



UNIVERSIDAD
DE LA REPUBLICA
URUGUAY



Proyecto ANII FSE_1_2015_1_110011:

“Evaluación del potencial de generación termoeléctrica por concentración solar en el Uruguay”

Informe: Modelación y resultados de análisis sobre la aplicabilidad de plantas CSP para la generación de electricidad, en el Uruguay.





Equipo para la elaboración de este informe:

Agustín Ghazarian, Pedro Galione, Daiana De León, Pedro Curto
*(Departamento de Termodinámica Aplicada, IIMPI, Facultad de Ingeniería,
Universidad de la República)*

Responsables del proyecto:

Gonzalo Abal (Responsable. *Laboratorio de Energía Solar, UdelaR*)

Pedro Galione (Corresponsable. *DTA, IIMPI, UdelaR*)

Agradecimientos:

A la ANII, por su financiación del proyecto en el marco del Fondo Sectorial de Energía (FSE_1_2015_1_110011).



1. Introducción	1
1.1 Objetivos	1
1.2 Fundamentos	3
1.3 Componentes de la instalación	3
1.4 Ciclo de Potencia	6
1.5 Estado actual de tecnología (2018)	7
1.6 Antecedentes	7
1.7 Datos de radiación y otras variables meteorológicas	8
2. Modelado e implementación	10
2.1 Modelos propios	10
2.1.1 Cilindroparabólico	10
2.1.1.1 Procesador de radiación	10
2.1.1.2 Modelo térmico	13
2.1.1.3 Algoritmo de resolución campo solar	16
2.1.1.4 Implementación ciclo de potencia	18
2.1.1.5 Generador de vapor	19
2.1.1.6 Almacenamiento	19
2.1.1.7 Algoritmo global	20
2.1.2 Torre Central	21
2.1.2.1 Receptor de cavidad	21
2.2 Otros modelos	22
2.3 Validación modelos	23
2.4 Análisis económico	24
2.4.1 Metodología de análisis	24
2.4.1.1 LCOE	24
2.4.1.2 Sensibilidad	26
2.4.2 Impuestos	26
3. Caso de estudio	29
3.1. Parámetros físicos	29
3.1.1. Tecnología Cilindroparabólica	29
3.1.2. Tecnología Torre Central	30
3.2 Datos económicos relevados	30
3.3 Costo de Energía en Uruguay (2019)	41



4. Resultados	42
4.1 Resultados Físicos	42
4.2 Optimización de campo solar (LCOE)	48
4.2.1 Comparación con resultados de SOLIDA	51
4.3 Sensibilidad	53
4.4 Simulación con datos meteorológicos medidos	54
5. Conclusiones	57
6. Referencias	59
Anexos	62
Anexo 1	62
Anexo 2	72



1. Introducción

1.1 Objetivos

El objetivo de este trabajo es analizar la factibilidad de incorporar la energía solar de concentración como forma de generación de energía eléctrica en el Uruguay. Según el Balance Energético Nacional de 2017 [MIE,2017] en la actualidad el 63 % del abastecimiento de energía primaria proviene de fuentes renovables aunque solo el 1% es de origen solar (Fig.1). Al observar la evolución de la potencia instalada en el tiempo se ve un marco propicio para migrar hacia fuentes de energía renovables brindando un entorno favorable para este tipo de emprendimientos.

Como aspecto positivo en esta evolución se puede observar que el 98% de la electricidad fue generada a partir de fuentes renovables (incluyendo hidroeléctrica) y un aumento en la participación solar dentro de la producción de energía eléctrica (Fig. 2), llegando al máximo en 2017 de 5% de los 4546 MW instalados. Sin embargo en la actualidad esta cantidad está representada únicamente por la energía solar fotovoltaica. El continuo crecimiento de la demanda hace necesario continuar con la búsqueda de nuevas fuentes y/o tecnologías de generación, y —a medida que las fuentes eólica y solar aumentan su participación— tecnologías de acumulación que permitan absorber los desfases entre la disponibilidad del recurso y la demanda de la energía.

La tecnología solar de concentración para la generación de electricidad (CSP por sus siglas en inglés) es una tecnología que permite utilizar el recurso renovable “energía solar” para obtener electricidad, pero que a diferencia de la tecnología fotovoltaica, y debido a que se basa en el calentamiento de fluidos, permite la acumulación de energía a gran escala. Esto hace que sea una opción real y atractiva, a pesar de tener un costo mayor —en la actualidad— al de la generación eólica y fotovoltaica.

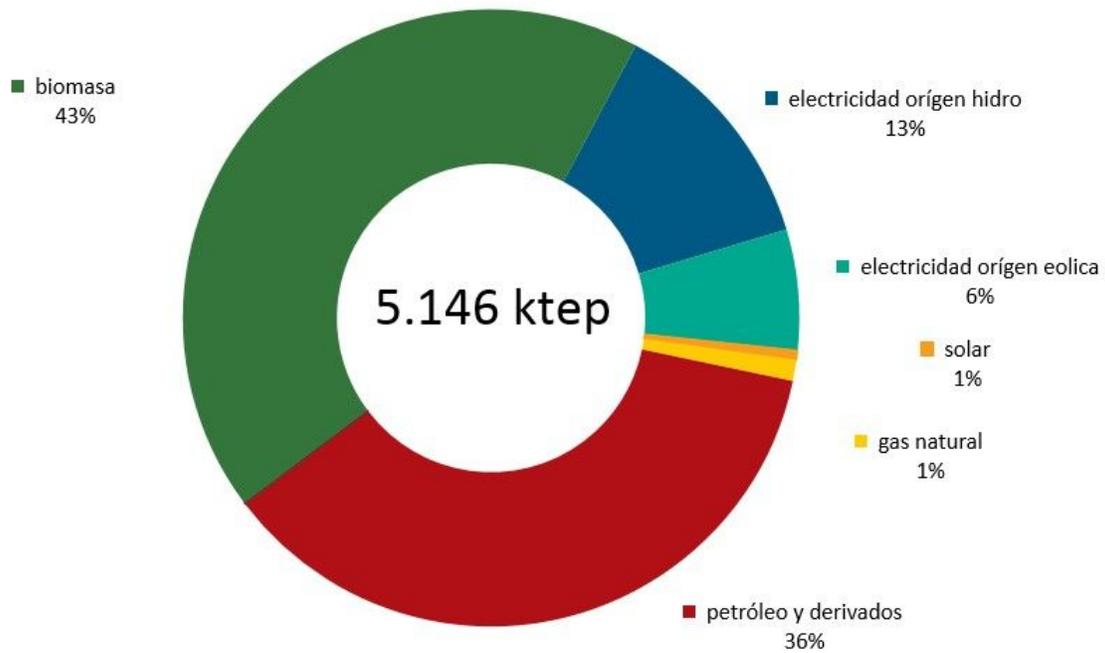


Figura 1: Matriz fuente de abastecimiento de energía. Fuente: Mie 2017.

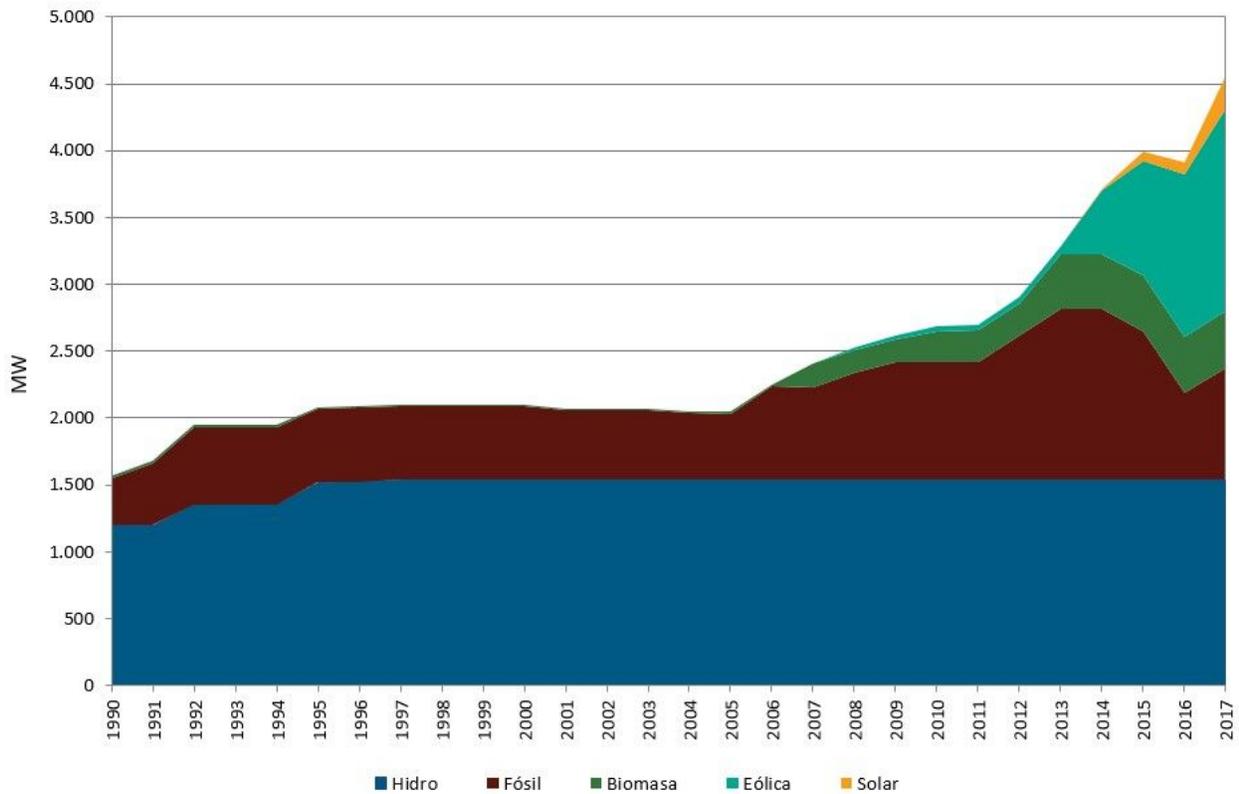


Figura 2: Evolución de potencia instalada. Fuente: Mie 2017.



1.2 Fundamentos

El fundamento de la energía solar de concentración es la utilización de superficies reflectivas para concentrar los rayos solares sobre un foco lineal (tecnologías Cilindroparabólica y Fresnel) o puntual (tecnologías de Torre Central y de Disco Stirling). En estos receptores se calienta un fluido térmico (HTF) que posteriormente intercambia calor con un circuito de agua para generar vapor, el cual puede ser utilizado directamente (calor para procesos) o ser el fluido de trabajo de un ciclo para generar energía eléctrica a partir de su expansión en una turbina [IRE,2018], en este trabajo nos enfocamos en esta segunda aplicación.

1.3 Componentes de la instalación

A continuación se listan los elementos básicos que conforman una planta de CSP [Fun,2012].

- 1) Fluido térmico: es el encargado de absorber la energía procedente del sol y transportarla hasta el generador de vapor. En la tecnología cilindroparabólica se suele calentar el mismo hasta temperaturas cercanas a los 393°C mientras que en el caso de torre central se alcanzan temperaturas de 566°C. En general son aceites térmicos o sales fundidas, cuya principal ventaja frente al agua es que pueden alcanzar estas temperaturas sin experimentar cambio de fase a menores presiones. Sin embargo, también existe la posibilidad de usar agua, con lo cual se logra una generación directa de vapor en el campo de captación solar, sin necesidad de un intercambiador de calor auxiliar.
- 2) Campo solar: es donde se realiza la captación solar. Consiste en una extensión del terreno que se encuentra cubierta por módulos captadores de radiación solar.
- 3) Generador de vapor: donde el calor absorbido por el fluido térmico es transferido al circuito de agua presurizada para generar vapor.
- 4) Turbina de vapor: es donde la energía contenida en el vapor es transformada en energía mecánica.
- 5) Condensador: si bien el vapor a la salida de la turbina ya no tiene capacidad de seguir realizando trabajo mecánico el mismo es reutilizado mediante su condensación. Por otra parte la presencia del condensador permite expandir el vapor hasta presiones menores a la presión atmosférica aumentando así el salto de presión en la turbina y mejorando el rendimiento del sistema. Por último al volver a condensar el vapor la compresión del mismo se hace de forma más barata ya que se encuentra en estado líquido.
- 6) Generador eléctrico: donde se realiza la última conversión de energía transformando la energía mecánica en eléctrica.

- 7) Sistema de almacenamiento térmico: una de las grandes ventajas de este tipo de tecnologías es la posibilidad de almacenar energía a gran escala en situaciones favorables para liberarla posteriormente en situaciones donde el recurso disponible no sea suficiente. Esto suele hacerse mediante el calentamiento de un fluido alternativo (puede o no ser el fluido térmico, dependiendo de la tecnología).

En este trabajo se estudian 2 tipos de tecnologías que se describen brevemente a continuación [NREL,2018a]:

- Cilindroparabólica (CP) – Sistemas que usan espejos curvos para enfocar los rayos en un receptor lineal. En las siguientes figuras se puede observar tanto un diagrama simplificado representativo de esta tecnología (Fig. 3) como un receptor cilindro parabólico (Fig. 4).

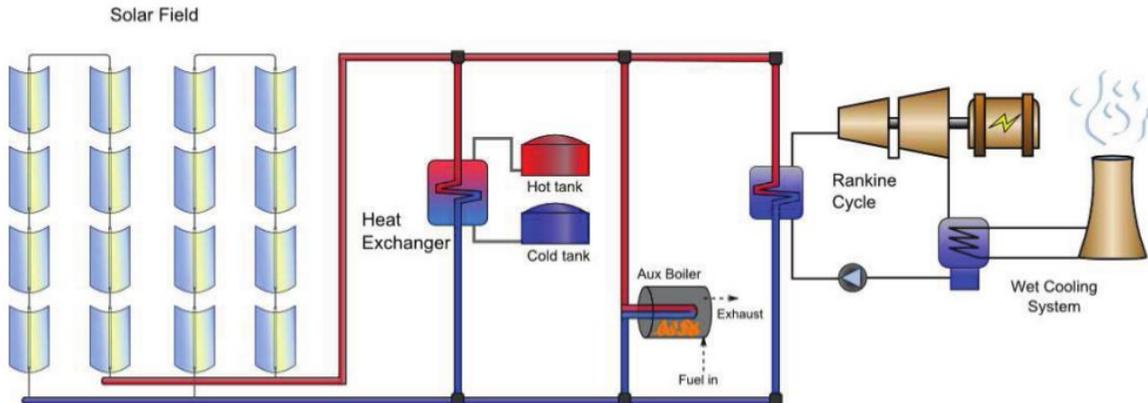


Figura 3: Diagrama simplificado de planta cilindroparabólica. Fuente: Wag,2011.

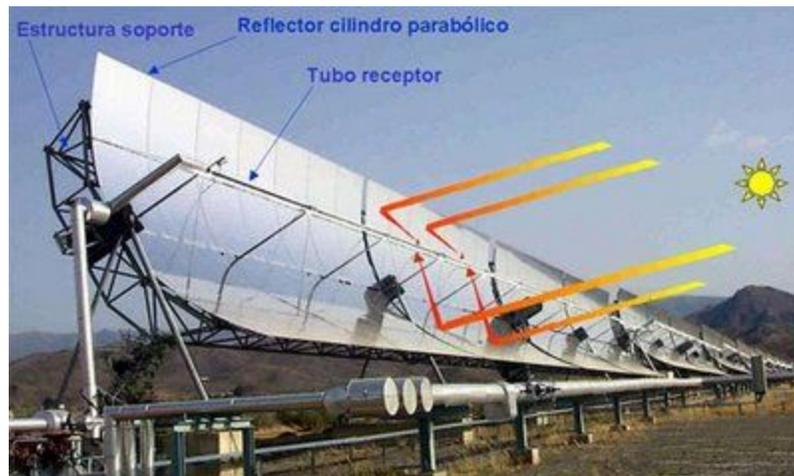


Figura 4: Receptor cilindroparabólico. Fuente: SMI, 2018.

- Torre Central (TC) – Sistemas que utilizan helióstatos para enfocar los rayos en un receptor ubicado en el centro del campo solar. El hecho de concentrar la radiación sobre un punto hace que se logren mayores temperaturas, lo cual es deseable para lograr rendimientos de conversión eléctrica mayores. Se utilizan de sales fundidas en todo el proceso (aunque no es esta la única opción para el fluido de trabajo) que soportan temperaturas más altas que los aceites térmicos y funcionan de ambos modos, como fluido térmico y método de almacenamiento. Existen dos tipos de receptores, cilíndricos y de cavidad. En este trabajo se incluye el desarrollo de un análisis térmico de un receptor de cavidad, pero en el análisis de funcionamiento de plantas en el Uruguay se consideran los de tipo cilíndrico, ya que son los más implementados en la actualidad. A continuación se presenta un esquema de estas instalaciones (Fig. 5) y una instalación real (Fig. 6).

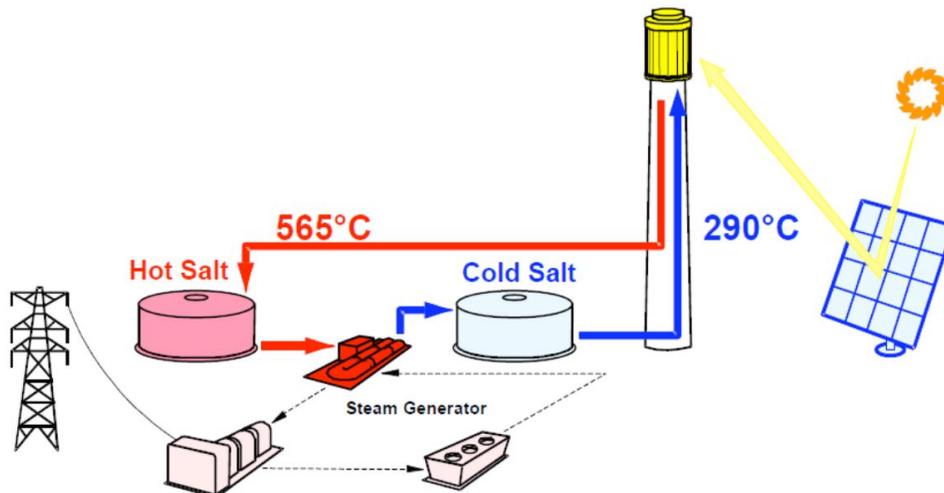


Figura 5: Diagrama simplificado de planta Torre central. Fuente: Wag, 2008.

