

POTENCIAL DE GENERACION TERMOELÉCTRICA EN CAFAYATE – SALTA MEDIANTE TECNOLOGÍA FRESNEL LINEAL

P. Dellicompagni¹, J. Franco², M. Altamirano³

INENCO – Universidad Nacional de Salta – CONICET - Avda. Bolivia 5150, 4400 Salta, Argentina
Email: pablodellicompagni@gmail.com. Tel. 0387-4255424

Recibido 09/08/18, aceptado 17/09/18

RESUMEN: en este trabajo se plantea la pre factibilidad y simulación computacional de una planta de concentración solar tipo Fresnel lineal con almacenamiento térmico en sales fundidas para la generación de energía eléctrica y su potencial aplicación en la región de Cafayate – Salta. El Software empleado para el dimensionamiento y simulación corresponde al System Advisor Model desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (EEUU). Los resultados de la modelización plantean un escenario favorable para la inserción de plantas termosolares en Argentina, que permitan generar energía eléctrica a precios competitivos y de mayor duración de despacho comparadas con otras tecnologías, fundamentalmente la fotovoltaica de escala utilitaria.

Palabras claves: SAM, Fresnel lineal, generación eléctrica.

INTRODUCCIÓN

La introducción de las Energías Renovables en la matriz energética del país es actualmente un proceso en expansión. La Ley 27191 declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad. El plan de energías renovables RenovAR se generó en el marco de esta ley con el objetivo de la contribución de fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional para el 2018 y el 20% para el 2025 (CAMMESA, 2017). De acuerdo a diversos estudios (Grossi Gallegos y Righini, 2007; Carmona et al., 2017; Sarmiento et al., 2019), la región noroeste de Argentina es privilegiada en cuanto al recurso solar, por lo que podría generar una buena parte de sus necesidades de electricidad mediante la implementación de tecnologías que hagan aprovechamiento de la energía solar. Actualmente, se encuentran en marcha diversos proyectos de centrales solares fotovoltaicas (Ministerio de Energía y Minería, 2017), particularmente en las provincias de Salta y Jujuy.

El modelo desarrollado por el Grupo FAE de la Universidad Federal de Pernambuco (Brasil) permite determinar parámetros asociados a la generación de potencia térmica y eléctrica, para diferentes condiciones de funcionamiento y ubicaciones geográficas de la central a simular. Este modelo ha sido constantemente mejorado y, recientemente validado para condiciones de operación reales de la planta solar SEGS VI de Kramer Junction (Desierto de Mojave, California), como puede observarse en (Salazar et al, 2017).

En este trabajo se analiza la capacidad de producción eléctrica de una central solar térmica de concentración solar del tipo Fresnel (CFL), empleando un modelo analítico desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) e implementado mediante el software System Advisor Model (SAM) (Blair et al., 2014). Se estima la producción de energía eléctrica para una planta de 15 MWe de potencia nominal con almacenamiento térmico en sales fundidas (TES), cuya producción eléctrica será destinada en parte a la ciudad de San Carlos. Además, se plantea un análisis paramétrico a fin de evaluar las condiciones óptimas de generación tomando como parámetros de interés principal al factor de capacidad de planta y el costo nivelado de la energía eléctrica (LCOE).

¹ Becario Doctoral CONICET

² Investigador Adjunto CONICET

³ Profesional INTI

EL MODELO SAM

Se trata de un modelo computacional que calcula el rendimiento y las métricas financieras de los sistemas de energía renovable. Los desarrolladores de proyectos, los legisladores, los fabricantes de equipos y los investigadores utilizan los resultados de SAM para evaluar opciones financieras, tecnológicas y de incentivos para proyectos de energía renovable. SAM simula el rendimiento de sistemas fotovoltaicos, de concentración solar, de calentamiento térmico de agua, sistemas eólicos, geotérmicos, basados en biomasa y convencionales. Los proyectos pueden ser de clientes que compran y venden electricidad a precios minoristas a las empresas distribuidoras, o de servicios públicos que venden electricidad a un precio negociado a través de un acuerdo de compra de energía (PPA). También es posible realizar análisis paramétricos y de sensibilidad, y las capacidades de análisis estadístico están disponibles para la simulación en Monte Carlo y variabilidad climática (P50/P90) (Dobos et al., 2012). El modelo realiza predicciones de rendimiento y estimaciones del costo de la energía para proyectos conectados a la red en función de los costos de instalación y operación y los parámetros de diseño del sistema. En la provincia de Salta, los proyectos se enmarcan en las leyes N° 7823 y 7824, Ley de Balance Neto y Régimen de Fomento para las Energías Renovables, respectivamente; y se rigen por el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, instituido por la ley N° 27191 en su Decreto Reglamentario 531/2016.

Breve reseña de modelos computacionales empleados en sistemas de concentración solar

Los modelos empleados para predecir el rendimiento de los concentradores Fresnel lineales han sido desarrollados por Goswami et al. (1990), Abbas et al. (2012a, 2012b), Facao et al. (2009), Flores Larsen et al. (2012) y por un grupo de la Universidad de Nueva Gales del Sur (Pye, 2008 y Reynolds, 2004). Tales investigaciones condujeron al planteo de ecuaciones para el cálculo del rendimiento en equipos CFL pero no se focalizaron en generar una herramienta de cálculo termo – económico. Un trabajo realizado por Mills y Morrison (2000) sobre un CFL con set de tubos evacuados al vacío en el absorbedor se basó en la asunción de que estos sistemas pueden trabajar de manera similar a las calderas pero sin la posibilidad de generar vapor sobrecalentado, desarrollando así la librería *TRNAus* para su uso en el programa TRNSYS en sistemas Fresnel lineales (Klein, 1979). Este trabajo se limita a la configuración del absorbedor y del campo solar.

Son muchos los trabajos disponibles en la literatura que comparan el rendimiento de plantas CFL con cilindro parabólicas (Morin et al., 2011, Haberle et al., 2002; Gharbi et al., 2011 y Giotri et al., 2011) y con tecnologías de torre central (Dersch et al., 2011). Tales modelos emplearon códigos de producción anual de energía eléctrica, aunque la disponibilidad de los mismos es generalmente limitada o requiere la reconstrucción de las configuraciones de planta usando librerías de subcomponentes. Morin et al. y Haberle et al. se encontraron con este problema al emplear el software *ColSim* (Wittwer et al. 2001). Lo mismo les sucedió a Giotri et al. al emplear *Thermoflex* (Thermoflow, 2012). Modelar el rendimiento de una planta en un entorno de simulación, como *ColSim*, *Thermoflex* o *IPSEPro* ([www. http://simtechnology.com](http://simtechnology.com)), proporciona al usuario un alto grado de flexibilidad y detalle. No obstante, la implementación de los modelos también requiere de un cierto grado de destreza del usuario y un tiempo de configuración considerable. Debido a que estas herramientas no están diseñadas para la simulación transitoria, a menudo requieren post procesamiento para los efectos de arranque/parada y varias horas de simulación para cálculos anuales.

