89,66%
Santa Cecilia	15:23	16:40	17:47	100,00%
Santa Julia	15:21	16:37	17:44	94,88%
Santa Laura	15:21	16:37	17:44	94,70%
Santiago Solar	15:21	16:37	17:44	92,90%
Santuario Solar	15:21	16:37	17:44	93,72%
Sol del Norte	15:23	16:39	17:46	100,00%
Solar Amparo del Sol	15:22	16:38	17:45	99,23%
Solar Diego de Almagro	15:26	16:42	17:49	91,28%
Solar El Aguila I	15:33	16:46	17:50	64,11%
Solar Hornitos	15:25	16:41	17:48	95,90%
Solar Jama	15:32	16:46	17:50	76,38%
Solar Javiera	15:26	16:42	17:49	91,33%
Solar la Silla	15:23	16:40	17:47	100,00%
Solar Llano de Llampos	15:26	16:42	17:48	93,91%
Solar Loma Los Colorados	15:21	16:37	17:44	93,37%
Solar Ovejería	15:21	16:37	17:44	92,98%
Solar San Andrés	15:26	16:42	17:48	94,26%
Talhuen	15:22	16:38	17:46	99,54%
Tambo Real	15:23	16:39	17:46	100,00%
Techos Altamira	15:21	16:37	17:43	92,16%
Til Til	15:21	16:37	17:44	93,33%
Uribe Solar	15:28	16:44	17:50	82,19%
Valle de la Luna II	15:21	16:37	17:43	92,32%
Valle Solar Este 2	15:25	16:41	17:48	95,00%
Valle Solar Oeste 2	15:25	16:41	17:48	95,01%
Villa Prat	15:19	16:34	17:41	85,88%