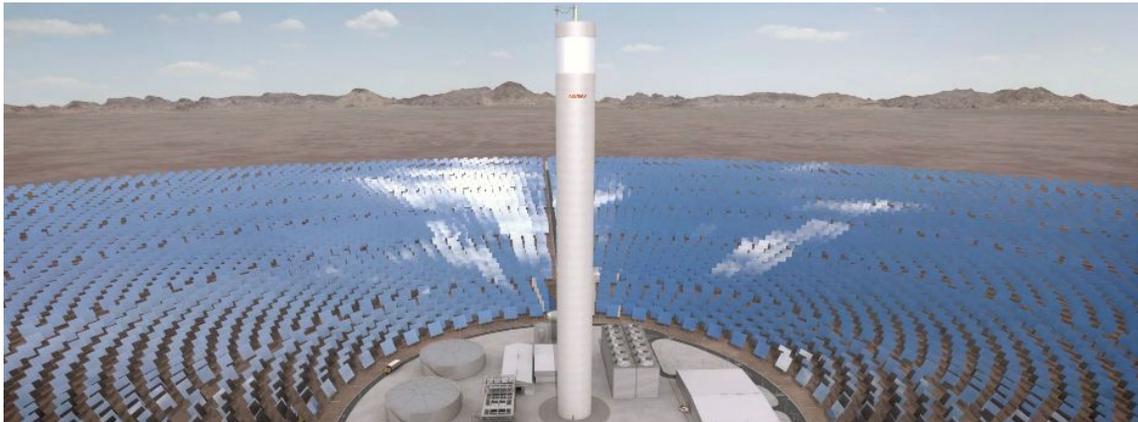


Figura 6: Instalación de torre central, Atacama 1, Chile. Fuente: Glo,2018.

1.4 Ciclo de Potencia

En estas centrales se suele utilizar un ciclo Rankine de doble expansión con recalentamiento. El vapor a alta temperatura y presión es expandido parcialmente en la turbina de alta presión y luego se vuelve a enviar al generador de vapor, donde se calienta nuevamente (recalentamiento) hasta aproximadamente la temperatura de entrada a la turbina de alta, para terminar de expandirse en la turbina de baja presión. Dentro de las etapas de expansión se realizan extracciones de vapor que van a distintos economizadores con el fin de precalentar el agua que ingresará al generador, como se muestra en la Fig.7. Tanto el recalentamiento como los economizadores, se incluyen para obtener un mejor rendimiento de conversión.

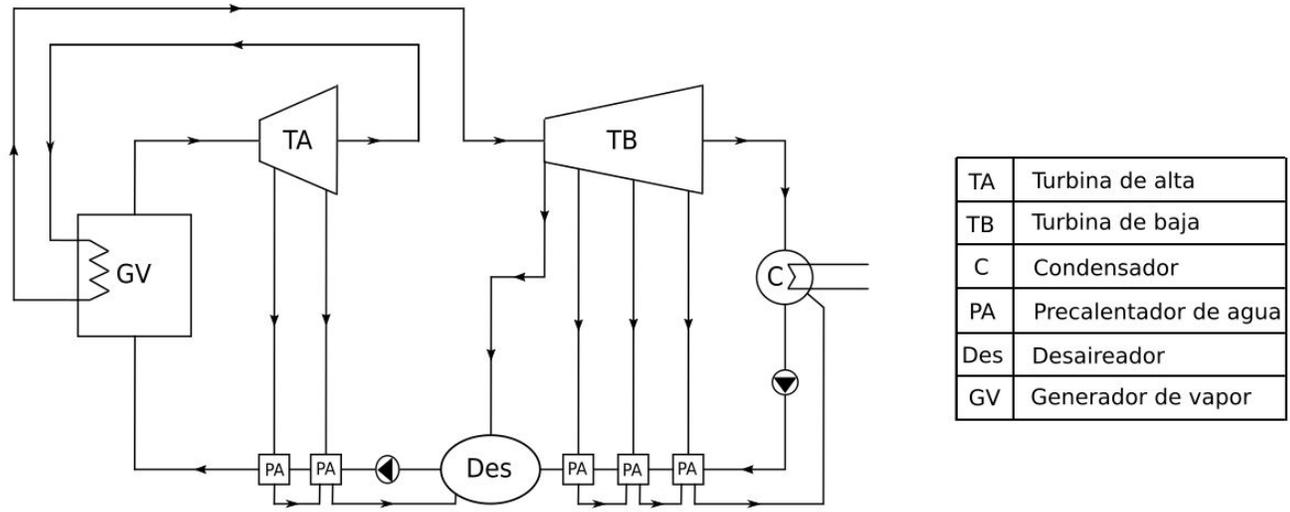


Figura 7: Diagrama del ciclo de potencia. Fuente: Elaboración propia.

1.5 Estado actual de tecnología (2018)

En la actualidad, existen unos 5 GW de potencia instalada de plantas CSP, con un gran crecimiento en los últimos años, especialmente en China. En la Tabla 1 se indica la capacidad instalada (o en proceso de instalación) mundial para plantas en operación, en construcción y en desarrollo. [Aso,2018]

Tabla 1: Estado de la tecnología. Fuente: [Aso,2018].

Estado	Capacidad Instalada (MWe)
En operación	5079
En construcción	2488
En desarrollo	1260

Se puede observar, comparando las plantas en construcción y desarrollo con las que se encuentran en operación, que esta tecnología está en un período de rápido crecimiento.

1.6 Antecedentes

Un antecedente directo de este trabajo es el realizado por la compañía SOLIDA Energías Renovables [SOL,2015] en el marco de una consultoría contratada por el Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay (MIEM), en colaboración con la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID). En ese estudio se realizó un análisis energético y económico de plantas de 110 MW para Torre Central y 55 MW para Cilindroparabólico utilizando un Año Meteorológico Típico para Salto, de carácter preliminar, elaborado por el Laboratorio de Energía Solar de Uruguay (LES). Asimismo, se evaluaron



varias configuraciones (6 para cada tecnología) utilizando distintas capacidades de almacenamiento y tamaño del campo solar.

También llevaron adelante un análisis económico basado en el cálculo del LCOE (parámetro que será explicado más adelante) para cada configuración. Los valores mínimos de LCOE obtenidos fueron de 142 (€/MWh) y 181.7 (€/MWh) para TC y CP, respectivamente. Sin embargo, para estos resultados el período de análisis es de 25 años (en contraste con los 20 años seleccionados para este estudio). Por otro lado, tampoco se puede asegurar que estos valores de LCOE sean los mínimos alcanzables ya que no se realiza una optimización más allá del último caso de estudio que resulta ser el más rentable. Por último, no se hace mención a los impuestos a pagar ni las posibles exoneraciones fiscales, por lo cual se entiende que no se tuvieron en cuenta.

Si bien este trabajo constituye la principal referencia por haber sido desarrollado para nuestro territorio, existen trabajos similares realizados para varias localidades del mundo como [Aly, 2018], que generalmente utilizan el System Advisor Model (SAM), y distintos modelos económicos (años de estudio, tipo de financiación, tasa de inflación, etc) que proporcionan una referencia para los valores que buscamos obtener.

1.7 Datos de radiación y otras variables meteorológicas

Para realizar las simulaciones numéricas se utilizaron los años meteorológicos típicos (AMTU-ES) generados por el Laboratorio de Energía Solar (LES). Cabe destacar que estos datos son obtenidos a partir de modelos de difusa utilizando medidas satelitales por lo que puede existir cierto grado de incertidumbre. Como se verá más adelante existen datos relevados en campo para Salto que permiten eliminar dicha incertidumbre aunque por su novedad tienen algunos problemas de procesamiento.

La simulación llevada adelante en este trabajo se realiza considerando las 5 localizaciones disponibles (Salto, Rivera, Montevideo, Colonia y Rocha).

A continuación se muestra (Tabla 2) con los datos más relevantes para realizar un primer análisis de los mismos.

Tabla 2: Datos meteorológicos. Fuente:Elaboración propia.

	Radiación (kWh/año)	Temperatura bulbo seco promedio (°C)	Velocidad de viento promedio (m/s)	Temperatura bulbo húmedo promedio (°C)
Salto	1897.5	19.3	4.0	13.7
Rivera	1779.7	18.4	3.0	13.0
Montevideo	1862.5	16.5	4.8	11.9
Colonia	1890.3	16.6	6.3	11.2
Rocha	1740.6	16.2	2.4	12.0

Como era de esperar, la zona más apropiada para un emprendimiento de estas características es Salto, mientras que la zona con menor aplicabilidad es Rocha. A continuación se presentan las curvas de radiación directa en un plano normal a la misma (DNI) para el departamento mencionado tanto en Enero como en Julio (Fig. 8).

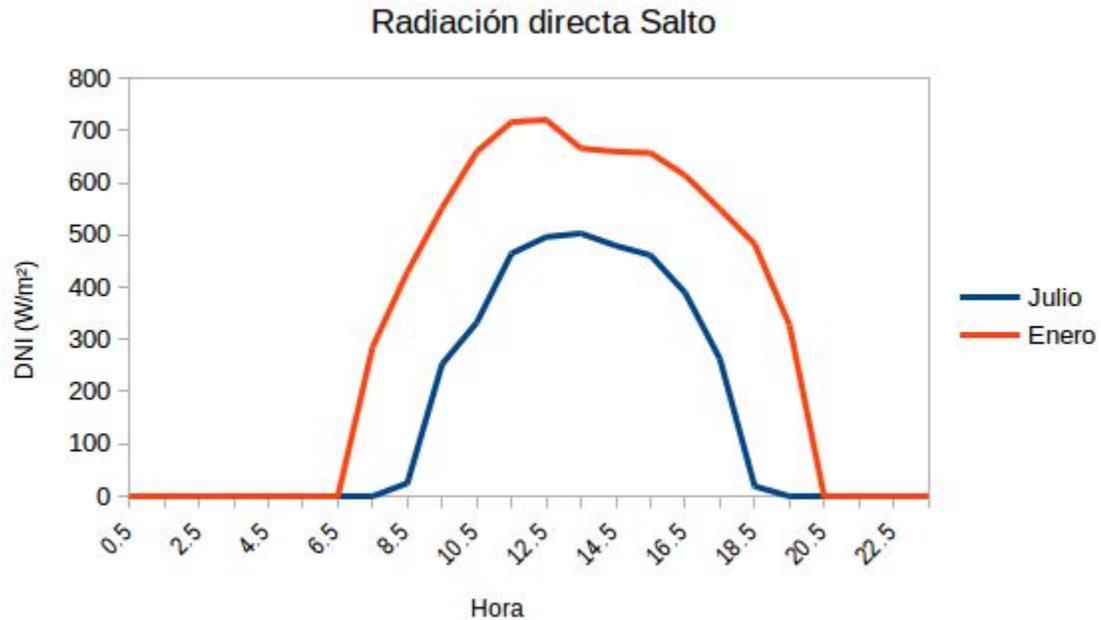


Figura 8: DNI Salto. Fuente:Elaboración propia.



2. Modelado e implementación

En este capítulo se describen los modelos físicos utilizados en la simulación de las plantas consideradas, tanto de desarrollos propios como del software System Advisor Model (SAM). Asimismo, se describe la metodología utilizada para el análisis económico de las configuraciones elegidas.

2.1 Modelos propios

2.1.1 Cilindroparabólico

Se trata de la implementación de un código propio para una central cilindroparabólica. Si bien el mismo actúa de forma similar al System Advisor Model (SAM), se ve como ventaja la generación de conocimiento propio y el tener completo dominio de los fenómenos que se tienen en cuenta a la hora de la simulación, así como la posibilidad de realizar mejoras en el modelo.

2.1.1.1 Procesador de radiación

Para este análisis se consideran las fuentes [Duf,1974] y [Wag,2011].

Para el procesamiento de radiación se definen los siguientes ángulos (Fig.9):

- Latitud (ϕ): Distancia desde un punto en la superficie de la Tierra hasta el ecuador.
- Declinación (δ): Ángulo que forma la línea Tierra-sol con el plano ecuatorial a la Tierra. El mismo varía a lo largo del año en el rango $[-23.5,23.5]$.
- Inclinación (β): Ángulo formado entre la superficie y el plano horizontal.
- Ángulo horario (ω): Ángulo formado entre el meridiano que contiene a la línea Tierra-Sol y el meridiano del observador.
- Ángulo de incidencia (θ): Ángulo formado entre la línea Tierra-sol con la normal a la superficie.
- Ángulo azimutal de la superficie (γ): Es la desviación de la proyección en un plano horizontal de la normal a la superficie, considerando 0 hacia el sur, este negativo y oeste positivo.
- Ángulo cenital (θ_z): Es el ángulo formado por la línea Tierra-Sol y la vertical a la superficie del lugar.
- Altitud solar (α_s): Es el complemento del ángulo cenital.
- Ángulo azimutal solar (γ_s): Es el ángulo que forma la proyección de la línea Tierra-Sol sobre el plano horizontal local, y el meridiano del observador.

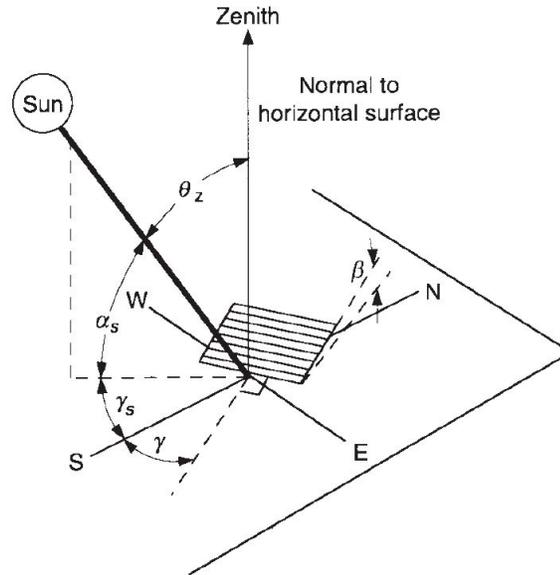


Figura 9: Esquema para ilustración de ángulos de superficie. Fuente: Duf, 1974.

Para la determinación de estos ángulos es necesario previamente conocer el tiempo solar, que se obtiene de la siguiente manera:

$$t_s - t_{std} = 4(L_{std} - L_{loc}) + E$$

Donde t_s es el tiempo solar, t_{std} el tiempo estándar (en la zona horaria considerada), L_{std} es el meridiano estándar de la zona horaria local, L_{loc} es la longitud de la ubicación en cuestión, midiéndose la misma en grados oeste con $0^\circ < L < 360^\circ$ y E es un término que se utiliza para corregir la relación que se calcula de la siguiente forma:

$$E = 229.2 \left(0.000075 + 0.001868 \cos \left((n-1) \frac{360}{365} \right) - 0.032077 \sin \left((n-1) \frac{360}{365} \right) - 0.014615 \cos \left(2(n-1) \frac{360}{365} \right) - 0.04089 \sin \left(2(n-1) \frac{360}{365} \right) \right)$$

siendo n el ordinal día. El ángulo horario, declinación, ángulo cenital y el ángulo azimutal solar se pueden expresar como sigue:

$$\omega = (t_s - 12) 15^\circ$$

$$\delta = 23.45^\circ \sin \left(360 \frac{(284+n)}{365} \right)$$

$$\cos(\theta_z) = \cos(\phi) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\phi) \sin(\delta)$$

$$\gamma_s = \text{signo}(\omega) \left| \frac{\cos(\theta_z) \sin(\phi) - \sin(\delta)}{\sin(\theta_z) \cos(\phi)} \right|$$

La tecnología cilindroparabólica es capaz de realizar un seguimiento en un eje. El mismo puede estar orientado en cualquier dirección siendo la más usual la dirección de eje

Norte-Sur (realizando un seguimiento Este-Oeste). Para esto se considera el parámetro γ_{col} que toma un valor de 0 cuando el eje es orientado en dirección Norte-Sur y 90° cuando el mismo se orienta en dirección Este-Oeste. Considerando esto, una inclinación de eje nula y un ángulo auxiliar θ_e complementario a θ_z se puede escribir el ángulo de incidencia de la siguiente forma.

$$\theta = \arccos \left(\sqrt{1 - (\cos(\theta_e) - \cos(\theta_e)(1 - \cos(\gamma_s - \gamma_{col})))^2} \right)$$

Otro fenómeno que debe tenerse en cuenta es la sombra que se realizan las estructuras especulares entre sí. Para obtener dicha información se debe conocer la inclinación de los mismos para cada instante de tiempo lo que queda determinado con el ángulo ω_{col} (ver Fig.10). Las expresiones utilizadas para el cálculo de estos parámetros se presentan a continuación.

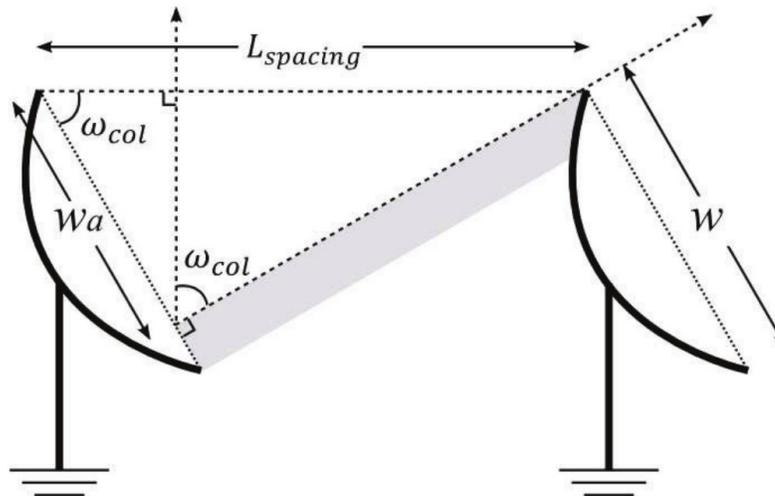


Figura 10: Esquema para el cálculo del efecto de la sombra entre cilindros. Fuente: Wag, 2011.

$$\omega_{col} = \arctan \left(\frac{\cos(\theta_e) \operatorname{sen}(\gamma_s - \gamma_{col})}{\operatorname{sen}(\theta_e)} \right)$$

$$\eta_{sombra} = |\cos(\omega_{col})| \frac{d}{w}$$

donde d es la distancia entre ejes de los colectores cilindro parabólicos y w el ancho de los mismos.

Por otro lado se considera el modificador por ángulo de incidencia (por sus siglas en inglés, *IAM*) es un factor de colector (pérdidas de superficie útil en los extremos del colector), tubo de absorción sin radiación solar directa debido a intersticios entre los espejos, sombras proyectadas por los soportes del elemento del colector, reflectancia del espejo o precisión durante el ensamblaje. El mismo se calcula como sigue [Wag, 2011]:

$$IAM = a_0 + a_1 \frac{\theta}{\cos(\theta)} + a_2 \frac{\theta^2}{\cos(\theta)}$$

Donde a_0 , a_1 y a_2 son constantes que dependen del colector utilizado y θ se utiliza en radianes.

Por último, la radiación que absorbe el tubo absorbedor se puede expresar de la siguiente forma:

$$S = G \cos(\theta) IAM \rho_{espejo} \gamma_{int} \tau_{vidrio} \alpha_{tubo} fl \eta_{sombra}$$

donde G es la radiación directa en un plano perpendicular a la misma, ρ_{espejo} representa la reflectividad del espejo colector, γ_{int} el factor de interceptación normal de la irradiación reflejada, τ_{vidrio} la transmisividad del vidrio que rodea al absorbedor, α_{tubo} la absorptividad del absorbedor, fl consiste en un factor considerado constante que busca representar las pérdidas de energía debido a la suciedad de los tubos y η_{sombra} el factor descrito anteriormente.

2.1.1.2 Modelo térmico

El modelado térmico se realiza por medio de un esquema de resistencias que se muestra a continuación (Fig. 11 y Fig. 12).