El software más similar a SAM es *Greenius* (Dersch, 2010a-b) desarrollado por el Centro Aeroespacial de Alemania (DLR). El modelo CFL está formulado como una extensión del modelo cilindro parabólico, modificando las leyes de variación del índice modificador de ángulo de incidencia (IAM) para incluir efectos tanto longitudinales como transversales.

BASE DE DATOS CLIMÁTICA Y RADIACIÓN SOLAR

El modelo SAM emplea una base de datos del tipo TMY (año meteorológico típico) como entrada. Tal formato es empleado por la mayoría de los programas de simulación (Marion y Urban, 1995; Wilcox y Marion, 2008), consisten en un archivo específico de cada locación y contiene datos horarios derivados de mediciones en largos períodos. La base de datos climatológica y de radiación solar

empleada para la simulación fue obtenida de la base de datos Meteonorm V7 (www.meteonorm.com). El programa Meteonorm genera años típicos, precisos y representativos para cualquier locación del planeta pudiéndose elegir más de treinta parámetros climáticos diferentes. La base de datos consta de mediciones realizadas por más de 8350 estaciones meteorológicas, 5 satélites geoestacionarios y una climatología de aerosoles calibrada a nivel global. De las estaciones meteorológicas, 800 se distribuyen en América Central y América del Sur. Sobre esta base, se emplean modelos de interpolación para poder brindar la información en cualquier localidad que se desee. El programa Meteonorm genera el archivo TMY con los valores horarios de irradiancia directa normal al haz (DNI) (figura 1), por lo que no es necesario el procesamiento posterior.

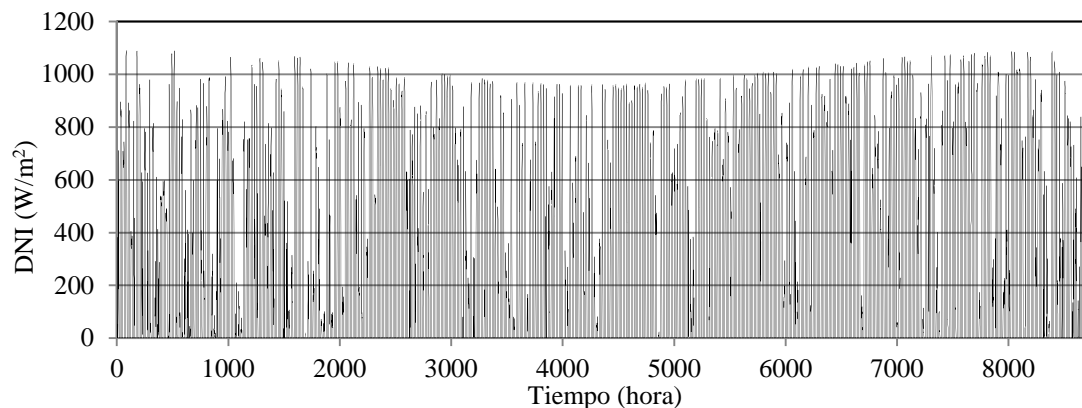


Figura 1: Irradiancia directa normal al haz (DNI) horaria.

Las estaciones meteorológicas con instrumentos de buena calidad y bien mantenidas, proporcionan los datos más precisos para la irradiación solar, que es el parámetro más relevante para las aplicaciones de energía solar. Pero las estaciones meteorológicas no siempre se encuentran en las proximidades del sitio del proyecto y las series de tiempo pueden estar incompletas. En este contexto, los satélites se han convertido en una fuente valiosa de datos de irradiación solar, en particular en áreas con distribución escasa de estaciones meteorológicas. Sin embargo, este enfoque también incluye desventajas tales como la falta de otros parámetros meteorológicos, incertidumbres generadas por aerosoles, detección de capas de nubes múltiples, imprecisiones en áreas con nieve o presencia de huecos de información. No existe una regla estándar que indique cual fuente de datos es la mejor opción, por lo que es recomendable combinar múltiples fuentes de datos terrestres y satelitales para lograr la menor incertidumbre para la evaluación de recursos. Meteonorm incluye estaciones meteorológicas y datos satelitales.

DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UNA PLANTA CFL DE 15 MWe

Es posible simular computacionalmente una nueva planta tomando un caso base como referencia. Para esto, resulta conveniente que dicha planta de referencia esté emplazada en una región de condiciones climáticas similares a las del lugar dónde se desea diseñar o emplazar la nueva planta. Como segundo criterio de referencia, se debe considerar la tecnología empleada y si la planta a diseñar consta con sistema de almacenamiento térmico o no. EL almacenamiento térmico tiene como objetivo ampliar la capacidad de generación energética disminuyendo el costo nivelado de la energía eléctrica (LCOE) además de aumentar el factor de capacidad, de modo de poder competir con los precios de generación fotovoltaica, que van cada vez en descenso. La tabla 1 muestra algunos casos de plantas que podrían considerarse como referencia (NREL–SolarPACES, www.nrel.gov/csp/solarpaces/).

Planta	Dhursar	Puerto Errado 2	Urat	Zhangbei	Zhangbei
Estado	En operación	En operación	En desarrollo	En desarrollo	En desarrollo
País	India	España	China	China	China
Ciudad	Dhursar	Calasparra	Urat Middle Banner	Zhangbei	Zhangjiakou
Recurso solar anual (kWh/m ²)	-	2095	-	-	-
Producción anual	280	49	-	-	-

(GWh)					
Apertura (m ²)	-	302000	-	-	-
Fluido caloportador	-	Agua	Aceite sintético	-	-
Potencia (MW)	125	30	50	50	50
Almacenamiento	-	-	Sal fundida	-	-
Capacidad	-	0.5 horas	6 horas	14	14

Tabla 1: Plantas CFL de referencia.

Emplazamiento

Al igual que una central eléctrica convencional, las plantas solares comerciales inyectan la energía generada a la red de transmisión en la medida que las líneas dispongan de capacidad de evacuación de potencia. Esto último se determina mediante un Estudio de Etapa 1, que es responsabilidad del oferente del proyecto a licitar y de índole netamente eléctrico. En Argentina, este estudio es requerido por el Procedimiento Técnico N° 1 de CAMMESA y tiene como objeto la aprobación de la solicitud de autorización de un determinado proyecto de generación eléctrica y poder identificar posibles restricciones de transporte entre las distintas regiones del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) que podrían ponerse de manifiesto a partir de la puesta en servicio de la central.

Además de la capacidad de transporte de la línea en la cual podría inyectarse la energía producida, se debe identificar la región con la suficiente extensión superficial para la instalación de los componentes del campo solar y el sistema de potencia. Un factor importante es la cercanía de la región con las líneas eléctricas factibles de absorber la energía producida. Siguiendo este criterio, se ha identificado una zona llana cuya superficie ronda las 3500 hectáreas por la cual pasa una línea eléctrica de transmisión en 132 kV. Tal línea tiene su origen en la estación transformadora (ET) Pampa Grande (Lat. -25.865, Long. -65.507) y finaliza en la ET Cafayate, como muestra la figura 2. Dicha estación es de rebaje a 33/13.2 kV de la cual salen dos alimentadores en 33 kV; uno que va a la ciudad de Cafayate y el otro a la ciudad de Cachi. Es éste último alimentador es el que pasa por la ciudad de San Carlos, paso previo por la ciudad de Animaná. El alimentador en 13.2 kW se destina a la localidad de Esteco.

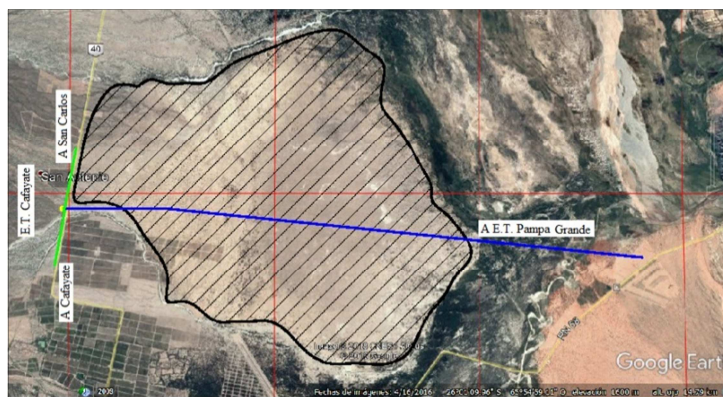


Figura 2: Región de posible emplazamiento de una planta CFL de 15 MWe.

El recurso solar anual en ésta región es de 2050 kWh/m² (Lat. -26.02, Long. -65.94). El valor de irradiación solar para la región de interés ha sido determinado mediante el Atlas de Radiación Solar de Salta, elaborado a través del Proyecto de Investigación Plurianual 2015 – 2017 denominado “Sistema de soporte para la toma de decisiones en Energías Renovables (Salta – Argentina)”, desarrollado en el marco del Convenio de Investigación y Desarrollo entre el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas y la Secretaría de Energía de la Provincia de Salta. Los principales resultados de este trabajo de mapeo y la descripción de la metodología empleada para la elaboración del mismo se encuentran en Sarmiento et al. (2019).

Definición de parámetros del campo solar

El problema de elegir un área de campo solar óptima implica analizar la compensación entre un campo solar más grande que maximiza la producción eléctrica del sistema y los ingresos del proyecto, y un

campo más pequeño que minimiza los costos de instalación y operación. Por otro lado, el costo nivelado de la energía eléctrica (LCOE) es una medida útil para optimizar el tamaño del campo solar porque en su definición incluye la cantidad de electricidad generada por el sistema, los costos de instalación del proyecto y el costo de operación y mantenimiento del sistema a lo largo de su vida útil (CAPEX y OPEX). La optimización del campo solar implica encontrar el área de apertura que da como resultado el LCOE más bajo. Para sistemas con almacenamiento térmico, la optimización implica encontrar la combinación de área de campo y capacidad de almacenamiento (o múltiple solar, MS, (Blair et al., 2014)) que resulta en el LCOE más bajo (Jorgenson et al., 2014; Mehos et al., 2016). Para el caso aquí abordado, se define un MS=1.97 y una capacidad de almacenamiento térmico de 6 horas, correspondiéndole un área de apertura de 155199 m² acorde al cálculo realizado por SAM, para un factor de ocupación de terreno de 1.6. Esta superficie espejada aún sigue siendo tentativa ya que también depende de las condiciones meteorológicas de diseño.

Para la simulación se emplea sal de la firma Hitec Solar Salt como fluido caloportador (HTF), compuesta de nitrato de sodio de alta pureza y sales de nitrato de potasio. Esta composición proporciona rendimiento térmico idéntico a la mezcla eutéctica (Hitec), pero a un costo menor. La principal ventaja es su capacidad para almacenar grandes cantidades de calor en un volumen pequeño. Esto se muestra por la densidad térmica de 3.5 MJ/°Cm³, aproximadamente 2.7 veces mayor que la mayoría de los fluidos de metal líquido. También es químicamente estable hasta 593°C.

Rendimiento óptico

La eficiencia óptica del campo solar se ve afectada por los índices modificadores del ángulo de incidencia (IAM) y tales índices pueden ser introducidos mediante una tabla, la cual puede contener una cantidad arbitraria de filas y columnas pero debe contener la suficiente información para definir el rendimiento del campo solar para todas las posiciones del sol en las cuales la planta deberá operar. También se puede emplear la opción polinómica que describe la relación de los IAM con los ángulos de incidencia transversal y longitudinal, Φ_T y Φ_L respectivamente, según las ecuaciones 1 y 2.

$$IAM_T = C_0 + C_1\Phi_T + C_2\Phi_T^2 + C_3\Phi_T^3 + C_4\Phi_T^4 \quad (1)$$

$$IAM_L = C_0 + C_1\Phi_L + C_2\Phi_L^2 + C_3\Phi_L^3 + C_4\Phi_L^4 \quad (2)$$

El valor IAM total está dado por el producto de ambos índices y es este índice el que afecta al rendimiento óptico del sistema referido al ángulo de incidencia normal $\eta_{op,0}$, según la ecuación 3.

$$\eta_{op} = IAM \eta_{op,0} \quad (3)$$

La determinación de los coeficientes C_0 , C_1 , C_2 , C_3 y C_4 se realiza mediante software especializado en trazado de rayos, (Zhu, 2013; Giostri et al., 2013). Por lo tanto, las curvas IAM son propias y características de cada equipo en particular. Debido a que la planta que se simula en este artículo no existe físicamente, se adoptan los coeficientes IAM que el SAM ofrece por defecto.

Despacho de energía térmica y demanda a cubrir

Para cada período de despacho, existen dos condiciones para el arranque o continuación de la producción energética: una para períodos de asolamiento (fracción de despacho térmico con energía solar) y otro para períodos de ausencia solar (fracción de despacho térmico sin energía solar). Tales fracciones representan qué parte de la energía térmica almacenada se destina para la generación de potencia en los períodos de horas definidos en un esquema de despacho energético. Durante los períodos de asolamiento, y cuando la energía proveniente del campo solar es insuficiente para la generación eléctrica según los requerimientos de la demanda, el sistema despacha energía solamente cuando la energía almacenada es mayor o igual a la requerida. Para los casos en que no se dispone de energía solar, la producción eléctrica no será posible a menos que la energía térmica almacenada sea mayor o igual a la requerida por la demanda eléctrica. También es posible definir una fracción de la potencia nominal de la turbina a la que deberá operar. Un valor igual a 1 indica que la turbina opera a su potencia nominal. Para los períodos en que la energía solar es insuficiente para lograr que el bloque

de potencia genere la energía eléctrica necesaria, se emplea la energía proveniente del campo solar en conjunto con la disponible en el sistema de almacenamiento. De manera inversa, cuando el recurso solar supera al necesario para la generación eléctrica, el bloque de potencia opera en condiciones normales mientras que el excedente de energía térmica se almacena en el tanque caliente. El despacho de energía se controla adoptando una estrategia para días claros; cuando el almacenamiento térmico está a una determinada capacidad, que permite arrancar la planta temprano en la mañana. Además contempla la producción eléctrica en horas de consumo pico por la tarde (figura 3).