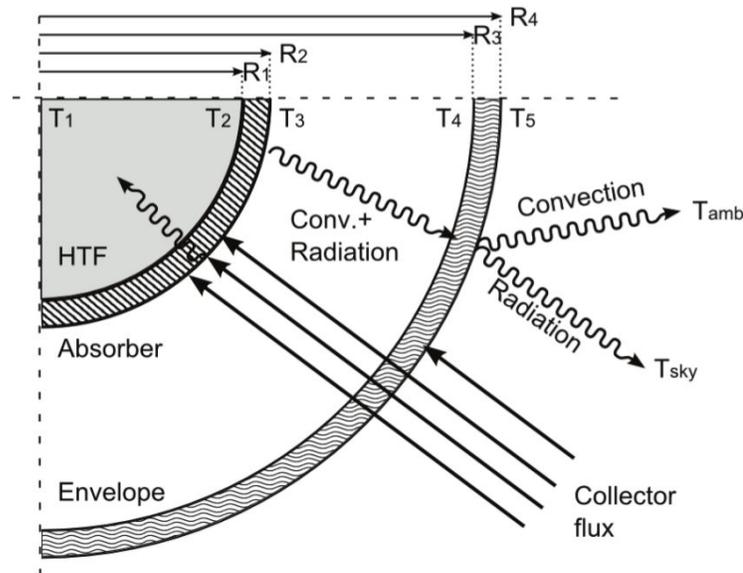


Figura 11: Diagrama Cilindro Parabólico. Fuente: Wag,2011.

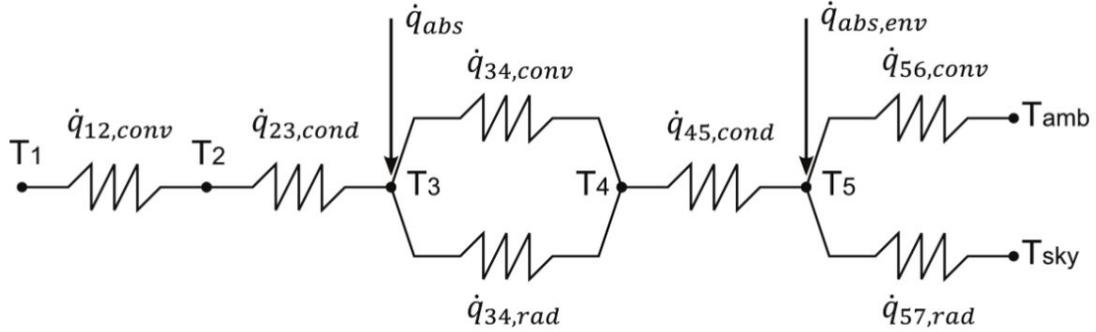


Figura 12: Diagrama Resistencias. Fuente: Wag,2011.

Para la resolución de este problema es necesario conocer los distintos coeficientes de transferencia de calor que definen las resistencias, los que se calculan mediante el uso de las siguientes correlaciones [For,2003]:

$$\dot{q}_{12} = \pi D_2 h_1 (T_2 - T_1)$$

$$h_1 = N_{uD2} \frac{k_1}{D_2}$$

$$f_2 = (0.790 \ln(Re_{D2}) - 1.64)^{-2}$$

$$N_{uD2} = \frac{f_2 (Re_{D2} - 1000) Pr_1}{1 + 12.7 \sqrt{f_2} (Pr_1^{2/3} - 1)} \left(\frac{Pr_1}{Pr_2} \right)^{0.11}$$

Donde Re_{D2} es el número de Reynolds dentro del tubo absorbedor, Pr_1 es el número de Prandtl evaluado a T_1 , Pr_2 el número de Prandtl evaluado a T_2 y k_1 la conductividad térmica del HTF a T_1 (W/mK).

$$\dot{q}_{23} = 2\pi k_{23} \frac{T_2 - T_3}{\ln\left(\frac{D_3}{D_2}\right)}$$

Donde k_{23} , en W/mK , es la conductividad térmica del HTF a $(T_2 + T_3)/2$.

$$\dot{q}_{34,rad} = \frac{\pi D_3 \sigma (T_3^4 - T_4^4)}{\frac{1}{\varepsilon_3} + \frac{(1 - \varepsilon_4) D_3}{\varepsilon_3 D_4}}$$

Donde σ , en $W/m^2/K^4$, es la constante de Stefan-Boltzmann, ε_3 es la emisividad de la superficie exterior del tubo receptor y ε_4 es la emisividad de la superficie interior del vidrio.

$$\dot{q}_{34,conv} = \pi D_3 h_{34} (T_3 - T_4)$$



$$h_{34} = \frac{k_{std}}{\frac{D_3}{2 \ln\left(\frac{D_4}{D_3}\right)} + b\lambda\left(\frac{D_3}{D_4} + 1\right)}$$

$$b = \frac{(2-a)(9\gamma-5)}{2a(\gamma+1)}$$

$$\lambda = \frac{2.33 \times 10^{-20}(T_{34} + 273.15)}{P_a \delta^2}$$

Donde a es el coeficiente de acomodación, P_a , en mmHg, es la presión del gas en el espacio vacío y T_{34} , en °C, es igual a $(T_3 + T_4)/2$. Los coeficientes k_{std} , b , λ , γ y δ para el aire se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3: Coeficientes aire. Fuente:For,2003.

Gas	k_{std} (W/m K)	b	λ (cm)	γ	δ (cm)
Aire	0.02551	1.571	88.67	1.39	3.53e-8

$$\dot{q}_{45,cond} = 2 \pi k_{45} \frac{(T_4 - T_5)}{\ln\left(\frac{D_5}{D_4}\right)}$$

Siendo k_{45} , en W/mK , la conductividad térmica del HTF a $(T_4 + T_5)/2$.

$$\dot{q}_{57,rad} = \pi D_5 \varepsilon_5 \sigma (T_5^4 - T_7^4)$$

Donde ε_5 es la emisividad de la superficie exterior del vidrio.

$$\dot{q}_{56,conv} = \pi D_5 h_{56} (T_5 - T_6)$$

$$h_{56} = Nu_{D5} \frac{k_{56}}{D_5}$$

$$Nu_{D5} = C Re_{D5}^m Pr_6^n \left(\frac{Pr_6}{Pr_5}\right)^{0.25}$$

Siendo Pr_6 el número de Prandtl evaluado a T_6 , Pr_5 el número de Prandtl evaluado a T_5 , k_{56} la conductividad térmica del HTF a $(T_5 + T_6)/2$. Los coeficientes C y m dependen del Reynolds mientras que n varía según el Prandtl como se explicita en las Tablas 4 y 5.



Tabla 4: Exponentes Reynolds y constante C. Fuente: R. Forristall, 2003.

Re_D	C	m
1-40	0.75	0.4
40-1000	0.51	0.5
1000-200000	0.26	0.6
200000-1000000	0.076	0.7

Tabla 5: Exponentes Prandtl. Fuente: R. Forristall, 2003.

	$Pr \leq 10$	$Pr > 10$
n	0.37	0.36

El conocimiento de estas expresiones no es suficiente para determinar el problema por lo que se incorpora la ecuación de balance:

$$\dot{m}C_p \frac{\partial T_f}{\partial x} = \dot{Q}'_{util}$$

A partir del diagrama de resistencias térmicas presentado (Fig. 12) es posible arribar a una expresión de la forma $\dot{Q}'_{util} = f(T_f)$, que junto con la ecuación de balance permite encontrar una relación que vincule la evolución de temperatura del aceite a lo largo del tubo absorbedor con el flujo másico que circula, como se muestra en la sección siguiente.

2.1.1.3 Algoritmo de resolución campo solar

Una vez presentadas todas las ecuaciones necesarias, se aborda el enfoque que se utiliza para la resolución del problema. En una primera instancia, se deben introducir los valores meteorológicos (en una frecuencia horaria) y valores nominales del problema a tratar. Estos valores incluyen DNI, temperatura ambiente, velocidad de viento, temperatura de entrada de HTF al colector, temperatura de salida del mismo, capacidad del almacenamiento térmico, número de nodos (será utilizado para la discretización como se explica más adelante), factores ópticos y valores típicos de coeficientes globales de transferencia, entre otros.

Tras contar con esta información se procede a realizar el procesamiento de radiación para obtener el calor que realmente incide sobre el tubo absorbedor (nótese que este no es



igual al recibido por el HTF debido a las pérdidas existentes). Una vez que se tienen los datos procesados se supone un primer valor de flujo másico de aceite con el cual se calculan los coeficientes térmicos, como se presentó anteriormente. Luego se procede a recalculer el flujo másico (\dot{m}) a partir de la siguiente ecuación:

$$\dot{m} = \frac{-L}{Ln \left(\frac{T_{out} - T_{\infty} - (\Sigma R)C}{T_{in} - T_{\infty} - (\Sigma R)C} \right) C_p \Sigma R}$$

La cual deriva de integrar la ecuación diferencial de balance antes descrita, a lo largo de todo el tubo absorbedor, sustituyendo Q'_{util} por su expresión en función de la T_f y las resistencias al pasaje de calor (R). ΣR y C son parámetros (uniformes a lo largo del colector, aunque con variaciones temporales) definidos convenientemente durante la resolución de la ecuación diferencial mencionada, de forma de llegar a una expresión más simplificada. El primero responde a una combinación de las resistencias involucradas en el intercambio mientras que el segundo está asociado a la radiación incidente. L es el largo total del tubo absorbedor, T_{in} la temperatura de entrada del aceite al campo solar (parámetro de entrada del código) y T_{out} la temperatura de salida del aceite del campo solar (parámetro de entrada del código).

Este proceso se repite hasta lograr que los valores de flujo obtenidos en pasos consecutivos se encuentren dentro una cierta tolerancia admisible. Una vez obtenida esta convergencia, se procede a discretizar el problema en el sentido de avance del aceite. Esto se hace para lograr una mejor aproximación de las pérdidas, utilizando un perfil de temperaturas a lo largo del tubo para el cálculo de las propiedades físicas y las resistencias. Esto constituye una mejora respecto a tomar valores uniformes en todo el tubo.

Conociendo la temperatura de entrada al receptor y el flujo másico que circula, se calcula la temperatura de salida para cada nodo, como se muestra a continuación. Esta temperatura es introducida como temperatura de entrada para el nodo siguiente hasta completar el colector. Si al llegar al último nodo la temperatura de salida del aceite difiere de la deseada, se modifica su flujo y se vuelve a proceder de igual forma.

$$T_{out} = \Sigma RA \left(1 - e^{-\frac{L}{\dot{m}C_p \Sigma R}} \right) + (T_{in} - T_{\infty}) e^{-\frac{L}{\dot{m}C_p \Sigma R}} + T_{\infty}$$

Un diagrama representativo se muestra en la Fig.13.

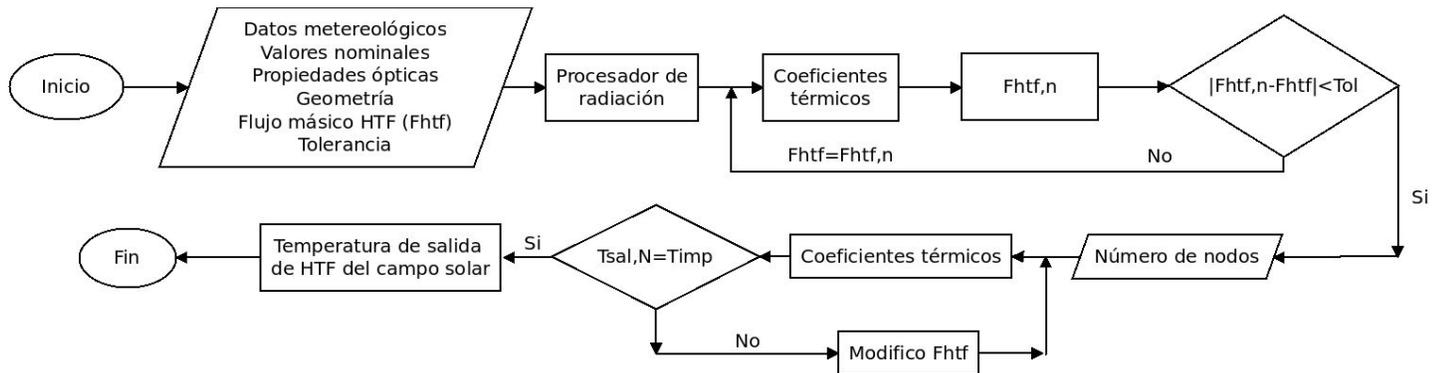


Figura 13: Algoritmo de resolución cilindro parabólico. Fuente:Elaboración propia.

2.1.1.4 Implementación ciclo de potencia

El código trabaja con un ciclo Rankine, como se mostró anteriormente. En una primera aproximación se intentó modelar cada componente del ciclo, de forma similar a [Pat,2006], considerando datos típicos que permitieran obtener valores de coeficientes de transferencia que serían posteriormente corregidos considerando el flujo másico circulante.

Sin embargo, surgieron varios inconvenientes en la implementación de este código (como desconocer el comportamiento de las presiones de las extracciones a carga parcial y el fuerte acople existente entre todos los componentes, dificultando la resolución del problema). Esto derivó en una simplificación basada en considerar una función que vincula el rendimiento del ciclo con el flujo de masa de aceite que pasa por el generador de vapor, utilizando los resultados de [Mon,2009]. La Figura 14 presenta la eficiencia total del ciclo como función del flujo que atraviesa el mismo.

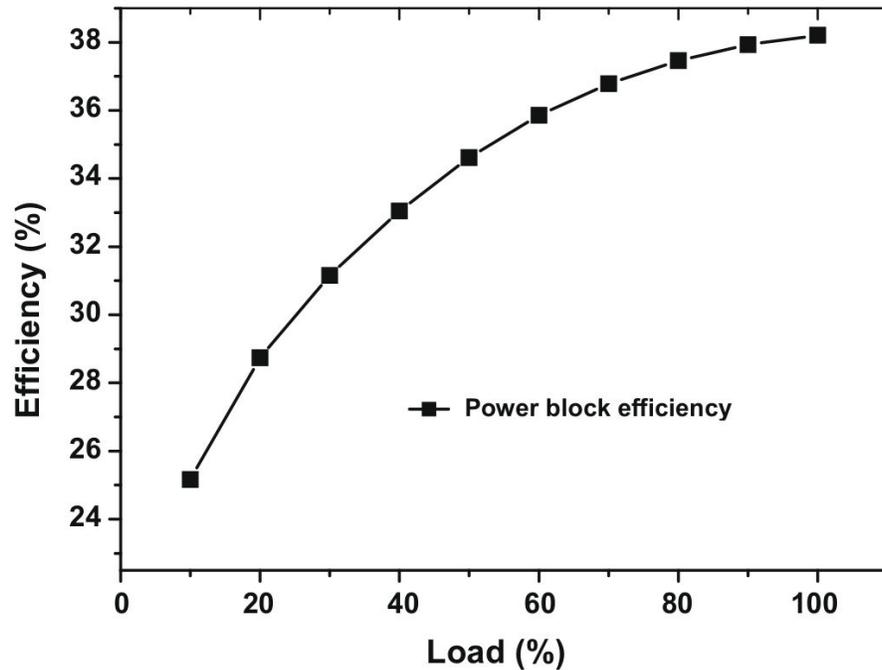


Figura 14: Gráfica eficiencia-flujo másico. Fuente: Mon,2009.

2.1.1.5 Generador de vapor

El generador de vapor está compuesto por cuatro intercambiadores: precalentador, generador de vapor, sobrecalentador y recalentador. La motivación para modelar estos procesos es poder calcular la temperatura de salida de HTF del ciclo ya que la misma se utiliza para el cálculo de la potencia transmitida al vapor y como información de entrada para el campo solar. Cabe mencionar que, debido a la variabilidad del recurso solar, el generador de vapor funciona en condiciones fuera de las nominales durante gran parte del día y del año, por lo cual es necesario calcular instante a instante los parámetros de funcionamiento del mismo.

Se consideraron valores típicos de temperaturas y flujos másicos para, utilizando el método NTU, caracterizar cada intercambiador por un coeficiente global de transferencia en condiciones nominales. Este valor es ajustado para calcular la eficiencia, el calor intercambiado y la temperatura de salida en condiciones diferentes a la nominal.

2.1.1.6 Almacenamiento

El sistema de almacenamiento implementado consiste en un tanque de almacenamiento de sales calientes y uno frío a 386°C y 290°C respectivamente. El campo solar está diseñado de tal manera que, en condiciones de buena radiación, se logra calentar más aceite térmico del necesario para generar el vapor que se expande en la turbina. Este excedente se hace circular por un intercambiador aceite-sales, calentando las sales fundidas hasta la temperatura deseada. Luego, en momentos de menor irradiancia, se invierten los flujos, calentando el aceite a partir de las sales a mayor temperatura. Existen, por lo tanto,



varios modos de operación dependiendo de si el calor disponible en el campo es mayor o menor al necesario para funcionar en condiciones nominales, y si hay disponibilidad de energía en el almacenamiento de sales. Cabe destacar que también existe la posibilidad de que el almacenamiento esté a plena carga y la radiación incidente sea tal que se exceda el calor necesario para funcionar en condiciones nominales. En este caso se calcula una fracción del campo a desenfocar, de modo de no captar más calor que el necesario. En esta situación se pierde parte de la energía solar disponible (energía vertida).

Para la implementación del intercambiador aceite-sales presente en el sistema de almacenamiento, se considera un valor típico de coeficiente global de transferencia (UA) obtenido a partir de temperaturas y flujos máxicos de diseño. Este valor es corregido por los flujos máxicos calculados para cada instante. Cuando el almacenamiento está próximo a su capacidad máxima, puede suceder que la cantidad de sales que pueda calentarse con el recurso solar disponible exceda la cantidad faltante para llenar el mismo. En este caso se opta limitar el flujo de las mismas pero sin desenfocar ningún espejo. Esta decisión lleva a temperaturas de sales mayores generando un leve incremento en la temperatura del tanque de almacenamiento de sales calientes.

2.1.1.7 Algoritmo global

En esta sección se busca explicitar la secuencia de resolución seleccionada sin ahondar en cómo funciona cada sub bloque, ya esto fue explicado anteriormente. El procedimiento comienza con el procesador de radiación. Este arroja como resultado la potencia calorífica que efectivamente alcanza al receptor. Con la potencia mencionada y las temperaturas de entrada y salida al campo solar seleccionadas, se realiza un primer cálculo del flujo máxico que es posible calentar, en un bloque denominado resolución del campo solar (ver Fig. 15).

Como es de esperarse, este flujo calculado puede ser distinto al nominal en el generador de vapor, lo que genera variaciones en los coeficientes globales de intercambio. Esta diferencia se manifiesta como una variación en la temperatura de salida del HTF del generador de vapor (ingreso al campo solar) respecto de los valores nominales deseados. En el procesador asociado al generador de vapor, se obtiene dicha temperatura para posteriormente ser comparada con la utilizada en la resolución del campo solar.

Lo usual es que la diferencia entre la temperatura utilizada y calculada no sea despreciable en los primeros pasos de iteración, por lo que se sustituye el valor empleado por el calculado recientemente y se repite el procedimiento hasta lograr que dos iteraciones consecutivas den como resultado una diferencia de temperaturas que se encuentre dentro de una tolerancia seleccionada.

Al tener el salto de temperaturas del HTF se puede calcular la variación de energía en el mismo ($\dot{Q} = \dot{m}C_{p_{HTF}}\Delta T_{HTF}$). Por último, al resultado de la energía transmitida al agua se le afecta por la eficiencia del ciclo y un factor asociado a las pérdidas que no han sido modeladas siendo las más importantes las siguientes.

Pérdidas:

- Modelado de caída de presión en circuito de vapor.
- Pérdidas de calor en tuberías.
- Consumos parásitos (bombas, tracking).
- Consumos BOP.
- Inercia térmica de cañerías.
- Transitorios.

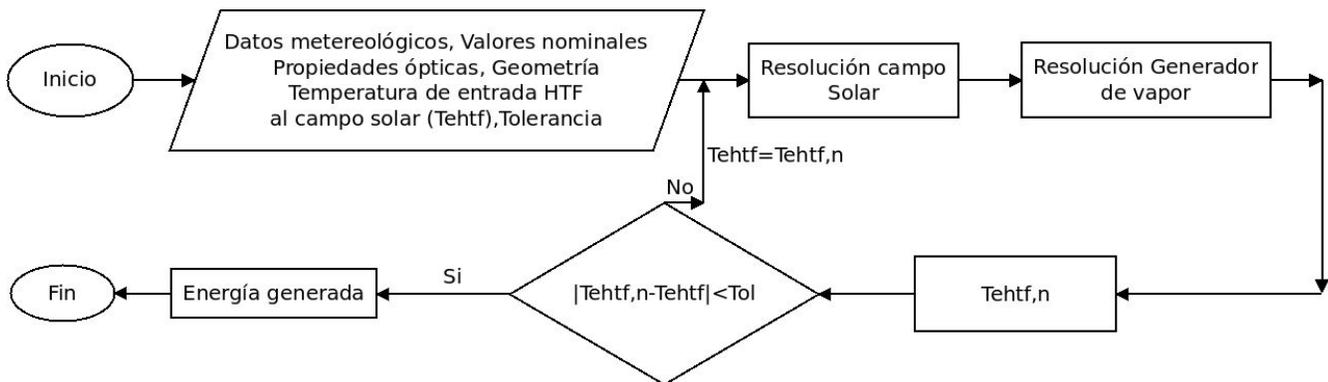


Figura 15: Algoritmo de resolución completo. Fuente:Elaboración propia.

2.1.2 Torre Central

Esta tecnología representa mayor complejidad ya que la distancia espejo-receptor es variable, imposibilitando el cálculo de un rendimiento óptico aplicable a todo el campo solar. Para un helióstato particular, la maximización de dicho rendimiento se logra disminuyendo el ángulo formado entre la normal al mismo y la dirección de la radiación incidente.

2.1.2.1 Receptor de cavidad

El trabajo realizado consistió principalmente en el análisis simplificado de este tipo de centrales. Dicha simplificación consiste en asignarle a todo el campo solar una eficiencia óptica global a partir de datos disponibles [Ebe,2016]. Nos enfocamos en la realización de dos modelos de la cavidad para lograr predecir la temperatura de salida del aire en función de parámetros meteorológicos. Una vez conseguido esto se procede a insertar este modelo en el de una central del tipo Brayton (como se muestra en la Fig. 16) con el fin de realizar un precalentamiento que genere un ahorro de biomasa (combustible utilizado para llegar a la temperatura requerida a la entrada de la turbina).

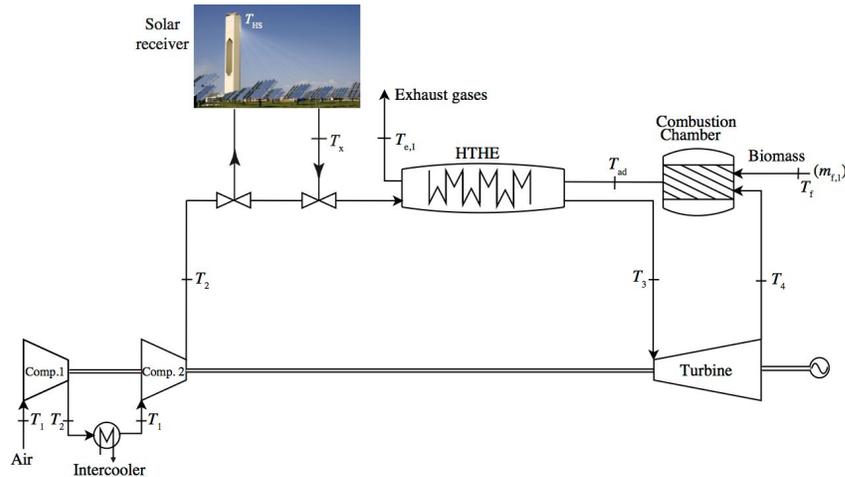


Figura 16: Esquema de la planta. Fuente:Elaboración propia.

Como resultado del trabajo en el modelado de la cavidad, y su aplicación a una central híbrida solar-biomasa se presentó un trabajo en el congreso SolarPaces 2017, que tomó lugar en Santiago de Chile [Gha,2017].

2.2 Otros modelos

Tras realizar una investigación sobre los softwares disponibles se optó por el System Advisor Model (SAM) desarrollado por National Renewable Energy Laboratory (NREL). Este programa permite realizar un análisis de la performance de ambas tecnologías e incluso aporta herramientas para el análisis económico de las mismas. Para conocer otros softwares disponibles y su aplicabilidad referirse a [Cli,2008]. La realización de la simulación requiere contar con la siguiente información en una escala horaria:

- Radiación directa.
- Radiación difusa.
- Temperatura de bulbo seco.
- Punto de rocío.
- Presión atmosférica.
- Dirección de viento.
- Velocidad de viento.

Como se mencionó anteriormente, SAM ofrece la posibilidad de evaluar ambas tecnologías (e incluso Fresnel). El modelo que se implementa para cilindroparabólico es similar al descrito anteriormente [Wag,2011]. Por otro lado, el modelo de torre central utilizado es el presentado en [Wag,2008].



2.3 Validación modelos

Se aprovecha esta etapa no solo para verificar que los resultados obtenidos por el software que se seleccionó y el propio no difieren en gran medida, sino también contrastar contra resultados de referencia para Uruguay [SOL,2015]. Se intenta recrear de la mejor manera posible las condiciones explicitadas en el trabajo mencionado [SOL,2015] y se analizan todos los casos disponibles. Los parámetros utilizados para la recreación deseada se presentan en el capítulo 3.1. Como se puede ver en las Tablas 6 y 7, existen varias combinaciones de amplitud del campo solar y horas de almacenamiento evaluadas.

Cabe destacar que los AMT utilizados en [SOL,2015] corresponden a versiones preliminares de los actuales. Para eliminar incertidumbre debido a diferencias en el AMT se opta por realizar la simulación utilizando la versión preliminar correspondiente.

Tabla 6: Validación SAM Torre Central con datos de [SOL,2015].

Torre Central 110 MW			
Nº Heliostatos / Alm(h)	GWhe SOLIDA	GWhe SAM	Desviación (%)
16770 / 5	320.8	320.6	-0.062
18295 / 5	328.2	329.1	0.274
18295 / 7.5	364.9	361.3	-0.996
19819 / 7.5	373.2	373.7	0.134
19819 / 10	398.6	398.2	0.100
21343 / 10	408.8	410.7	0.465



Tabla 7: Validación de SAM y modelo propio Cilindro Parabólico con datos de [SOL,2015].

Cilindro Parabólico 55 MW					
Nº Lazos / Alm(h)	GWhe SOLIDA	GWhe SAM	Desviación (%)	GWhe Software propio	Desviación (%)
92 / 0	84.2	85.9	-2.0	85.3	-1.3
123 / 0	99.0	97.2	1.9	100.9	-1.9
123 / 5	123.5	126.0	-2.0	125.0	-1.2
155 / 5	143.2	144.4	-0.8	143.0	0.1
155 / 7.5	152.5	156.0	-2.3	154.0	-1.0
186 / 7.5	168.0	172.0	-2.4	168.7	-0.4

Para la tecnología TC se observa gran concordancia entre el software seleccionado (SAM) y los datos presentados en [SOL,2015], llegando a una desviación máxima menor al 1%. Por otra parte, en la tecnología CP esta desviación aumenta, aunque no en gran medida. Por otra parte, el código propio se comporta de buena forma para los casos estudiados.

2.4 Análisis económico

2.4.1 Metodología de análisis

2.4.1.1 LCOE

En general para el análisis de proyectos de inversión se utilizan dos indicadores como el VAN y la TIR. En primera instancia el VAN mide en dinero de hoy, lo que nos dejará el proyecto, una vez descontados todos los costos, incluyendo la inversión y el préstamo si lo hubiera. El criterio de aplicabilidad para este criterio es aceptarlo siempre y cuando se cumpla que $VAN > 0$. Por otro lado la TIR es la tasa de descuento que genera que el VAN sea 0, es decir la tasa máxima a la que se puede remunerar el capital utilizado para financiar el proyecto, sin que la operación se vuelva deficitaria [Sno,2016].



Sin embargo para emprendimientos de este tipo suele utilizarse el LCOE (Levelized Cost of Energy). Este consiste en una forma de evaluar en dinero actual todos los costos en los que el proyecto recaerá en el transcurso de su vida útil. Un concepto importante para lograr esto es la tasa de descuento (i), es un coste que se aplica para determinar el valor actual de un pago o coste futuro. Su valor depende de distintos parámetros como son la tasa libre de riesgo (que se consideran como los bonos del tesoro de EEUU), premio por riesgo (el cual depende del riesgo del proyecto) y la rentabilidad observada en el mercado de acciones del país) [Sno,2016]. Por último se debe agregar el efecto inflacionario. En este estudio se opta por utilizar una tasa de descuento de 8% ya que se considera que este es un valor típico.

También se debe definir el período de estudio, se opta por considerar 20 años al igual que para el período de amortización para las obras físicas, ciclos de potencia, campo solar, HTF e isla de potencia. Por su parte, la inversión se considera efectuada en el año 0, año en el que se realiza la construcción de la planta y no se perciben ganancias ni consideran costos de operación. Debido a larga vida útil de la tecnología no se consideran reinversiones en el periodo de estudio.

El cálculo del LCOE se puede realizar en forma simplificada de la siguiente forma:

$$LCOE = \frac{\sum_{a=1}^{20} \frac{I_a + M_a}{(1+i)^a}}{\sum_{a=1}^{20} \frac{E_a}{(1+i)^a}}$$

Donde i es la tasa de descuento seleccionada, M_a los costes de operación y mantenimiento tanto fijos como variables (incluyendo los impuestos, que dependen del ingreso bruto por lo tanto de la energía generada y el LCOE), a es el año de estudio en el que se perciben los costes e ingresos, E_a la energía producida en el año a . Como para este estudio no se considera una degradación en la maquinaria, este valor será constante en el transcurso del periodo de estudio.

Si bien el cálculo parece ser sencillo, como un cambio en la energía producida redundaría en un cambio en los impuestos a pagar y costos variables, generando una variación en el valor de LCOE, este procedimiento se debe realizar mediante la implementación de un flujo de caja. Tras la obtención del mismo se manipula el precio de venta de la energía (LCOE) hasta lograr un VAN igual a 0 o, lo que es lo mismo, que la tasa interna de retorno valga 8%.

El procedimiento detallado es el siguiente, primero se calcula la energía producida durante un año de operación utilizando el Software ya explicitado, luego se introduce un precio de venta de energía y con ambos se adquiere el ingreso anual al cual se le restan en una primera instancia los costos de producción y la depreciación. Una vez realizadas estas manipulaciones se arriba al valor de utilidades antes de impuestos. Como se mencionó anteriormente El IRAE representa un 25% de este valor pero se debe considerar el 80% de



descuento en los años que corresponda. Restando el total de impuestos a pagar a la utilidad antes de impuestos llegamos a la utilidad neta. Lo único que resta es volver a sumar las depreciaciones ya que estos no representan desembolsos reales sino que son únicamente tenidos en cuenta en su efecto tributario. Así se obtiene el flujo de caja para cada año que puede ser ajustado variando el precio de la energía lo que redundará en un cambio de ingresos e impuestos hasta llegar al valor correspondiente al VAN=0.

2.4.1.2 Sensibilidad

También se realiza un análisis de sensibilidad del LCOE para tener una cuantificación de la importancia de las incertidumbres en el proyecto. Esta herramienta permite analizar las consecuencias económico-financieras de una variación de los parámetros importantes del proyecto. Como al tratarse de una tecnología en desarrollo y de modelos experimentales de los fenómenos no existe gran certeza en los costos de inversión inicial y energía producida se decide evaluar la variación de estos parámetros.

2.4.2 Impuestos

En Uruguay para este tipo de emprendimiento el principal impuesto a considerar es el Impuesto a la Renta de las Actividades Empresariales (IRAE).

El impuesto al patrimonio no aplica para este tipo de tecnología conforme al artículo 26 del decreto 143/018. Se comienza por la definición de algunos conceptos básicos para el correcto cálculo de dicho importe.

Activos tangibles: Todas las inversiones en bienes tangibles (materiales), bienes muebles (maquinaria) e inmuebles (edificios) [Sno,2016].

Activos intangibles: Activos que se caracterizan por su inmaterialidad: servicios o derechos necesarios para iniciar la ejecución del proyecto [Sno,2016].

Depreciación y Amortización: Es la pérdida de valor de los activos de una empresa por el correr del tiempo. Suele usarse la depreciación para activos tangibles y amortización para activos intangibles.

El IRAE representa un 25% sobre las utilidades de la empresa antes de impuestos, descontando las amortizaciones y depreciaciones sobre activos intangibles y tangibles.

De cualquier modo por tratarse de una tecnología de punta, nueva en el país y totalmente renovable se cuentan con varios apoyos que se manifiestan en la disminución de los aportes a pagar. Estos beneficios son calculados a partir del decreto 143/018 en base a un puntaje del 1 al 10 que es ponderado según los valores indicados en la Tabla 8, hasta llegar a un valor final.



Tabla 8: Ponderación para COMAP.

Objetivo	Ponderación
Generación de Empleo	0.40
Aumento de exportaciones	0.15
Descentralización	0.10
Tecnologías limpias	0.20
Investigación, Desarrollo e Innovación	0.25
Indicador Sectorial	0.20
Total	1.30

Debido a que no se cuenta con una estimación adecuada de la generación de empleo necesaria y que se supone que la misma no será muy importante se opta por asignarle a ese campo un valor de 0 puntos al igual que el aumento de exportaciones ya que la energía producida sería sólo tenida en cuenta para consumo interno. Por otro lado se opta por adjudicar un puntaje de 10 tanto en tecnologías limpias, I+D+I e indicador sectorial. En este último caso existen varios subcampos dentro de los cuales se selecciona energías renovables de vanguardia. Por último el objetivo más difícil de evaluar resulta ser el de descentralización ya que el mismo depende de la ubicación de la planta.

De cualquier modo, dichos valores están tabulados para cada departamento diferenciando entre la capital del mismo y el resto. Para el caso de Montevideo este valor no es nulo sino que depende de la zona en la cual se encuentre el emprendimiento (diferenciando por el IDH de la misma). En este último caso se opta por una zona de IDH medio resultando en un puntaje de 6. A continuación se tabulan los puntajes de descentralización para los distintos departamentos propuestos.



Tabla 9: Puntaje para factor de descentralización COMAP.

Departamento	Puntaje Descentralización
Salto	10
Rivera	10
Montevideo	6
Colonia	8
Rocha	8

Por último presentamos los resultados totales de puntaje a partir de los cuales se calcula la cantidad de dinero exonerable (como un porcentaje de la inversión inicial) y los años de exoneración. Cabe destacar que si bien este ahorro se refleja en exoneraciones fiscales, los mismos no pueden superar el 80% del total de impuestos a pagar. A continuación se presenta (Tabla 10) el puntaje final, porcentaje de exoneración y años de duración de dicha exoneración para cada localidad. Esta información se obtiene a partir del simulador del sector industrial disponible en la página del MEF.

Tabla 10: Resultado exoneración fiscal.

Departamento	Puntaje Final	Porcentaje Exoneración	Duración Exoneración
Salto	7.5	80%	20
Rivera	7.5	80%	20
Montevideo	7.1	80%	19
Colonia	7.3	80%	20
Rocha	7.3	80%	20

Los resultados obtenidos de exoneración aplican para ambas tecnologías ya que no hay cambios en ninguno de los aspectos considerados.



3. Caso de estudio

3.1. Parámetros físicos

Si bien se presentarán distintos resultados considerando los diferentes años meteorológicos típicos hay parámetros de diseño que se considerarán constantes en todos los escenarios planteados. A continuación se listan los datos nominales más relevantes considerados a la hora de realizar las simulaciones.

3.1.1. Tecnología Cilindroparabólica

- Temperatura Entrada HTF al campo solar (T_{in}): 293°C.
- Temperatura Salida HTF del campo solar (T_{out}): 393°C.
- Temperatura tanque almacenamiento caliente sales ($T_{h,s}$): 386°C.
- Temperatura tanque almacenamiento frío sales ($T_{c,s}$): 290°C.
- Presión de circuito de vapor: 100 bar.
- Temperatura de entrada de agua al generador de vapor ($T_{gv,in}$): 230°C.
- Temperatura de salida de vapor sobrecalentado ($T_{gv,out}$): 370°C.
- Factor de interceptación (γ_{int}): 0.95.
- Reflectividad (ρ_{espejo}): 0.935.
- Transmisividad (τ_{vidrio}): 0.96.
- Absortividad vidrio (α_{vidrio}): 0.02.
- Absortividad tubo receptor (α_{tubo}): 0.96.
- Factor de limpieza (fl): 0.96.

Por otro lado el fluido térmico considerado fue el Therminol VP-1 cuyas propiedades pueden expresarse como sigue [Sol,2018]

$$\rho (kg/ m^3) = -0.90797 T(^{\circ}C) + 0.00078116 T^2 (^{\circ}C) - 2.367x10^{-6} T^3 (^{\circ}C) + 1083.25$$

$$C_p(kJ/kgK) = 0.002414 T(^{\circ}C) + 5.959x10^{-6} T^2 (^{\circ}C) - 2.9879x10^{-8} T^3 (^{\circ}C) + 4.4172x10^{-11} T^4 (^{\circ}C) + 1.498$$

$$k(W/mK) = -8.19477x10^{-5} T(^{\circ}C) - 1.92257x10^{-7} T^2 (^{\circ}C) + 2.5037x10^{-11} T^3 (^{\circ}C) - 7.2974x10^{-15} T^4 (^{\circ}C) + 0.137743$$

$$v(mm^2/s) = \exp\left(\frac{544.149}{T(^{\circ}C)+114.43} - 2.59578\right)$$

3.1.2. Tecnología Torre Central

- Temperatura caliente HTF: 565.5°C.
- Temperatura caliente HTF: 287.8°C.
- Presión de circuito de vapor: 100 bar.
- Reflectividad: 0.935.
- Factor de limpieza: 0.98.
- Altura Torre: 180m.
- Altura receptor: 21.6m.