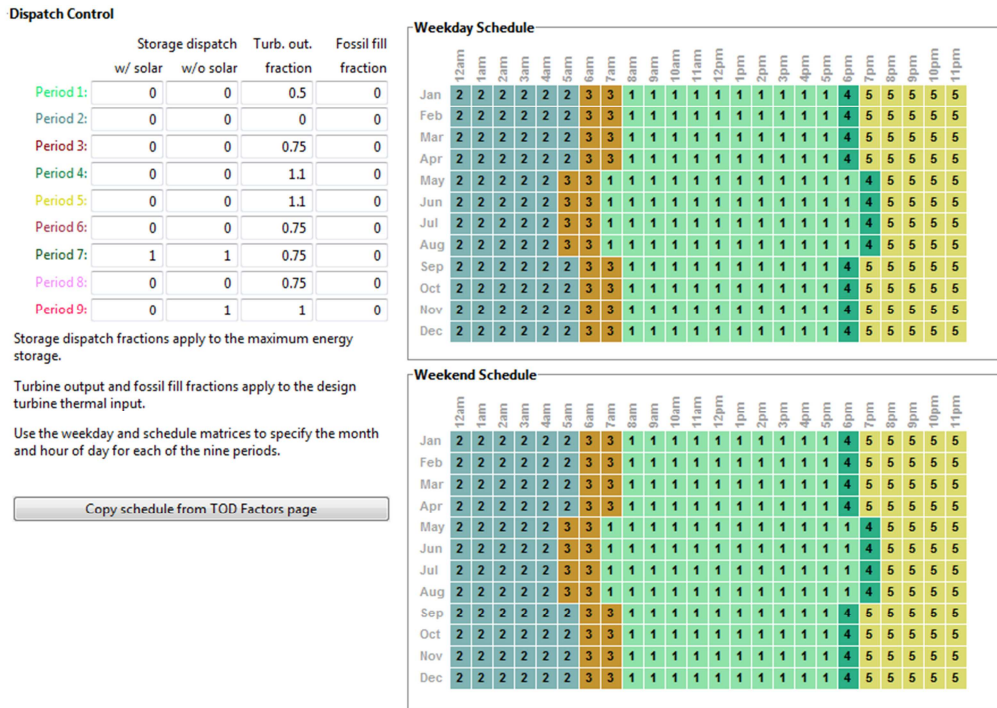


Figura 3: Esquema de despacho térmico para el sistema CFL propuesto.

Esta configuración en los coeficientes de despacho depende de la potencia que la planta deberá aportar a la red en función de la demanda y de las instrucciones que desde CAMMESA se emanen para la generación y posterior inyección de energía. La demanda en MW sobre la línea en 132 kV donde se emplazaría la planta, y que alimenta a la estación de rebaje 132/33/13.2 kV, se presenta en la figura 4 para los días de máximo consumo eléctrico correspondientes a los meses de Enero, Febrero, Junio, Julio y Diciembre. Los datos del flujo de potencia se encuentran disponibles en el sitio web de CAMMESA y los mismos se actualizan cada 15 minutos.

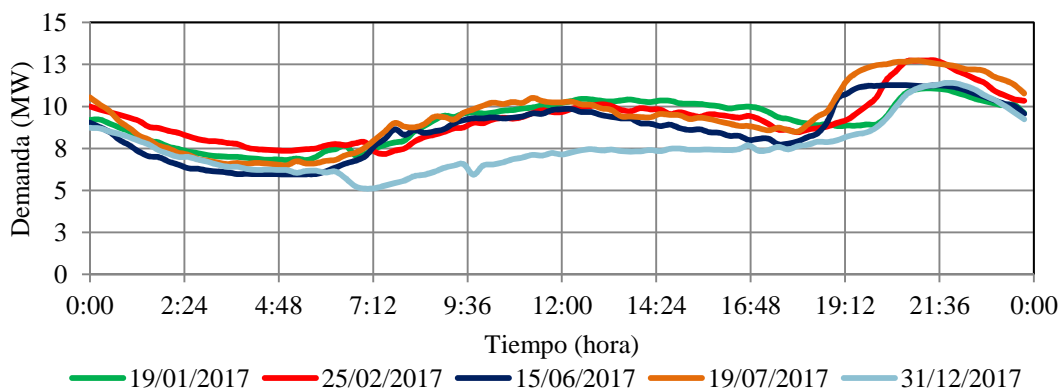


Figura 4: Demanda de potencia eléctrica en E.T. Cafayate. (Fuente: CAMMESA).

Se observa que los picos máximos se producen en horarios de la noche, alrededor de las 21 horas y este patrón de consumo es similar en todo el país. También se observa una regularidad en la curva de demanda eléctrica intermensual con un primer pico en horas del medio día que supera los 10 MW y el

máximo pico situado alrededor de los 13 MW. En base a los datos de consumo recolectados del sitio web de CAMMESA, se presenta en la figura 5 la demanda de energía eléctrica en GWh mensual que tuvo lugar en los mismos meses.

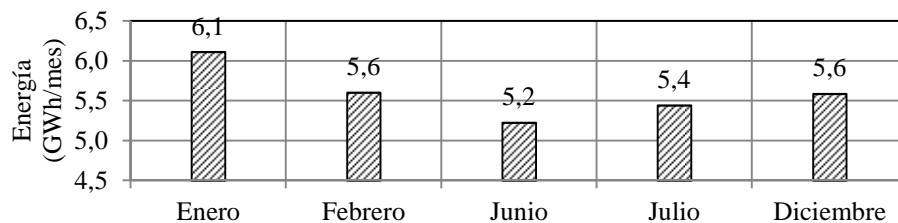


Figura 5: Consumo de energía eléctrica. Acumulado mensual.

Estos valores de demanda energética mensual son los registrados para la E. T. Cafayate, representando los límites de máximo y mínimo consumo eléctrico en consonancia con los meses de verano e invierno. Por lo tanto, la planta debe ser capaz de cubrir un pico máximo del rango de 13 – 15 MW y una potencia de valle que ronda los 5 – 6 MW. La energía eléctrica mensual a abastecer se comprende en el rango de 5 – 6 GWh, lo que conduce a unos 80 GWh/año en promedio. Dado que este último parámetro contempla el consumo energético en horas de la noche-madrugada, y que la planta Fresnel que aquí se plantea posee una capacidad térmica de 6 horas para cubrir el pico de demanda máxima, parte de la energía a abastecer será aportada por el mismo sistema eléctrico, normalmente en horas de la madrugada.