3.2 Datos económicos relevados

Una parte clave para el correcto análisis económico es obtener una buena estimación de los costos involucrados en una planta de este tipo. Como se muestra en la Fig.17, la tecnología sigue en pleno desarrollo, con una tendencia a la disminución de los costos involucrados y por ende del LCOE. Esta disminución es lograda debido a la mejora en 4 factores: performance, costos OPEX, costos directos CAPEX y costos indirectos CAPEX. En la Fig 18 se puede observar la variación esperada para cada uno de estos en amarillo, verde, rojo y rosado respectivamente.



Figura 17: Evolución de LCOE y subastas para CSP.
Fuente: New,2019.

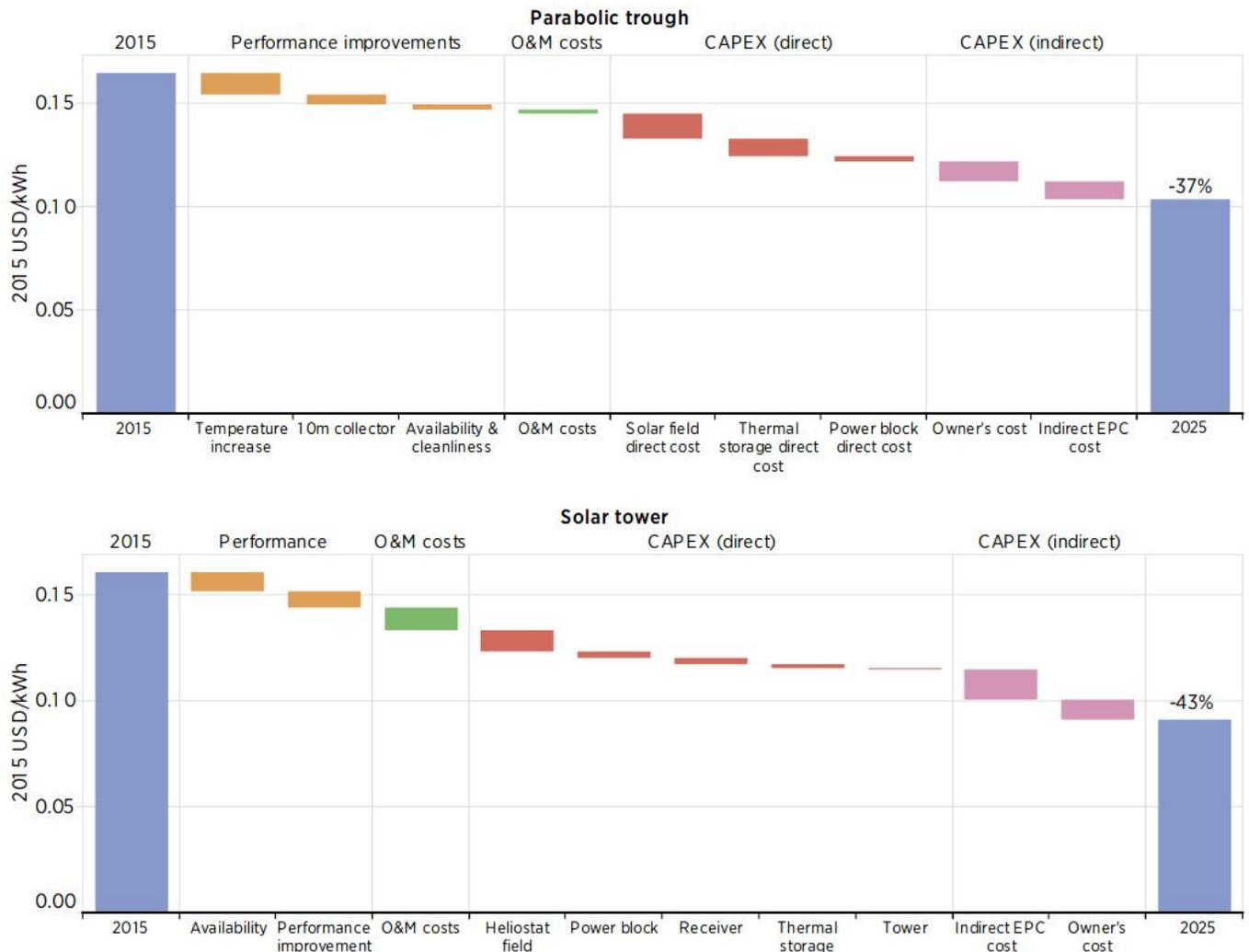


Figura 18: Proyección de la evolución de costos. Fuente: IRE,2016.

Dentro de la mejora de performance para la tecnología CP, los cambios más favorables previstos son la incorporación de tecnología que incluya espejos con ancho de apertura de 10m y el reemplazo del aceite térmico por sales fundidas, logrando así mayores temperaturas. Por otra parte, en ambas tecnologías se prevén mejoras en la cantidad de colectores (o heliostatos) disponibles y su limpieza. Por otra parte, vemos que para todas las componentes de dichas centrales se predice un descenso en el precio, disminuyendo así los costos directos CAPEX. Por último, los costos indirectos CAPEX disminuyen debido a menores presupuestos para contratos EPC (Engineering, Procurement and Construction), costos del terreno e infraestructura. [IRE, 2016]

Se realizó una revisión bibliográfica para obtener la mayor información posible al respecto de los costos involucrados. A continuación se muestra (Tablas 11 a 16) el costo inicial específico (C.I., en MUSD/MW). Los casos son separados según tecnología y capacidad para una mejor visualización de la información.



También se añaden datos relevantes como el DNI en la zona de construcción y las horas de almacenamiento. Estos datos afectan al costo por MW instalado, debido a que para obtener la misma potencia, el tamaño del campo solar será muy diferente para localidades con disponibilidad de radiación muy diferente. De forma similar, dos centrales de misma potencia nominal tendrán costos de inversión diferentes, si una de ellas incorpora sistema de acumulación y la otra no. Estos aspectos, en conjunto con la evolución de los costos en el tiempo y la diferencia en costos de mano de obra según el lugar, hacen que haya una variabilidad no menor en el costo específico de inversión.

Tabla 11: Información Costo Inicial para tecnología Torre Central 50MW.

Torre Central				
C.I. (MUSD/MW)	DNI(kWh/año)	Horas almacenamiento	País	Referencia
50MW				
5.1	1800	9	China	Yan,2018
3.0-3.5	1976	6	China	Yan,2018-Lin,2018
3.5	1900	6	China	Yan,2018
4.5-5.29	1870	8	China	Yan,2018-Lin,2018
3.9	1870	6	China	New,2018
5.0	1869	8	China	New,2018
6.0	1800	9	China	Lin,2018
5.3	1600	12	China	Lin,2018



Tabla 12: Información Costo Inicial para tecnología Torre Central 100MW.

Torre Central				
C.I. (MUSD/MW)	DNI(kWh/año)	Horas almacenamiento	País	Referencia
100MW				
4.3	1800	10	China	Yan,2018
4.4	2000	11	China	Yan,2018
3.6	1900	8	China	Yan,2018
4.0	1633	8	China	New,2018
4.9	1633	11	China	New,2018
5.1	2000	11	China	Lin,2018
4.2	1900	8	China	Lin,2018
5.0	1800	10	China	Lin,2018
9.2	-	14	Chile	Sim,2018
6.7	-	10	Salto	SOL,2015



Tabla 13: Información Costo Inicial para tecnología Torre Central capacidades y localización desconocidas.

Torre Central		
C.I. (MUSD/MW)	Horas almacenamiento	Referencia
Capacidades y Localización desconocidas		
5.8	0	Aly,2018
13.4	15	Aly,2018
7.3	7.5	Ire,2012
6.3	6	Ire,2012
7.4	9	Ire,2012
7.5	6	Ire,2012
7.7	9	Ire,2012
9.0	12	Ire,2012
10.5	15	Ire,2012



Tabla 14: Información Costo Inicial para tecnología Cilindro Parabólica 50MW.

Cilindro Parabólico				
C.I. (MUSD/MW)	DNI(kWh/año)	Horas almacenamiento	País	Referencia
50MW				
5.7	2057	11	China	Yan,2018
4.3	1800	9	China	New,2018
6.2	1904	9	China	New,2018
6.4	1733	15	China	New,2018
4.5	1878	9	China	Lin,2018
6.5	1976	9	China	Lin,2018
7.9	-	10	Mundial	NREL,2018b
9.0	-	6	India	ESM,2013
5.8	-	0	India	ESM,2013
6.1	-	7.5	Salto	SOL,2015



Tabla 15: Información Costo Inicial para tecnología Cilindro Parabólica 100MW.

Cilindro parabólico				
C.I. (MUSD/MW)	DNI(kWh/año)	Horas almacenamiento	País	Referencia
100MW				
4.5	1851	10	China	New,2018
4.7	2025	10	China	Lin,2018
7.9	-	14	Chile	Sim,2018

Tabla 16: Información Costo Inicial para tecnología Cilindro Parabólica capacidades y localización desconocidas.

Cilindro Parabólico		
C.I. (MUSD/MW)	Horas almacenamiento	Referencia
Capacidades y Localización desconocidas		
7.3	7.5	Ire,2012
6.3	6	Ire,2012
7.4	9	Ire,2012
7.5	6	Ire,2012
7.7	9	Ire,2012
9.0	12	Ire,2012
10.5	15	Ire,2012
5.8	0	Aly,2018
13.4	15	Aly,2018

Como se puede observar, la información más detallada disponible es para plantas ubicadas en China. También se manifiesta una gran diferencia entre estos emprendimientos y los realizados en otras partes del mundo. Si bien esta diferencia puede deberse a la mejora en los procesos constructivos, que abaratan los costos (ya que los emprendimientos Chinos coinciden con los más actuales), la diferencia parece ser muy grande para deberse únicamente a este factor. Esta tendencia puede observarse también en la Figura 19, en donde se muestran valores de LCOE para centrales instaladas en diferentes zonas del mundo.



Figura 19: LCOE para distintas zonas del mundo. Fuente: REN, 2018.

Finalmente, se presentan los datos propuestos por el System Advisor Model, basados en información que brinda el NREL (National Renewable Energy Laboratory de Estados Unidos). Esta información tiene la gran ventaja de que es muy detallada, indicando valores específicos para diferentes componentes de la planta. En las Tablas 17 y 18 se listan los distintos costos tenidos en cuenta. El detalle de esta información permite estimar con mejor precisión la variación del costo inicial con la disponibilidad de radiación (que incide sobre el tamaño del campo de captación) y con el tamaño del sistema de acumulación, entre otros aspectos.

Para arribar a una comparación con los datos de las Tablas 11-16, se realiza el cálculo del C.I. (MUSD/MW) considerando los casos de 23335 heliostatos con 12.5 horas de almacenamiento y 254 lazos con 12.5 horas de almacenamiento para las tecnologías de Torre y Cilindro respectivamente (configuraciones óptimas según se discute en la sección 4.2).



Tabla 17: Costos específicos implementados para Torre Central.

Torre Central	
Motivo	Costo
Mejoras de terreno	16 (USD/m ²)
Torre costo fijo	3000000 (USD)
Torre exponente	0.0113
Receptor precio de referencia	103000000 (USD)
Receptor área de referencia	1571 m ²
Receptor exponente	0.7
Campo Solar	145(USD/m ²)
Almacenamiento	24 (USD/kWh)
Planta de potencia	1100(USD/kW)
BOP	340(USD/kW)
Terreno	10000(USD/acre)
Costos de mantenimiento fijos	66(USD/kW-año)
Costos de mantenimiento variables	3.5(USD/MWh)
CAPEX(MUSD)	658.3
OPEX(MUSD/año)	8.9
C.I. (MUSD/MW)	6.0



Tabla 18: Costos específicos implementados para Cilindro Parabólico.

Cilindro Parabólico	
Motivo	Costo
Mejoras de terreno	25 (USD/m ²)
Campo Solar	150(USD/m ²)
Sistema de HTF	60 (USD/m ²)
Almacenamiento	65(USD/kWht)
Planta de potencia	1150(USD/kW)
BOP	120(USD/kW)
Terreno	10000(USD/acre)
Costos de mantenimiento fijos	66(USD/kW-año)
Costos de mantenimiento variables	4(USD/MWh)
CAPEX(MUSD)	433.8
OPEX(MUSD/año)	4.5
C.I. (MUSD/MW)	7.9

A continuación se explicita qué se tiene en cuenta en cada ítem:

- Mejoras de Terreno: Es el costo por metro cuadrado de área reflectiva de campo solar que considera la preparación de terreno y equipamiento no incluido en la categoría campo solar.
- Campo solar: Costo por metro cuadrado de campo solar que considera la instalación del mismo, incluyendo mano de obra y equipamiento.



- Almacenamiento: Costo por MWht de capacidad de almacenamiento que considera la instalación del mismo, incluyendo mano de obra y equipamiento.
- Sistema de HTF: Costo por metro cuadrado de campo solar para considerar gastos asociados a la instalación de bombas y cañerías de HTF, incluyendo mano de obra y equipamiento.
- Planta de potencia: Costo por MWe de bloque de potencia (bruto) para considerar la instalación del mismo, incluyendo mano de obra y equipamiento.
- BOP (Balance of Plant): Costo por MWe de bloque de potencia (bruto) para considerar costos adicionales.
- Costos de mantenimiento fijos: Un costo anual fijo proporcional a la potencia instalada.
- Un costo variable anual proporcional a la producción anual total de energía en MWh.

Comparando los valores obtenidos con los relevados en el estudio de bibliografía presentado anteriormente, se ve que el costo al cual se arriba es mayor al presentado en los estudios de China pero menor al del resto de mundo. Esto último puede explicarse por la antigüedad de algunos de los datos recabados. Sin embargo, que los resultados se encuentren comprendidos en el rango obtenido y que la fuente sea el NREL nos brinda cierta seguridad, como para poder seguir adelante utilizando estos valores.

De cualquier modo, dada la diferencia para nada despreciable de los costos encontrados para emprendimientos en China (que resultan ser los más actuales a la misma vez), se decide realizar un análisis alternativo considerando costos iniciales similares a los de los emprendimientos chinos. Para el caso de Torre Central se considera un costo inicial de 5.0 (MUSD/MW) mientras que para el caso cilindroparabólico se toma 6.0 (MUSD/MW). Se puede observar que la mayor diferencia se da en el caso de la tecnología CP. Los resultados de este análisis se presentan en la sección 4.3.

Por último, se compara con los costos iniciales presentados en [SOL,2015], trabajo en el que se obtienen valores de 6.7 (MUSD/MW) y 6.1 (MUSD/MW) para Torre Central y Cilindroparabólico, respectivamente. Cabe destacar que en [SOL,2015] los costos son presentados en euros. Para realizar la conversión, aquí se tomó una tasa euro-dólar de 1.34 (correspondiente a la información disponible de cambio el día de la publicación del trabajo 17/07/2014 [Ine,2018]). Las configuraciones asociadas a estos costos son de 21779 heliostatos y 10 horas de almacenamiento para torre central y 190 lazos y 7.5 horas de almacenamiento para cilindroparabólico (en contraste con los 23335 heliostatos y 12.5 horas de almacenamiento o los 254 lazos y 12.5 horas de almacenamiento del caso anterior). Como se puede observar la mayor diferencia está en la segunda tecnología, aunque por la información presentada anteriormente, parte de esta discrepancia puede deberse a las 5



horas de diferencia en el almacenamiento para los casos considerados. Otra diferencia entre los datos de las Tablas 11-16 y [SOL,2015] es que este último trabajo se trata de un estudio preliminar mientras que la mayoría de los casos relevados son de plantas existentes.

3.3 Costo de Energía en Uruguay (2019)

Según [ADME,2019], en la actualidad el costo más elevado de generación de energía es el asociado a la quema de Gas Oil, situándose entre $214 \frac{USD}{MWh}$ y $253 \frac{USD}{MWh}$ para abril del corriente año. Por otra parte para las centrales vinculadas a la quema de Biomasa y Gas natural suelen obtenerse valores inferiores a los $110 \frac{USD}{MWh}$ mientras que a la energía hidráulica y eólica se le asocia un valor nulo. Por otra parte, una buena referencia para saber el costo de la energía en Uruguay es el precio SPOT. En el corriente año el mismo es nulo en casi todo momento aunque en el mes de Enero llega a alcanzar picos de hasta $157.1 \frac{USD}{MWh}$.



4. Resultados

Los resultados pueden dividirse fácilmente en dos subtipos: físicos y económicos. Dentro de los primeros se muestran los parámetros considerados más relevantes, como la eficiencia óptica, la energía producida anual, la energía vertida, etc. Por otro lado, se obtienen también resultados económicos que consisten en la determinación del LCOE. En este capítulo se presentan los datos considerados de mayor relevancia, aunque también se adjunta (Anexo 2) más información para cada localidad y tecnología.

4.1 Resultados Físicos

En esta sección se analizarán los resultados para las configuraciones elegidas para el caso de Salto, ya que es la de mayor aplicabilidad en nuestro territorio. Como se puede observar en las Tablas 20 y 21, dicha configuración es de 23335 heliostatos y 12.5 horas de almacenamiento para torre central y 254 lazos con las mismas horas de almacenamiento para cilindroparábólico. Como se mencionó anteriormente, uno de los parámetros de mayor importancia es la eficiencia óptica. Esta refiere a la fracción de la energía incidente en el campo que llega al receptor (tanto TC como CP). El modelado de los factores asociados a este concepto pueden dividirse en dos tipos: valores fijos (independientes de la hora y día) y variables. Los valores fijos más relevantes considerados son la reflectividad y suciedad de los espejos, absorptividad del receptor y transmisividad del vidrio (este último solo aplica para la tecnología CP).

Por otra parte se tienen en cuenta distintos factores que variables en el tiempo, como pueden ser las sombras generadas sobre los heliostatos (por otros heliostatos o por la torre) y factores ópticos dependientes del ángulo incidente. El caso de torre central resulta más difícil de analizar debido a que se tiene un rendimiento óptico según el heliostato considerado por el distinto posicionamiento de los mismos respecto al receptor (característica que no se da en el caso cilindro parabólico). En las Figuras 20-22 se presentan datos horarios de eficiencia óptica para ambos casos.

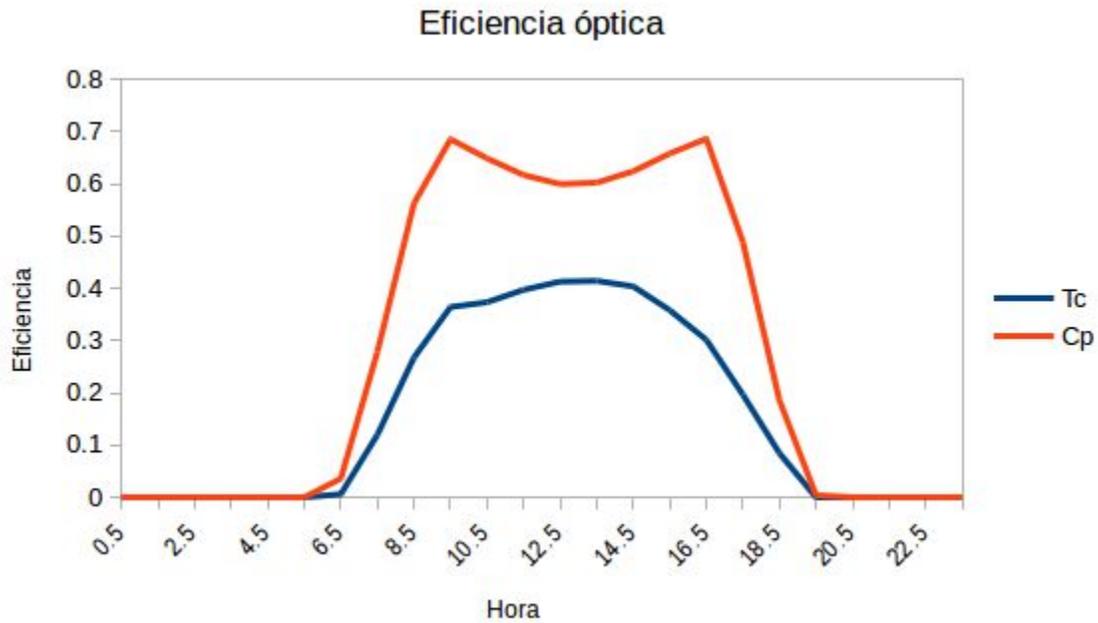


Figura 20: Eficiencia óptica promedio horario anual para ambas tecnologías.
Fuente: Elaboración propia utilizando SAM.

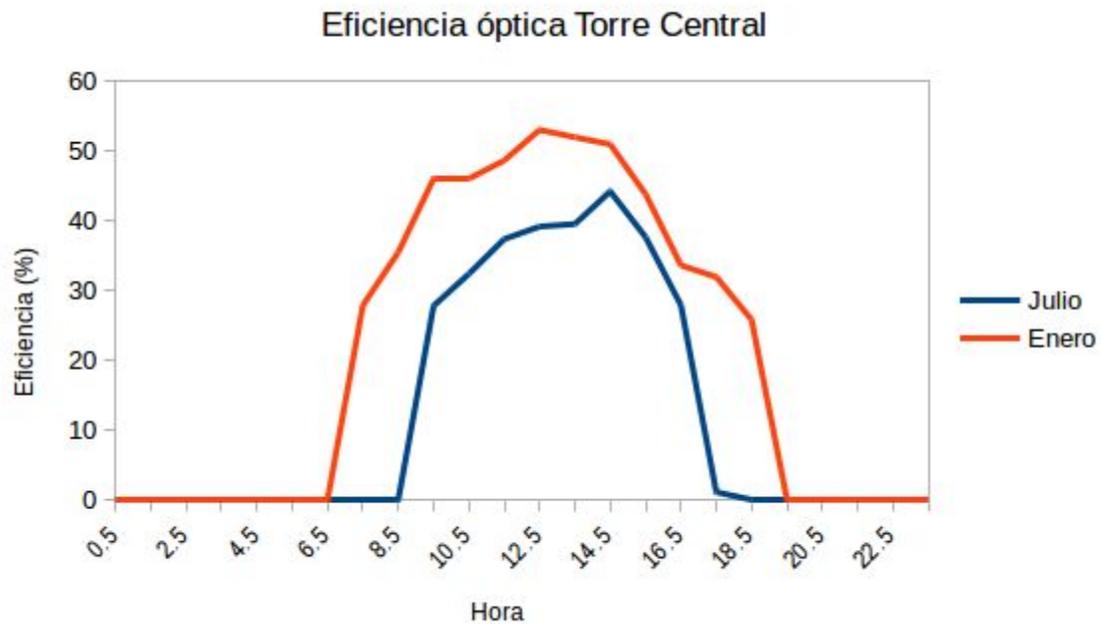


Figura 21: Eficiencia óptica promedio horario para los meses de Enero y Julio tecnología Torre Central.
Fuente: Elaboración propia utilizando SAM.

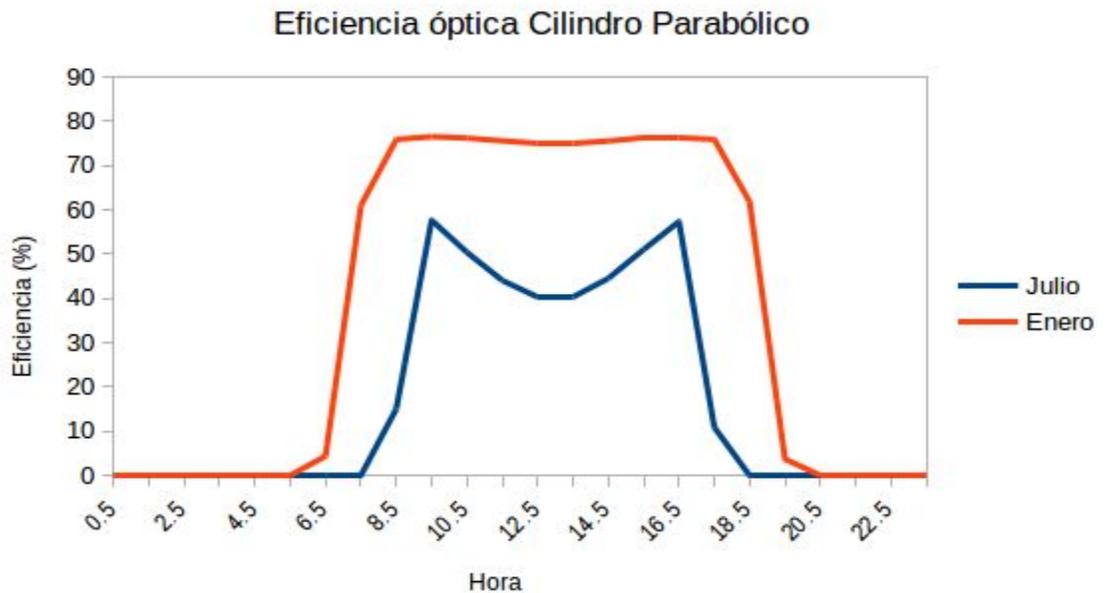


Figura 22: Eficiencia óptica promedio horario para los meses de Enero y Julio tecnología Cilindro Parabólico.
Fuente:Elaboración propia utilizando SAM.

Se observa que la eficiencia óptica de la tecnología cilindroparabólica no presenta su máximo en horas del mediodía solar. Esto se debe a que el seguimiento elegido es el E-W (eje N-S). En invierno, para los colectores colocados con su eje en dirección N-S, el ángulo de incidencia de la radiación sobre los receptores en el mediodía, es mayor que en momentos cercanos a los extremos. Esto no es tan así en el verano, época en el que el sol al mediodía se ubica más cerca de la vertical del lugar.

Por otro lado, se ve que la eficiencia óptica de la tecnología de Torre Central es menor que en la tecnología cilindroparabólica, lo que puede explicarse por las mayores distancias existentes entre los heliostatos y el receptor.

Dentro de este parámetro se encuentra incluido un término correspondiente a la energía vertida. Éste se debe a que el almacenamiento no se diseña de forma de ser capaz de acumular toda la energía que llega en la situación más favorable, ya que esto implicaría un costo elevado y a partir de cierto momento ya no se vuelve redituable. El vertido se lleva a cabo mediante el desenfoque de los helióstatos o espejos.

A continuación (Tabla 19) se presenta la energía neta producida anual y vertida para los 5 departamentos, aunque para configuraciones diferentes considerando la optimización realizada en la sección siguiente, en las Tablas 20 y 21. Esta diferencia en la cantidad de heliostatos, lazos y horas de almacenamiento es lo que justifica, por ejemplo, la mayor energía neta producida anual en Colonia respecto a Salto.



Tabla 19: Resultados anuales para ambas tecnologías considerando las configuraciones presentadas en la Tablas 20 y 21.

Tecnología	Energía neta producida anual (GWh)	Energía Incidente en campo (GWh)	Rendimiento total(%)	Energía Vertida (GWht)
Salto				
Cilindro Parabólico	229.0	1668.5	13.7	93.6
Torre Central	442.5	2926.6	15.1	117.4
Colonia				
Cilindro Parabólico	227.8	1662.2	13.7	79.9
Torre Central	450.8	3108.6	14.5	143.7
Montevideo				
Cilindro Parabólico	221.7	1637.8	13.5	93.6
Torre Central	425.2	2872.7	14.8	131.9
Rivera				
Cilindro Parabólico	238.4	1762.2	13.5	82.7
Torre Central	439.5	2926.7	15.0	61.7
Rocha				
Cilindro Parabólico	206.1	1530.6	13.5	70.3
Torre Central	415.7	2862.4	14.5	85.3

En general se observa que, debido a la optimización del campo solar para cada localidad, no existen grandes variaciones en el rendimiento total. Sin embargo, sí se observan diferencias en la energía vertida (obteniendo valores menores conforme aumenta las horas de almacenamiento). En la Tabla 20 se puede observar que tanto las configuraciones de Salto y Montevideo como las de Rivera y Rocha coinciden. Para estas configuraciones, Salto y Rivera presentan el mejor comportamiento, lo que es esperable debido a las mejores condiciones meteorológicas en comparación con Montevideo y Rocha, respectivamente.

Por último se presenta la energía neta entregada a la red en escala horaria promediada en el año para ambas tecnologías (Fig. 23), y para los meses de Enero y Julio para Torre (Fig. 24) y Cilindro (Fig.25).

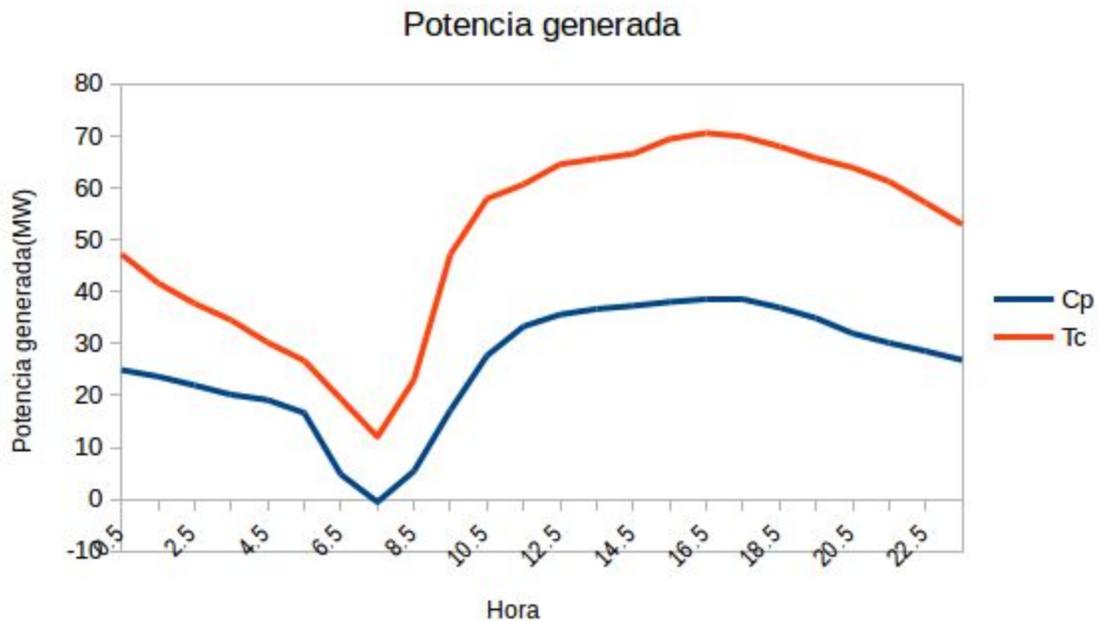


Figura 23: Potencia entregada a la red promediada anual por tecnología.
Fuente: Elaboración propia utilizando SAM.

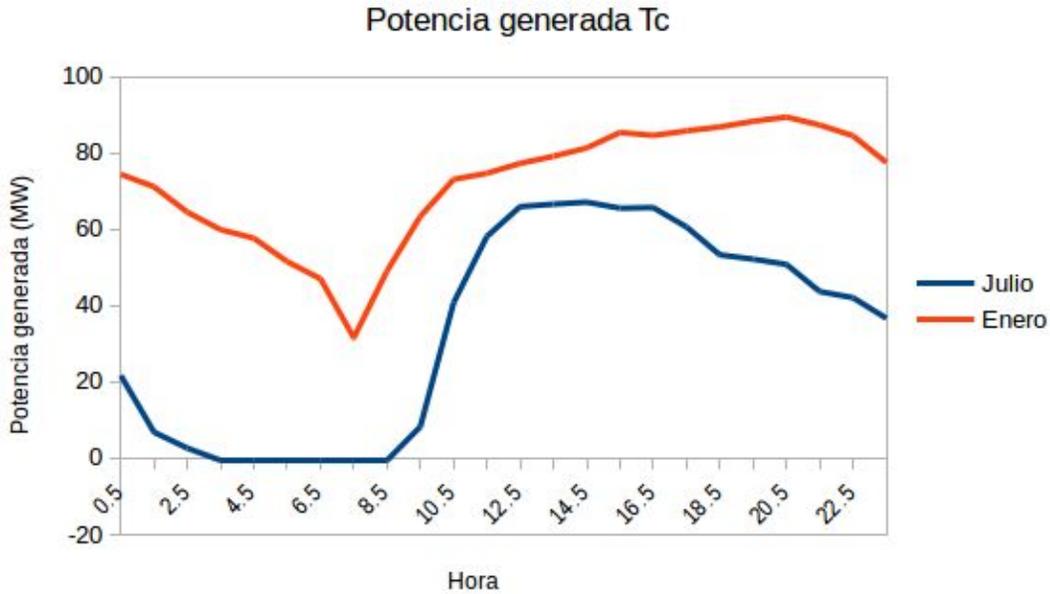


Figura 24: Potencia entregada a la red promediada horaria en los meses de Enero y Julio tecnología Torre Central. Fuente:Elaboración propia utilizando SAM.

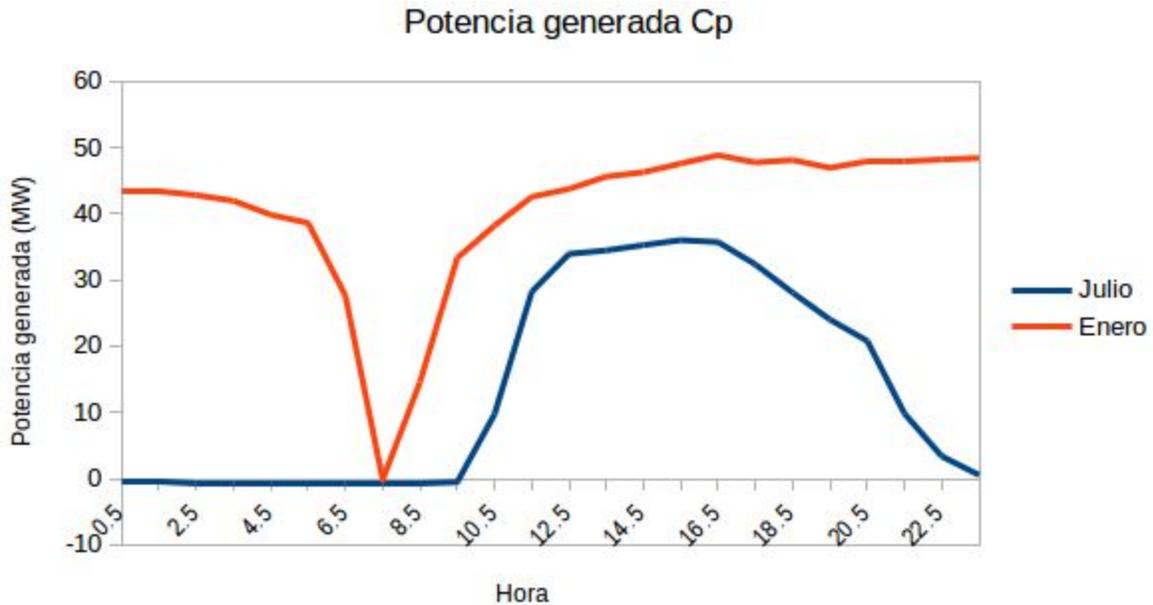


Figura 25: Potencia entregada a la red promediada horaria en los meses de Enero y Julio tecnología Cilindroparabólica. Fuente:Elaboración propia utilizando SAM.

Se observa que durante el mes de Enero la tecnología TC es capaz de suministrar potencia a la red de forma continua, mientras que CP se comporta de forma similar salvo por la hora previa al amanecer. Por otra parte, en Julio existen varias horas para las cuales no se genera energía. El resultado anual (Fig. 23) muestra un comportamiento similar para ambas tecnologías (considerando el distinto dimensionamiento).

4.2 Optimización de campo solar (LCOE)

Partiendo de tamaños de campos solares propuestos en [SOL,2015] se decide realizar una optimización del mismo utilizando como parámetro de optimización el LCOE (el cual fue detallado en la sección 2.4.3.1.).

En las Figuras 26 y 27 se presenta el proceso optimización para Salto considerando ambas tecnologías. Este procedimiento fue realizado para todas las localidades donde hay datos disponibles lo que se explicita en el Anexo 1.

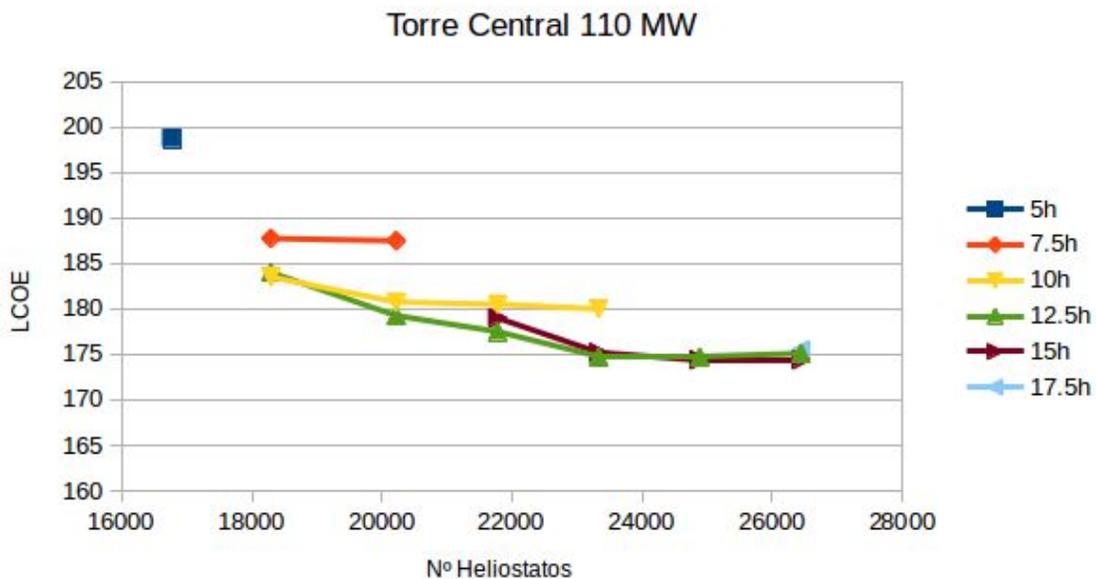


Figura 26: Método optimización LCOE Torre Central. Localización: Salto. Fuente:Elaboración propia.