Costo de instalación, operación y mantenimiento y LCOE

En Argentina no existe experiencia de construcción de centrales termo solares por lo cual no se disponen de datos directos sobre los costos que están involucrados en su construcción. Para determinar los costos de inversión a nivel pre-factibilidad que se presentan en esta sección se tomaron los informes generados por la International Renewable Energy Agency (IRENA, 2012 y 2018). Para el presente caso de análisis se establece un costo de instalación de 5000 U\$S/kW. Los costos de operación y mantenimiento (O&M) de las centrales termosolares son bajos comparados con los de las centrales térmicas convencionales. Estos costos en general no están disponibles públicamente. Sin embargo, es aceptado, según el estudio de IRENA, tomar el costo de O&M de 0.04 U\$S/kWh. Este valor incluye el reemplazo de espejos debido a la rotura de vidrios, el cual es un componente significativo de los costos de mantenimiento, así como la limpieza de los espejos. También lo son los seguros los cuales pueden considerarse un 0.5% de la inversión. Además, se considera un costo fijo de operación anual de la planta de 50 U\$S/kWh.

Un indicador económico de gran utilidad es el costo normalizado de producción de electricidad (LCOE por sus siglas en inglés), el cual permite comparar opciones tecnológicas desde un punto de vista económico. El LCOE se define como el valor que habría que asignar a cada unidad de energía producida por una central (kWh), a lo largo de un determinado período, para igualar a los costos totales incurridos durante dicho período. Se calcula realizando la anualización actualizada de los costos de inversión y mantenimiento del equipo dividida la energía generada en un año. El costo anualizado se obtiene actualizando los costos anuales de inversión, operación y mantenimiento, que ocurren en distintos momentos del proyecto, utilizando la tasa de descuento pertinente. Según IRENA, los valores de LCOE de las centrales termosolares con acumulación térmica construidas en 2015 y 2016 son próximos a los 0.20 U\$S/kWh, con tendencia a continuar descendiendo en el futuro. Un LCOE real (constante) resulta apropiado para un estudio a largo plazo en el cual se considera la inflación anual durante la vida útil del proyecto, mientras que el LCOE nominal (actual) puede resultar más apropiado para proyectos de menor duración. En el presente análisis se considera el LCOE real y su cálculo se realiza mediante la ecuación 4 (Short et al, 1995).

$$LCOE = \frac{FCR * TCC * FOC}{AEP} + VOC \quad (4)$$

En donde *FCR* es la tasa de cargo fija, *TCC* el costo capital, *FOC* el costo anual de operación, *AEP* es la producción anual de electricidad y *VOC* es el costo de operación variable. La tasa de cargo fija *FCR*

es el ingreso por cantidad de inversión requerida para cubrir el costo de inversión, la cual puede estimarse en un 8% como asunción financiera (Short et al, 1995). Por otro lado, la tasa de cargo fija también puede definirse según la ecuación 5.

$$FCR = CRF * PFF * CFF \quad (5)$$

Siendo *CRF* el factor anual de recuperación de capital (asumido en 0.005), *PFF* el factor de financiamiento del proyecto (normalmente igual a 1) y *CFF* el factor de financiamiento a la construcción. Este último será igual a la unidad si los costos de construcción están incluidos en un 100% en la inversión inicial y si la tasa de interés nominal asociada a dichos costos es nula.

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Con los parámetros de campo definidos, los coeficientes económicos preestablecidos y las asunciones financieras para el cálculo del LCOE de la planta, se simula el sistema Fresnel lineal aquí propuesto. Los resultados más generales se muestran en la tabla 2. El valor de LCOE obtenido para esta planta resulta en el orden a los establecidos por los informes de IRENA correspondiente a las tendencias en costos a nivel global, para sistemas con almacenamiento térmico en 2018. Con respecto a la producción eléctrica, la planta aquí propuesta es capaz de generar una energía ligeramente superior a los 32 GWh por año a un factor de capacidad de 27.3%. Esta cantidad de energía representa el 40% de los 80 GWh/año que demanda la E. T. Cafayate. Por cuanto al consumo de agua, el SAM indica unos 3304 m³ anuales que se dividen en consumos por limpieza de espejos y el empleado en el condensador o torre de enfriamiento. Para el presente caso se definieron 120 lavados por año (aproximadamente 1 por cada tres días), que resultan razonables por tratarse de una zona de polvo en suspensión y considerables vientos por la tarde. Por cada lavado de espejos se configuró un uso estándar de 0.02 l/m².

Parámetro	Valor
Producción anual	32.24 GWh
Factor de capacidad	27.3%
Consumo anual de agua	3304 m ³
LCOE	0.228 U\$/kWh

Tabla 2: Resultados generales de la simulación.

Para los sistemas de concentración solar (CSP), SAM muestra la relación entre la generación eléctrica anual del sistema (Net) y la producción eléctrica bruta del bloque de potencia (Gross). La diferencia entre los dos se debe a las pérdidas parásitas de las cargas eléctricas en el campo solar y al bloque de potencia para bombas, sistema de condensación, etc. Ambas potencias se muestran en la figura 6 en la que la potencia neta resulta negativa durante la noche dados los consumos parásitos y reduce la energía que es capaz de inyectar el sistema a la red eléctrica a lo largo de todo el funcionamiento de la planta.

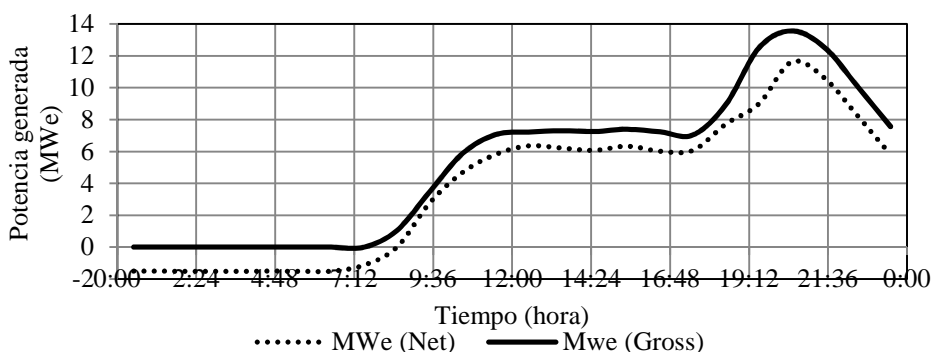


Figura 6: Perfil anual promedio de generación de potencia.