Como se mencionó anteriormente, se busca minimizar el LCOE, el cual llega a un valor relativamente constante a partir de los 23335 heliostatos para almacenamientos de 12.5, 15 y 17.5 horas. En este caso, como la diferencia obtenida no es relevante, se opta por la opción de menor inversión inicial, es decir 23335 heliostatos con almacenamiento de 12.5h.

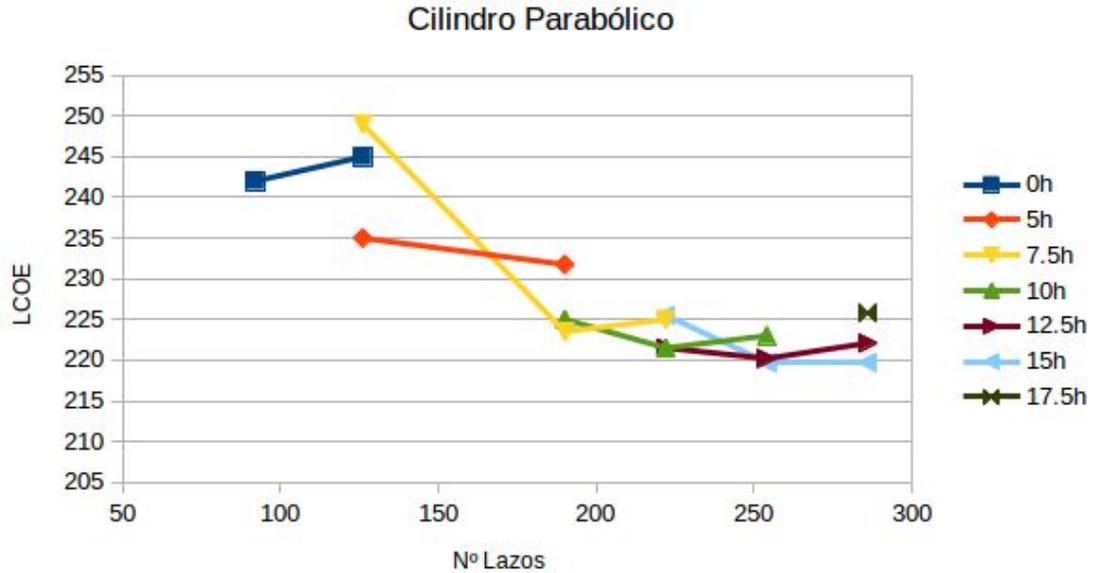


Figura 27: Método optimización LCOE Cilindro Parabólico. Localización: Salto. Fuente: Elaboración propia.

Siguiendo un criterio similar al mencionado se opta por una configuración de 254 lazos y 12.5 horas de almacenamiento para la tecnología cilindro parabólico.

Las Tablas 20 y 21 muestran los resultados de LCOE para cada localización, optimizando el tamaño del campo (N° de lazos o helióstatos) y del sistema de acumulación. En el Anexo 1 se muestra una tabla con valores de LCOE para casos diferentes a los considerados óptimos considerando todas las localidades.



Tabla 20: Campo Solar optimizado por departamento tecnología Torre Central 110 MW. Fuente: elaboración propia.

Torre Central 110 MW			
Departamento	Nº Heliostatos	Horas Almacenamiento	LCOE(USD/MWh)
Salto	23335	12.5	174.7
Colonia	24891	12.5	176
Montevideo	23335	12.5	181.8
Rivera	24891	15	184.3
Rocha	24891	15	194.7

Tabla 21: Campo Solar optimizado por departamento tecnología Cilindro Parabólica 55 MW. Fuente: elaboración propia.

Cilindro Parabólico 55 MW			
Departamento	Nº lazos	Horas Almacenamiento	LCOE(USD/MWh)
Salto	254	12.5	220
Colonia	254	12.5	220.9
Montevideo	254	12.5	227.3
Rivera	286	15.0	236.1
Rocha	254	12.5	243.7



4.2.1 Comparación con resultados de SOLIDA

Una vez obtenida la configuración óptima para cada departamento y el LCOE las mismas con el fin obtener resultados comparables con los presentados en [SOL,15] se añade un componente inflacionario para los costos OPEX (2%) y un componente de degradación anual de generación eléctrica (0.2%).

Tabla 22: LCOE considerando inflación en costos OPEX y degradación por departamento tecnología Torre Central 110 MW. Fuente: Elaboración propia.

Torre Central 110 MW					
Departamento	Nº Helioestatos	Horas Almacenamiento	LCOE previo (USD/MWh)	LCOE (USD/MWh)	Variación (%)
Salto	23335	12.5	174.7	180.3	3.2
Colonia	24891	12.5	176	181.8	3.3
Montevideo	23335	12.5	181.8	187.5	3.1
Rivera	24891	15	184.3	190.2	3.2
Rocha	24891	15	194.7	200.9	3.2



Tabla 23: LCOE considerando inflación en costos OPEX y degradación por departamento tecnología Cilindro Parabólico 55 MW. Fuente: elaboración propia.

Cilindro Parabólico 55 MW					
Departamento	Nº lazos	Horas Almacenamiento	LCOE previo (USD/MWh)	LCOE (USD/MWh)	Variación (%)
Salto	254	12.5	220	226.4	2.9
Colonia	254	12.5	220.9	227.6	3.0
Montevideo	254	12.5	227.3	233.7	2.8
Rivera	286	15.0	236.1	242.5	2.7
Rocha	254	12.5	243.7	251.1	3.0

Por último, se extiende el período de amortización y análisis económico a 25 años. Cabe destacar que a partir del año 20 las exoneraciones fiscales ya no tendrán validez por lo que aumenta el monto a desembolsar por concepto de impuestos. Este análisis se realiza únicamente para la localidad de Salto con las configuraciones seleccionadas obteniendo los siguientes resultados.

Tabla 24: LCOE período de estudio 25 años, incluyendo inflación y degradación. Fuente: Elaboración propia.

LCOE previo (USD/MWh)	LCOE (USD/MWh)	LCOE 25 años (USD/MWh)	LCOE SOLIDA (€/MWh)	Tipo de cambio (USD/€)	LCOE SOLIDA (USD/MWh)
Torre Central 110 MW					
174.7	180.3	171.0	142.0	1.34	190.3
Cilindro Parabólico 55 MW					
220	226.4	213.9	181.7	1.35	243.5

Si bien existen algunas incertidumbres en cuanto a los costos iniciales y tipo de cambio, los resultados muestran una disminución del LCOE respecto al estudio previo [SOL,2015]. Esto se explica por la mejor optimización del campo solar llegando a configuraciones que, si bien involucran una mayor inversión inicial, son capaces de absorber mayor cantidad de energía solar. Este fenómeno explica, por ejemplo, la gran diferencia observable en la tecnología cilindroparabólica, ya que se pasa de un campo menor con tan solo 7.5 horas de almacenamiento a uno con 12.5 horas. Algo similar (aunque con menos diferencia entre los casos) se puede observar en la tecnología de torre central.

4.3 Sensibilidad

Se realiza un análisis de sensibilidad del LCOE considerando variaciones tanto favorables como desfavorables de la inversión inicial y la energía producida. Este análisis fue realizado para el departamento de Salto ya que se comprobó que es donde se obtienen mejores resultados.

Tabla 25: Análisis de sensibilidad del LCOE a la variación de la inversión inicial y de la energía generada, para ambas tecnologías. Fuente: elaboración propia.

	Caso base	Inversión inicial		Energía generada	
Variación	-	+5%	-5%	+5%	-5%
Torre Central	174.7	182.6	167.7	166.5	183.7
Cilindro parabólico	220.3	230.5	209.9	209.9	231.5
Variación LCOE Torre (%)	-	-4.5	4.0	-4.7	5.2
Variación LCOE Cilindro (%)	-	-4.6	4.7	-4.7	5.0

Se puede ver que ante variaciones de ambas magnitudes el LCOE presenta un comportamiento similar lo que se explica por la fuerte dependencia del mismo respecto de estos parámetros dejando la dependencia respecto a otros (como ser costos de operación, impuestos a pagar, etc) en un segundo lugar.

Por otra parte, como se muestra en la Fig.19, existe gran disparidad entre emprendimientos en China y el resto del mundo. Por este motivo se realiza el mismo análisis considerando los costos iniciales estimados para esta zona del mundo expuestos en 2.4.1. para la configuración y datos meteorológicos en la localización de Salto. Los valores de C.I. utilizados, así como los resultados obtenidos, son comparados con los expuestos en las Tablas 17,18,20 y 21.

Tabla 26: LCOE a partir de costos iniciales obtenidos de fuentes Chinas. Fuente: elaboración propia.

Tecnología	C.I. (MUSD/MW)	Variación C.I. (%)	LCOE	Variación LCOE (%)
Torre	5.0	-16.7	148.4	-15.0
Cilindro	6.0	-24.0	168.8	-23.3

Vemos que si la tendencia mundial fuera seguir los costos de la tecnología China este tipo de emprendimientos sería mucho más competitivo. Se verifica la variación casi proporcional de los valores de LCOE con los valores de C.I..

4.4 Simulación con datos meteorológicos medidos

Como se mencionó anteriormente, los datos meteorológicos utilizados hasta el momento corresponden a un año típico fabricado a partir de series de datos de varios años, medidos y estimados. Particularmente, los datos base de DNI son estimados por modelo difusa y GHI estimados por satélite, con alta incertidumbre debido al paso de modelar la difusa en forma estadística. Actualmente se están tomando medidas directas en Salto y se logró acceder a un año real en este sitio. De cualquier forma los datos aún no están completamente procesados por lo que se pueden encontrar algunos huecos en la serie. Por ejemplo, los datos de DNI en la primer y última hora de sol suelen ser negativos. En adición, algunos valores en el medio tienen el mismo comportamiento. También se pueden observar valores no disponibles.

El tratamiento de datos que se eligió para realizar la simulación fue el siguiente: a los valores negativos de radiación se les asigna un valor nulo, ya que como la mayoría se encuentran en los extremos del día se cree que este resultado es un error que se puede asociar a la poca radiación incidente. Por otro lado, para los datos no disponibles se procedió a sustituirlos por los datos correspondientes al mismo instante del año meteorológico típico. A continuación se listan en una tabla la cantidad de valores que fueron tratados según cada concepto.

Tabla 27: Tratamiento de datos. Fuente: elaboración propia.

	Directa	Difusa	Tbs	Tbh	Presión	Dir. viento	Vel. viento
Nº de medidas tratados	1149	285	56	617	594	589	589
% de año	13.12	3.25	0.64	7.04	6.78	6.72	6.72



Como se puede observar, el mayor problema se encuentra en la medida de radiación directa. Sin embargo, se cree que al aproximar los valores negativos (1093) por cero no se comete un error significativo por lo que se decide realizar la simulación de igual modo. En la Tabla 28 se observa que la radiación total directa anual (suma de valores de DNI en el año) resultante para el año real es muy similar al valor correspondiente en el año típico, mientras que los valores de temperatura y temperatura de bulbo húmedo promedio, difieren en 1°C y 1.7°C, respectivamente.

Tabla 28: Comparación datos Reales y Satelitales. Fuente: elaboración propia.

	Radiación directa (DNI, kWh/m ² año)	Temperatura bulbo seco promedio (°C)	Velocidad de viento promedio (m/s)	Temperatura bulbo húmedo promedio (°C)
Salto Satelital	1897.5	19.3	4.0	13.7
Salto medido	1872.4	20.3	1.6	15.4

Tabla 29: Resultados obtenidos datos medidos. Fuente: elaboración propia.

Tecnología	Energía producida anual AMT (GWh)	Energía producida anual (GWh)	Variación Energía producida (%)	Energía Vertida anual AMT (GWht)	Energía Vertida anual (GWht)	Variación Energía Vertida (%)
Cilindro Parabólico	226.3	214.7	-5.1	84.6	110.0	30.0
Torre Central	442.5	426.9	-3.5	117.4	218.3	86.0

Se observa una leve variación en la energía producida de hasta 5%, pero a la vez, un aumento considerable en la energía vertida. Esto se puede explicar porque los datos “reales” utilizados son valores de un año en particular, con valores de DNI por encima de los del año meteorológico típico en horas de alta radiación (ver Tabla 30 y Figura 28). Estos picos generan una saturación del sistema de acumulación, generando que haya mayores cantidades de energía vertida (no aprovechada). Por otro lado, la presencia de “huecos” en la información puede haber causado una disminución en la radiación disponible, y por ende, en la energía producida.

Tabla 30: Información año meteorológico .Fuente: elaboración propia.

Año meteorológico	Máximo DNI (W/m^2)	Valores superiores a $900 W/m^2$	Valores superiores a $950 W/m^2$
AMT	951.0	254	1
Real	1042.5	601	312

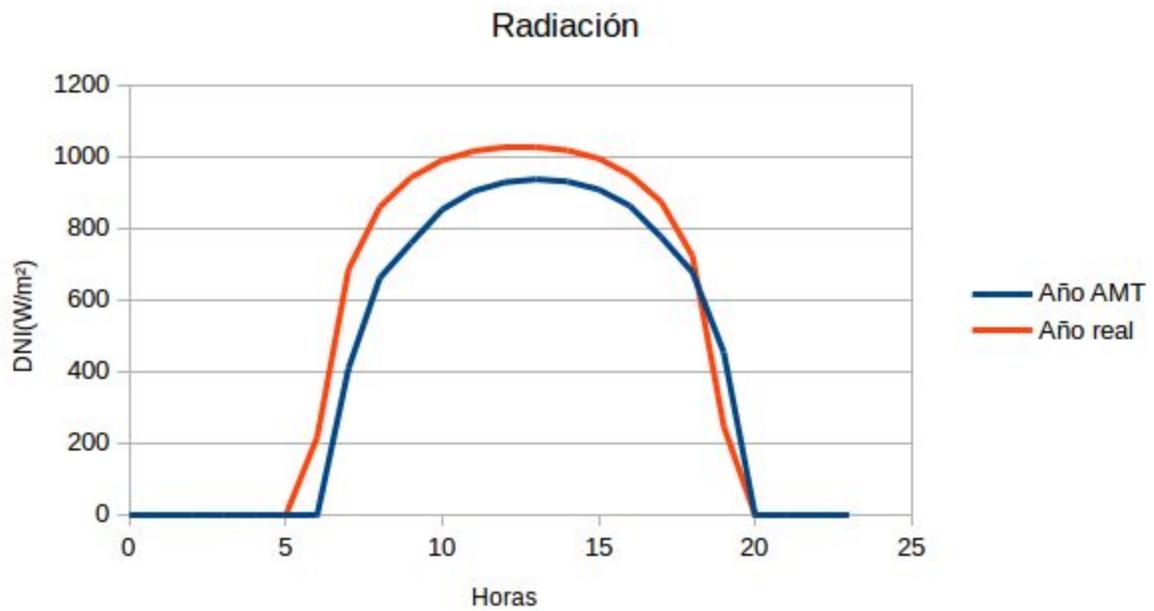


Figura 28: Diferencia año meteorológico AMT y rea para un día de enero. Fuente: Elaboración propia.



5. Conclusiones

En el presente trabajo se realizó un estudio de simulación de centrales de concentración solar para generación de electricidad, de tecnologías Cilindroparabólica y de Torre Central.

Se desarrollaron modelos para la simulación de diferentes aspectos de ambas tecnologías, logrando así adquirir un conocimiento acabado sobre los diferentes aspectos que afectan al comportamiento y eficiencia de estas plantas. Asimismo, se trabajó con el programa System Advisor Model (SAM). Los resultados obtenidos con ambos modelos (desarrollado aquí y SAM), así como los obtenidos por la empresa SOLIDA en un trabajo anterior, son muy similares.

Se realizaron simulaciones de plantas TC y CP de 100 MWe y 50 MWe, respectivamente, ubicadas en las cinco ciudades del Uruguay para las que se cuenta con un año meteorológico típico (AMT). Por otra parte, se hizo un estudio económico para cada caso implementado. Combinando la realización de simulaciones con el estudio económico, se hizo un estudio de optimización, variando los tamaños del campo solar y del sistema de acumulación.

Se observa que un aumento en las horas de almacenamiento lleva a un decremento de la energía vertida logrando así un aumento en el rendimiento total, fenómenos que deben balancearse con el aumento en la inversión inicial asociado a este parámetro. Este análisis, junto con variaciones en las dimensiones del campo solar, lleva a distintas configuraciones óptimas por departamento. Se puede observar que éstas configuraciones, para TC, resultan en una cantidad menor de helióstatos para las localidades de Salto y Montevideo respecto de las demás (23335 contra 24891 de las otras localidades). Para CP, la optimización resulta en 254 lazos para todas las localidades salvo Rivera, en donde el resultado es de 286. En cuanto al almacenamiento, en todos los casos resulta mayor o igual a 12.5 horas, llegando a 15 horas en Rivera para ambas tecnologías y en Rocha para el caso de TC.

Dentro de los casos estudiados se concluye que la tecnología de TC de 100 MWe conduce a menores valores de LCOE, aunque este análisis es muy sensible a variaciones en la inversión inicial, parámetro en el cual existe gran incertidumbre. Por otro lado, se encontró que la tendencia global de los costos viene en descenso, en especial a partir de la incursión de China en este tipo de proyectos lo que lleva a pensar que este tipo de tecnologías se volverán aún más competitivas en el futuro.

En base a los cálculos realizados, se encontró que los valores de rendimiento total, para las configuraciones óptimas de cada localidad, se encuentran en rangos acotados de 14.5%-15.1% para TC y 13.5%-13.7% para CP.

A partir de los valores de costos considerados como referencia, realizando un el análisis económico a 20 años, con una tasa de descuento del 8% y considerando posibles exoneraciones fiscales, se determinó que tanto para TC como para CP la localización más



adecuada para este tipo de emprendimiento es Salto, obteniendo un valor de LCOE de 174.7 (USD/MWh) y 220 (USD/MWh) respectivamente. Del análisis de sensibilidad, se observa una variación proporcional del LCOE, tanto con el costo inicial como con la energía anual producida.

Si los costos iniciales empleados son más cercanos a los de los emprendimientos chinos, los resultados de LCOE decrecen hasta valores de 148.4 (USD/MWh) y 168.8 (USD/MWh) para TC y CP, respectivamente.

Cabe resaltar que en este trabajo no se analizó la opción de inversión con capital mixto (incluyendo préstamos bancarios). Se espera que los valores de LCOE puedan ser menores si se considera esta variante.



6. Referencias

[ADME,2019] Administración del mercado Eléctrico (ADME). Disponible <http://adme.com.uy/>. Accedido en 02/2019.

[Aly,2018] A. Aly, et al., Is Concentrated Solar Power (CSP) a feasible option for Sub-Saharan Africa?: Investigating the techno-economic feasibility of CSP in Tanzania, *Renewable Energy* (2018), <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.065>

[Aso,2018] , Protermo Solar, Asociación Española para la promoción de la Industria Solar, “Proyectos Termosolares” . Disponiible en <https://www.protermosolar.com/proyectos-termosolares/proyectos-en-el-exterior/>. Accedido en 02/2019.

[Cli,2008] K.H. Clifford, Sandia National Laboratories, “Software and Codes for Analysis of Concentrating Solar Power Technologies”, 2008.