Puede observarse también que la estrategia de despacho termo – eléctrico adoptada permite a la planta generar energía en horas de la tarde, aportando al sistema eléctrico mientras tiene lugar el pico máximo de consumo. La producción eléctrica mensual se muestra en la figura 7 y contempla la energía que la planta inyecta a la red de manera efectiva, considerando las pérdidas de conexión *net to grid*.

Para ello, el SAM asume por defecto este valor en un 10% de la potencia nominal del bloque de generación eléctrica, pudiendo ser editado acorde a las condiciones de proyecto. En la práctica, estas pérdidas pueden alcanzar un 6%. La producción anual establecida en 32.24 GWh se distribuye mensualmente como se indica, donde la mayor producción se presenta en los meses de primavera y verano.

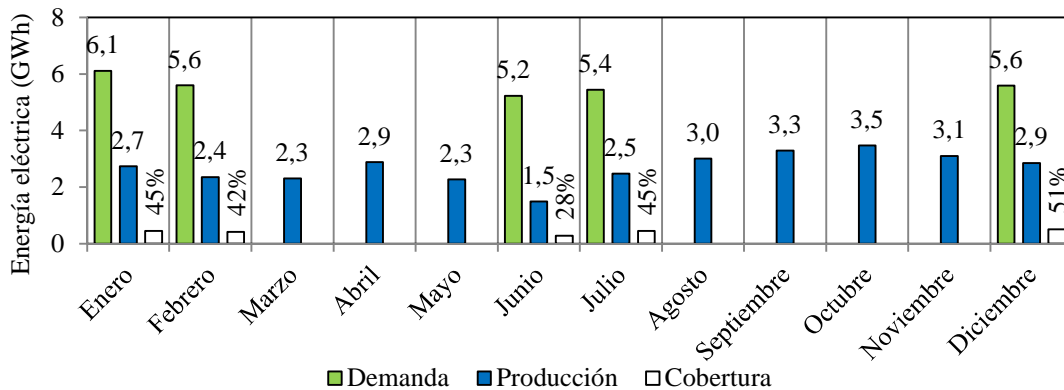


Figura 7: Producción eléctrica mensual y demanda de la red.

También están representadas las demandas eléctricas mensuales y se observa que para los meses, de los que se disponen datos, la generación eléctrica de la planta alcanza a cubrir hasta un 51% el consumo total en el mes de diciembre, siendo la cobertura más baja para el mes de junio con el 28% y esto se corresponde con que es el mes de menor irradiación solar.

El ciclo de potencia transforma la energía térmica en energía eléctrica con una determinada eficiencia global o de ciclo. En la figura 8 se muestra tal eficiencia para el sistema simulado, en un perfil anual promedio, observándose una eficiencia alrededor del 40% durante la mayoría de las horas en la que la planta está generando energía eléctrica y fundamentalmente durante el medio día solar con un notable descenso en las horas que produce electricidad para cubrir el consumo pico en la tarde-noche. Esta eficiencia global está asociada también con el hecho de que parte de la energía eléctrica generada se emplea para el autoabastecimiento de la planta y que se denominan consumos parasitarios, también representados en la figura 8. La mayoría de estas pérdidas parásitas están comprendidas en el rango 0.5 – 0.1 MWe, observándose mayores pérdidas en el sistema de enfriamiento del agua de circulación en el bloque de potencia asociadas al proceso de condensación, alcanzando los 0.4 MWe.

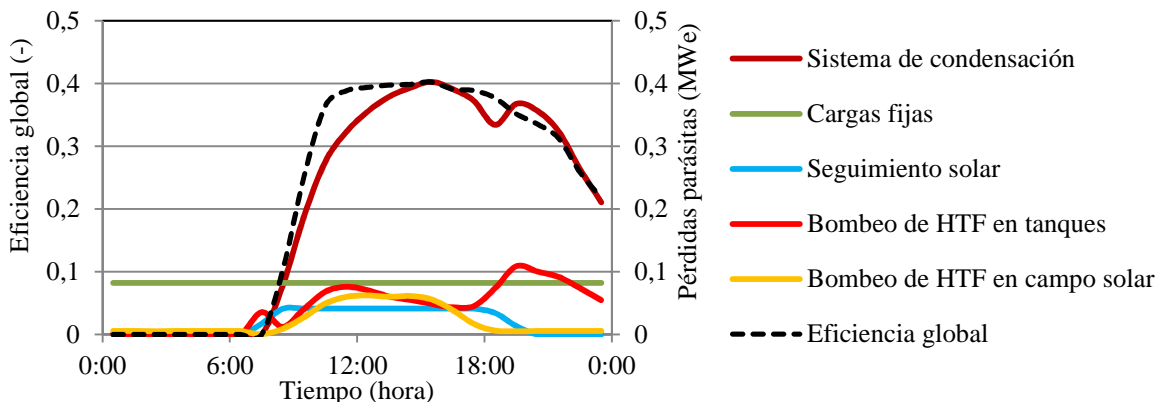


Figura 8: Eficiencia global del ciclo y pérdidas parasitarias de índole eléctrica.

La pérdida parásita de la torre de enfriamiento ocurre cuando el bloque de potencia opera a carga parcial o total, calculada como una función de la carga del bloque de potencia o estimadas en un 50% fijo de las pérdidas de diseño parásitas de la torre de refrigeración. El descenso en la eficiencia se ve fuertemente ligado a este consumo parásito y en segundo lugar al consumo eléctrico de las bombas de HTF en el momento del despacho térmico para la generación eléctrica. La pérdida parasita total pico asciende a 1 MWe en horas próximas al medio día local, mientras que la energía de pérdida asociada a

lo largo del día (promedio diario anual) asciende a los 0.5 MWh, lo que se traduce en 183 MWh anuales que no son inyectados a la red eléctrica pero son necesarios para el funcionamiento de la central.

Análisis paramétrico

Como primera medida, se realiza el análisis paramétrico para diferentes irradiancias de diseño, que en un principio se había configurado en 800 W/m². En este caso, éste valor se toma como valor central y se realizan simulaciones en paralelo para irradiancias de diseño de 600, 700, 900 y 1000 W/m². Esto resulta equivalente a *trasladar* la planta a regiones dónde el recurso solar es diferente y analizar su comportamiento. En la tabla 3 se observan los resultados para éste análisis paramétrico, en la que una irradiancia de diseño de 600 W/m² conlleva a mejores condiciones de generación eléctrica, aumenta el factor de capacidad así como disminuye el LCOE. Como contra partida se obtiene un mayor consumo de agua, lo cual resulta muchas veces un factor gravitante e influye en el emplazamiento de la planta. No obstante, la diferencia entre el consumo de agua para 600 W/m² y 800 W/m² puede considerarse aceptable (422 m³ anuales). Este parámetro deberá ser considerado en los estudios de impacto ambiental y a la vez, determinar si se cuenta o no con el recurso acuífero.

Con una DNI de diseño establecida en 800 W/m², puede observarse una mayor producción eléctrica anual a menor LCOE conforme el MS aumenta, así como un mayor factor de capacidad, dado que se dispone de más energía térmica para despachar en la generación en horas pico. Al igual que en el caso anterior, se produce un aumento en el consumo de agua alrededor de 306 m³ con respecto al caso base (MS=1.97, DNI=800 W/m²).

El LCOE se ve afectado de manera directa por los costos, de los cuales el que más incidencia tiene es el costo capital, por ser del orden de miles de U\$S por kilowatt instalado. Se realiza el análisis paramétrico manteniendo las condiciones de diseño de la planta pero suponiendo alternativas en los costos de capital del proyecto, observándose una fuerte variación en el valor de LCOE. Esto pone en evidencia que los costos de capital, que muchas veces dependen de la tecnología adquirida y de los contratos comerciales con los proveedores, deben reducirse al mínimo sin dejar de lado la calidad de los materiales y equipamientos adquiridos para el montaje de la planta.

Parámetro		Factor de capacidad (%)	Consumo anual de agua (m ³)	LCOE (\$/kWh)	Producción anual (GWh)
DNI (W/m ²)	600	28.552	3725.660	0.220	33.765
	700	28.419	3566.740	0.221	33.608
	800	27.261	3303.660	0.228	32.239
	900	26.231	3151.480	0.236	31.021
	1000	25.025	2951.780	0.245	29.594
Múltiple solar	1.57	24.926	3004.200	0.246	29.477
	1.77	26.147	3165.410	0.236	30.922
	1.97	27.261	3303.660	0.228	32.239
	2.17	28.261	3492.490	0.222	33.422
	2.37	28.583	3609.900	0.220	33.802
Costo capital (U\$S/kW)	1000	27.261	3303.660	0.094	32.239
	3000	27.261	3303.660	0.161	32.239
	5000	27.261	3303.660	0.228	32.239
	7000	27.261	3303.660	0.295	32.239
	9000	27.261	3303.660	0.362	32.239

Tabla 3: Resultados del análisis paramétrico. (Caso base en formato negrita).

Para la localidad de emplazamiento, es conveniente diseñar la planta, y particularmente el bloque de potencia, para irradiancias de diseño en torno a los 600 W/m², a coste de un mayor consumo de agua. Este valor de irradiancia de diseño se encuentra en consonancia con los resultados obtenidos por Gea (2014) quién determinó una irradiancia de diseño de 640 W/m² para una planta Fresnel de 100 kWe, produciendo electricidad a un LCOE de 0.3 U\$S/kWh con un factor de capacidad cercano a 0.45. Por otro lado, múltiples solares mayores conllevarían a costos de capital mayores pero esto se compensa

con LCOE más bajos dado que la planta incrementa su capacidad de almacenamiento y despacho térmico para la generación de potencia, incrementando el factor de capacidad.

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha planteado el diseño y simulación de una planta Fresnel de 15 MWe de potencia nominal, empleando el modelo SAM desarrollado por la NREL. Dado que la planta aquí propuesta no existe físicamente, se tomó como referencia algunas CSP que se encuentran operativas en la actualidad con el objeto de determinar, *a priori*, parámetros iniciales como ser la superficie de espejos, el múltiple solar y las horas de almacenamiento posibles según la potencia nominal. Según el modelo SAM, para una planta de 15 MWe nominales y 6 horas de capacidad térmica, se requiere un campo de espejos de 155199 m² y un múltiple solar de 1.97, acorde al recurso solar disponible y a las necesidades de generación eléctrica que surgen del análisis del consumo en la red en 132 kV donde la planta será conectada. En éste sentido, se determina que el sistema CFL aquí propuesto es capaz de cubrir la demanda energética en el rango del 28 – 51% generando electricidad durante el día y cubriendo las horas pico de demanda.

La producción anual de energía eléctrica ronda los 32 GWh, la cual representa un 40% de la demanda anual total medida en la estación transformadora Cafayate. La energía mensual producida por la planta se encuentra en el rango de 1.5 a 3.5 GWh según la irradiación disponible. En términos anuales, la producción eléctrica se realiza con una eficiencia de ciclo que supera el 40% y disminuye en las horas de consumo pico cuando el sistema genera electricidad empleando la energía térmica almacenada en los tanques de sales fundidas. Se tiene que por un lado se logra cubrir parte de la demanda pico, a un rendimiento global relativamente bajo pero a un LCOE de 0.228 U\$S/kWh. Este valor de costo normalizado se encuentra dentro del rango competitivo en comparación con otras tecnologías de captación solar para la producción de energía eléctrica a nivel global relevadas por la agencia IRENA. Esto demarca la ventaja de disponer de un sistema de concentración solar con almacenamiento térmico.

Del análisis paramétrico se deduce que, para la locación establecida, un múltiple solar elevado en conjunto con una menor irradiancia de diseño con respecto al caso base mejora las condiciones de producción eléctrica anual a la vez que aumenta el factor de capacidad y disminuye el LCOE. Como contrapartida se tiene el aumento en el consumo de agua que se puede optimizar disminuyendo el número de veces por año en que se realiza la limpieza de los espejos y el agua destinada para tal tarea. En este escenario, y adoptando una irradiancia de diseño de 600 W/m², un múltiple solar de 2.37 pero con un régimen de limpieza de espejos definido en 90 veces por año (24% inferior al caso base) en el que el agua empleada en cada tarea de limpieza es de 0.015 l/m² (25% inferior al caso base), se obtienen los resultados de la tabla 4, que representan un esquema de producción eléctrica mejorado con respecto al caso base y a una mitigación del uso de agua para limpieza e intercambio térmico en el sistema de condensación.

Parámetro	Valor
Producción anual	33.53 GWh
Factor de capacidad	28.3%
Consumo anual de agua	3663 m ³
LCOE	0.221 U\$S/kWh

Tabla 4: Resultados de simulación (DNI=600 W/m² y MS=2.37).

En cuanto al recurso solar, la región presenta un potencial energético interesante para la generación eléctrica empleando centrales no convencionales, además de la existencia de una línea de transmisión en 132 kV que, al ser de morfología radial y alimentar una sola estación transformadora con una potencia de consumo de 13 MWe, posee una capacidad de evacuación alrededor de 100 MWe, convirtiendo a la región en un polo de inyección de energía eléctrica y fomentando al desarrollo de las economías regionales fuertemente ligadas al turismo y a la gastronomía.

REFERENCIAS

- Abbas R., Montes M., Piera M., Martínez-Val J. (2012). Solar radiation concentration features in Linear Fresnel Reflector arrays. *Energy Conversion and Management*, 54 (1), pp. 133 – 144.
- Abbas R., Muñoz J., and Martínez-Val J. (2012). Steady state thermal analysis of an innovative receiver for linear Fresnel reflectors. *Applied Energy*, 92, pp. 503 – 515.
- Blair N., Neises T., Ferguson T., Gilman P., Janzou S. (2014). System Advisor Model, SAM 2014.1.14: General Description. Technical Report. NREL/TP-6A20-61019.
- CAMMESA. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. Último acceso: 15/05/2018. www.cammesa.com.
- Carmona F., Orte P. F., Rivas R., Wolfram E., Kruse E. (2017). Development and Analysis of a New Solar Radiation Atlas for Argentina from Ground-Based Measurements and CERES_SYN1deg data. *The Egyptian Journal of Remote Sensing and Space Sciences*. <https://doi.org/10.1016/j.ejrs.2017.11.003>.
- Dersch J., (2010). Greenius User Manual. Tech. rep., DLR, Koln, Germany.
- Dersch J., Hennecke K., Quaschnig V. (2010). Greenius – a simulation tool for renewable energy utilization. In *Proceedings of the 2010 SolarPaces International Symposium*.
- Dersch J., Schwarzbozl P., Richert T. (2011). Annual yield analysis of solar tower power plants with GREENIUS. *Journal of Solar Energy Engineering*, 133(3), p. 031017.
- Dobos A, Gilman P., Kasberg M. (2012). P50/P90. Analysis for Solar Energy Systems Using the System Advisor Model. Conference Paper. NREL/CP-6A20-54488.
- Facao J., Oliveira A. C. (2009). Numerical simulation of a linear Fresnel solar collector concentrator. In *8th International Conference on Sustainable Energy Technologies*, pp. 2–7.
- Flores Larsen S., Altamirano M., Hernández A. (2012). Heat loss of a trapezoidal cavity absorber for a linear Fresnel reflecting solar concentrator. *Renewable Energy* (39) 198 – 206.
- Gea M., (2014). Reflector Lineal Tipo Fresnel para la Generación Directa de Vapor de Agua. Tesis Doctoral. Facultad de Ciencias Exactas, Universidad Nacional de Salta, Argentina.
- Gharbi N. E., Derbal H., Bouaichaoui S., Said N. (2011). A comparative study between parabolic trough collector and linear Fresnel reflector technologies. *Energy Procedia*, 6, pp. 565 – 572.
- Giostri A., Binotti M., Silva P., Macchi E., Manzolini G. (2011). Comparison of two linear collectors in solar thermal plants: parabolic trough vs Fresnel. In *Proceedings of the ASME 2011 International Conference on Energy Sustainability*.
- Giostri A., Binotti M., Silva P., Macchi E., Manzolini G. (2013). Comparison of two Linear Collectors in Solar Thermal Plants: Parabolic Trough Versus Fresnel. *Journal of Solar Energy Engineering*. (135) 011001-1 – 011001-9.
- Goswami R., Negi B., Sehgal H., Sootha G. (1990). Optical designs and concentration characteristics of a linear Fresnel reflector solar concentrator with a triangular absorber. *Solar Energy Materials*, 21(2-3), pp. 237 – 251.
- Grossi Gallegos H. y Righini R. (2007). Atlas de Energía Solar de la República Argentina. Universidad Nacional de Luján. Secretaría de Ciencia y Tecnología. Buenos Aires. Argentina. ISBN 978-987-9285-36-7.
- Haberle A., Zahler C., Lerchenmuller H., Mertins M., Wittwer C., Trieb F., Dersch J. (2002). The Solarmundo line focusing Fresnel collector. Optical and thermal performance and cost calculations. In *Proceedings of the 2002 SolarPACES International Symposium*.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2012). Renewable energy technologies: cost analysis series 2012. Concentrating Solar Power. Volume 1: Power Sector Issue 2/5. Copyright (c).
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2018). Renewable power generation costs in 2017. ISBN 978-92-9260-040-2.
- Jorgenson J., Denholm P., Mehos M. (2014). Estimating the Value of Utility-Scale Solar Technologies in California Under a 40% Renewable Portfolio Standard. 32 pp.; NREL Report No. TP-6A20-61685.
- Klein S. (1979). TRNSYS, A transient system simulation program.
- Marion W., Urban K. (1995). Users's Manual for TMY2s. NREL. <http://rredc.nrel.gov/solar/pubs/tmy2/>.
- Mehos M., Turchi C, Jorgenson J., Denholm P., Ho C., Armijo K. (2016). On the Path to SunShot: Advancing Concentrating Solar Power Technology, Performance, and Dispatchability. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5500-65688. <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65688.pdf>.

- Mills D. R., Morrison, G. L. (2000). Compact linear Fresnel reflector solar thermal power plants. *Solar Energy*, 68(3), pp. 263 – 283.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. Último acceso: 10/04/2018. Sitio web: <https://www.minem.gob.ar/www/833/25413/renovar-programa-de-energias-renovables.html>.
- Morin G., Dersch J., Platzer W., Eck M., Hberle A. (2011). Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector power plants. *Solar Energy*, 86, pp. 1–12.
- Pye J. D. (2008). System Modelling of the Compact Linear Fresnel Reflector. PhD thesis, University of New South Wales.
- Reynolds D. (2004). An experimental and computational study of the heat loss characteristics of a trapezoidal cavity absorber. *Solar Energy*, 76(1-3), pp. 229–234.
- Salazar G. A., Fraidenraich N, Alves de Oliveira C. A., Castro Vilela O., Hongn M., Gordon J. (2017). Analytic modeling of parabolic trough solar thermal power plants. *Energy* 138 (1), pp 1148-1156.
- Sarmiento N., Belmonte S., Dellicompagni P., Franco J., Escalante K. (2019). A Solar Irradiation GIS as Decision Support Tool for the Province of Salta, Argentina. *Renewable Energy* (132) 68 – 80.
- Short W., Packey D. J., Holt T. (1995). Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-462-5173.
- Thermostat Inc. (2012). Thermostat modeling software. www.thermostat.com.
- Wilcox S., Marion W. (2008). User's Manual for TMY3 Data Sets. NREL Technical Report NREL/TP-581-43156.
- Wittwer C., Hube W., Schossig P., Wagner A., Kettner C., Mertins M., Rittenhofer K. (2001). ColSim – A new simulation environment for complex system analysis and controllers. In Seventh International IBPSA Conference.
- Zhu G. (2013). Development of an analytical optical method for linear Fresnel collectors. *Solar Energy*. vol. 94, pp. 240 – 252.

ABSTRACT: In this paper, the pre-feasibility and computational simulation of a linear Fresnel solar concentration plant with thermal storage in molten salts for the generation of electric power and its potential application in the Cafayate - Salta region is proposed. The Software used for sizing and simulation corresponds to the System Advisor Model, developed by the National Renewable Energy Laboratory (USA). The results of the modeling show a favorable scenario for the insertion of solar thermal power plants in Argentina, which allow the generation of electric power at competitive prices and longer dispatch compared to other technologies, mainly utilitarian scale photovoltaic.

Keyword: SAM, linear Fresnel, Power generation.