[Ebe,2016] M. Ebert, D.Benitez, M. Röger, R. Korzynietz, J.A. Brioso. “Efficiency determination of tubular solar receivers in central receiver systems.”, *Solar Energy*, 139 (1), 179-189, 2016.

[ESM,2013] Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), “Development of Local Supply Chain: The Missing Link for Concentrated Solar Power Projects in India”, 2013.

[Duf,1974] J.A. Duffie and W. A. Beckman, “Solar Engineering of Thermal Processes”, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison, 1974.

[Fun,2012] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, Comunidad de Madrid, España, “Guía técnica de la energía Solar Termoeléctrica”,2012.

[For,2003] R.Forrinstall, National Renewable Energy Laboratory (NREL), “Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver”, 2003.

[Glo,2015] , Globedia, 2015 “Tecnología y Marca España: Abengoa construye en Chile el mayor complejo solar de Ibero América.”. Disponible en <http://uy.globedia.com/tecnologia-marca-espana-abengoa-construye-chile-mayor-complejo-solar-ibero-america>. Accedido en 02/2019.

[Ine,2018] Instituto Nacional de Estadística , disponible en http://www.ine.gub.uy/web/guest/cotizacion-de-monedas?p_auth=eOmUQdbN&p_p_id=listar_cotizaciondemonedasjsf_WAR_cotizaciondemonedasportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=2&p_p_col_pos=1&listarcotizaciondemonedasjsf_WAR_cotizaciondemonedasportlet_facesViewIdRender=%2Fviews%2Flistar-cotizacion-de-monedas-jsf%2Fview.xhtml , accedido en 02/2019.



[IRE,2012] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Concentrating Solar Power, Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series”, 2012.

[IRE,2016] International Renewable Energy Agency (IRENA), “The power to change: Solar and wind cost reduction potential to 2025”,2016.

[IRE,2018] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Solar Energy”, 2019. Disponible <https://www.irena.org/solar>. Accedido en 02/2019.

[Lin,2018] R. Ling-zhi,Z. Xin-gang, Z. Yu-zhuo, L. Yan-bin “The economic performance of concentrated solar power industry in China”, 2018.

[MIE,2017] Ministerio de Industria, Energía y Minería, Uruguay, “Balance Energético Nacional”,2017.

[Mon,2019] M.J. Montes, A. Abánades, J.M. Martinez-Val, M. Valdés, “Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors”, 2009.

[New,2018] New Energy Update, 2018, “CSP capex costs fall by almost half as developers shift towards China and Middle East”, 2018. Disponible en <http://newenergyupdate.com/csp-today/csp-capex-costs-fall-almost-half-developers-shift-towards-china-and-middle-east>. Accedido en 02/2019.

[New,2019] New Energy Update, 2018, “CSP mini tower developer predicts costs below \$50/MWh”,2018. Disponible en <http://newenergyupdate.com/csp-today/csp-mini-tower-developer-predicts-costs-below-50mw>. Accedido en 02/2019.

[NREL,2018a] National Renewable Energy Laboratory, EEUU, “Concentrating Solar Power Projects by Technology”, 2018. Disponible en <https://solarpaces.nrel.gov/by-technology> Accedido en 02/2019.

[NREL,2018b] National Renewable Energy Laboratory, EEUU, “Annual Technology Baseline”, 2018.

[Pat,2006] A.M. Patnode, “Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants”, Tesis de Maestría, University of Wisconsin-Madison, 2006.

[REN,2018] REN 21, “Renewables 2018 Global Status Report”,2018.

[San, 2016] M.J. Santos, R.P. Merchán, A. Medina, A. Calvo Hernández, ”Seasonal thermodynamic prediction of the performance of a hybrid solar gas-turbine power plant,”, 2016.



[Sim, 2018] Y. Simsek, C.Mata-Torres, R. Escobar, J.M. Cardemil, “Incentives and Financial Conditions Effect Analysis on Levelized Cost of Electricity (LCOE) and Government Cost for Concentrated Solar Power (CSP) Projects in Chile”, 2018.

[Sol,2015] SOLIDA Energías Renovables, “Análisis de pre-factibilidad para el desarrollo de la energía termosolar en Uruguay”, 2015. Disponible en <http://www.energiasolar.gub.uy/images/Solar%20de%20Concentracion/Consultoria%20Solida%202015/informe%20%20prefactibilidad%20csp.pdf>

[Sol,2018] Solutia, “Therminol VP-1”, Disponible en <http://tw.t.mpei.ac.ru/tthb/hedh/htf-vp1.pdf>. Accedido en 02/2019.

[Sno,2016] M.Snoeck, Curso Proyecto de Ingeniería Industrial Mecánica, Facultad de Ingeniería, UdelaR, Uruguay, “Pautas para la evaluación económica, financiera y social”, 2016.

[Wag,2011] M. J. Wagner and P. Gilman, ”Technical Manual for the SAM Physical Trough Model”, National Renewable Energy Laboratory, EEUU, 2011.

[Wag,2008] M. J. Wagner, ”Simulation and Predictive Performance Modeling of Utility-Scale Central Receiver System Power Plants”, National Renewable Energy Laboratory, EEUU, 2008.

[Yan,2018] S.Yang, X. Zhu and W. Guo, School of Economics and Management, North China Electric Power University, “Cost-Benefit Analysis for the Concentrated Solar Power in China”,2018.



Anexos

Anexo 1

En este anexo se presenta la optimización realizada para cada localidad considerando distintos tamaños de campo solar y horas de almacenamiento.

Salto

Tabla 31: LCOE para distintas configuraciones de Torre Central 110 MW en Salto. Fuente: Elaboración propia.

Almacenamiento						
Nº Heliostatos	5h	7.5h	10h	12.5h	15h	17.5h
16770	198.7	-	-	-	-	-
18295	-	187.75	183.5	184	-	-
20223	-	187.5	180.75	179.25	-	-
21780	-	-	180.5	177.5	179	-
23335	-	-	180	174.7	175.2	-
24891	-	-	-	174.7	174.4	-
26447	-	-	-	175.1	174.4	175.5

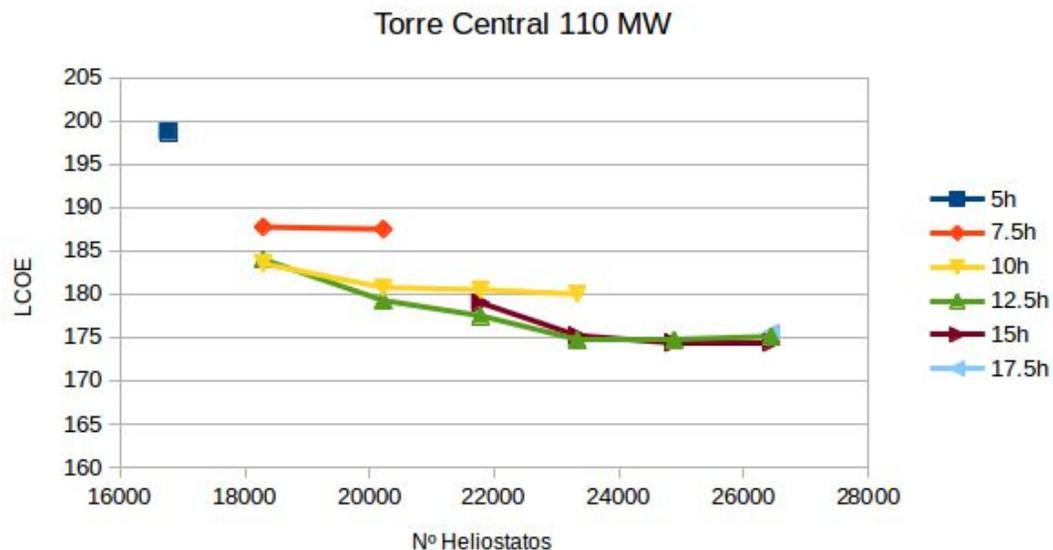


Figura 29: Método optimización LCOE Torre Central. Localización: Salto. Fuente:Elaboración propia.



Tabla 32: LCOE para distintas configuraciones de Cilindro Parabólico 55 MW en Salto. Fuente: Elaboración propia.

Almacenamiento							
Nº Lazos	0h	5h	7.5h	10h	12.5h	15h	17.5h
92	242	-	-	-	-	-	-
126	245	235	249	-	-	-	-
190	-	231.75	223.5	225	-	-	-
222	-	-	225	221.5	221.5	225.5	-
254	-	-	-	223	220.2	219.7	-
286	-	-	-	-	222.1	219.7	225.8

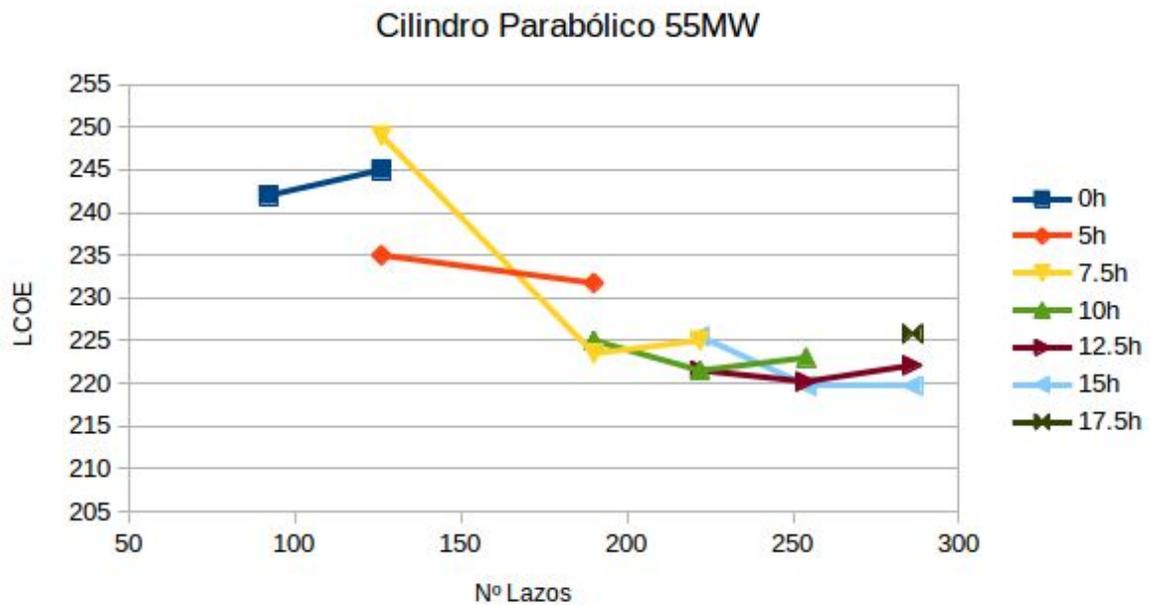


Figura 30: Método optimización LCOE Cilindro Parabólico. Localización: Salto. Fuente: Elaboración propia.

Colonia

Tabla 33: LCOE para distintas configuraciones de Torre Central 110 MW en Colonia. Fuente: Elaboración propia.

Almacenamiento				
Nº Heliostatos	10h	12.5h	15h	17.5h
21780	180.8	178.4	181.1	-
23335	180.3	176.4	177.5	-
24891	181.3	176.0	176.4	-
26447	-	176.3	176.0	177.7

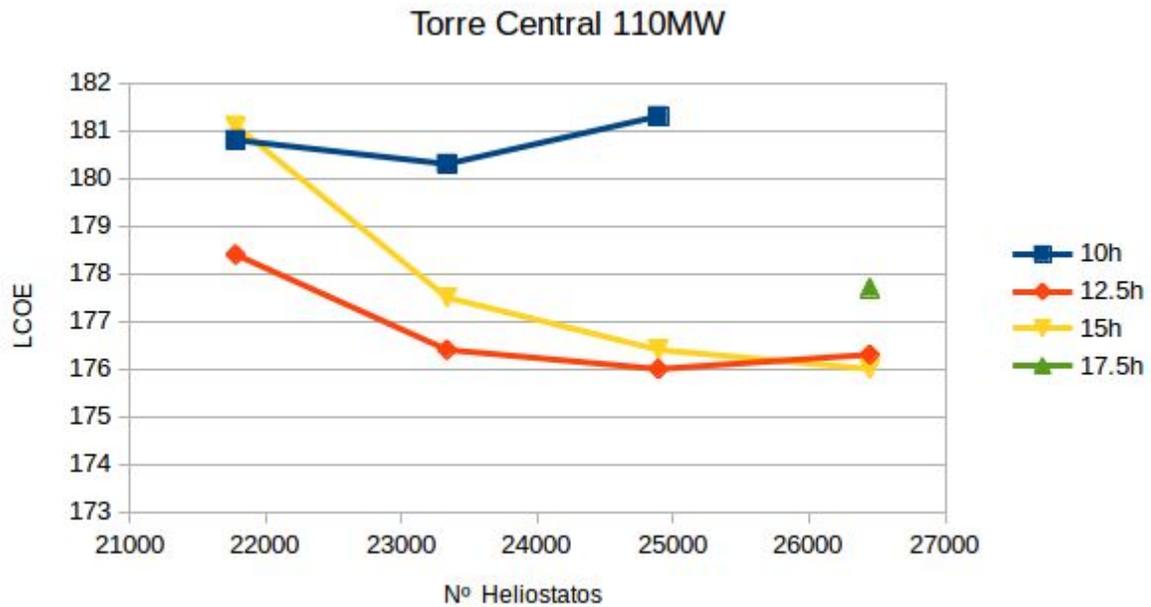


Figura 31: Método optimización LCOE Torre Central. Localización: Colonia. Fuente:Elaboración propia.

Tabla 34: LCOE para distintas configuraciones de Cilindro Parabólico 55 MW en Colonia. Fuente: Elaboración propia.

Almacenamiento			
Nº Lazos	10h	12.5h	15h
222	223	224.1	-
254	222.6	220.9	223.1
286	225.9	221.5	221.9
318	-	-	221.8

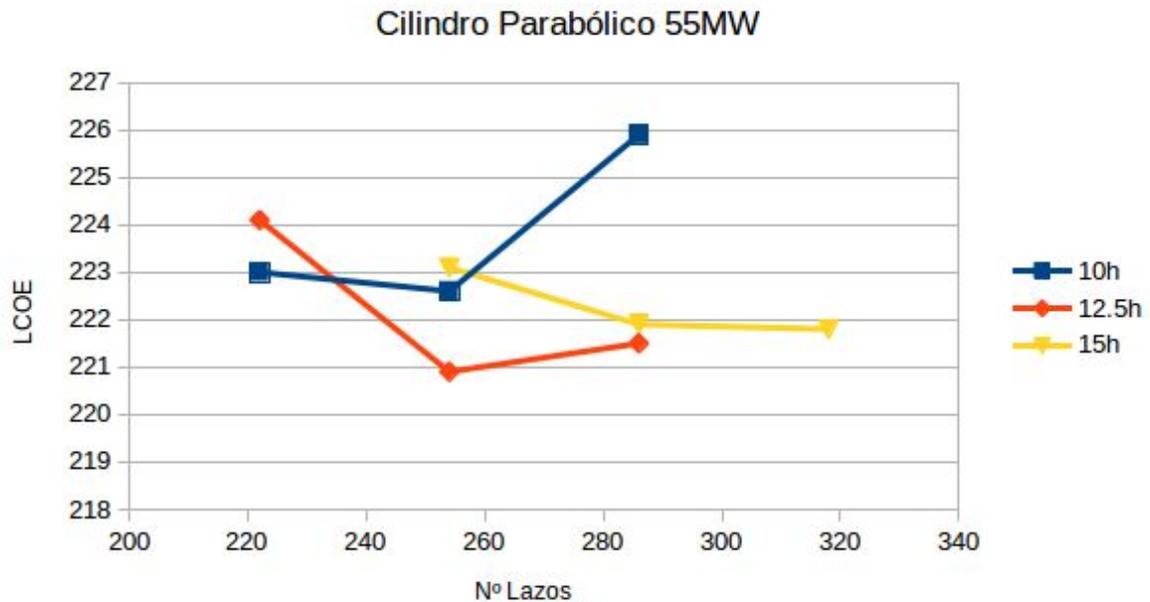


Figura 32: Método optimización LCOE Cilindro Parabólico. Localización: Colonia. Fuente: Elaboración propia.

Montevideo

Tabla 35: LCOE para distintas configuraciones de Torre Central 110 MW en Montevideo. Fuente: Elaboración propia.

Almacenamiento			
Nº Heliostatos	10h	12.5h	15h
21780	187.1	183.0	185.3
23335	186.9	181.8	182.6
24891	188.1	182.2	182.2
26447	-	-	182.1

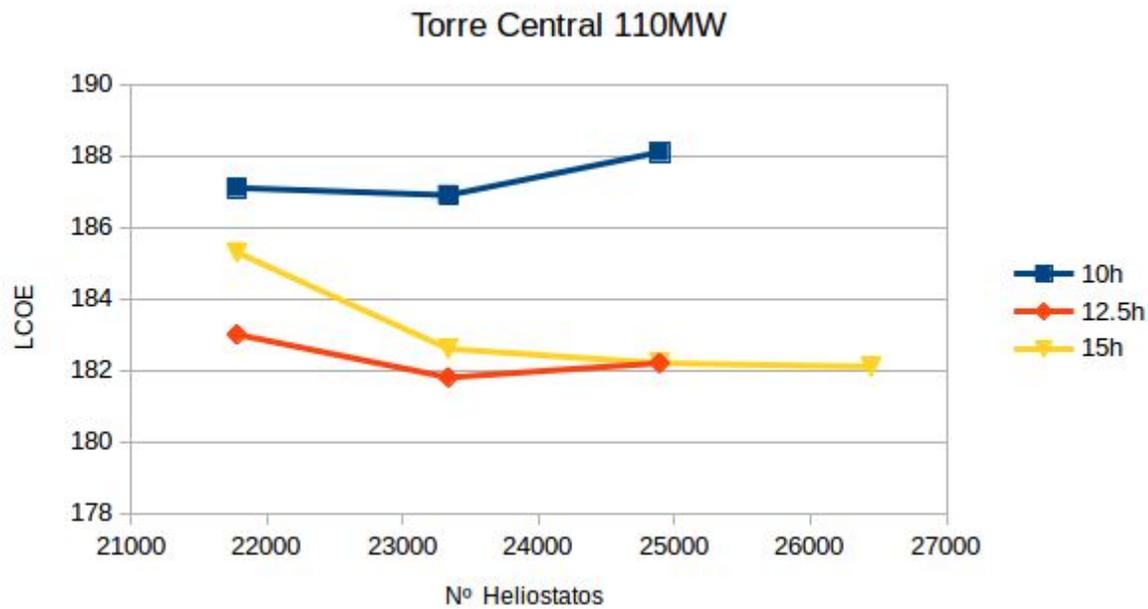


Figura 33: Método optimización LCOE Torre Central. Localización: Montevideo. Fuente:Elaboración propia.



Tabla 36: LCOE para distintas configuraciones de Cilindro Parabólico 55 MW en Montevideo. Fuente: Elaboración propia.

Almacenamiento			
Nº Lazos	10h	12.5h	15h
222	229.6	229.7	-
254	230.4	227.3	229.3
286	-	229.6	229.9

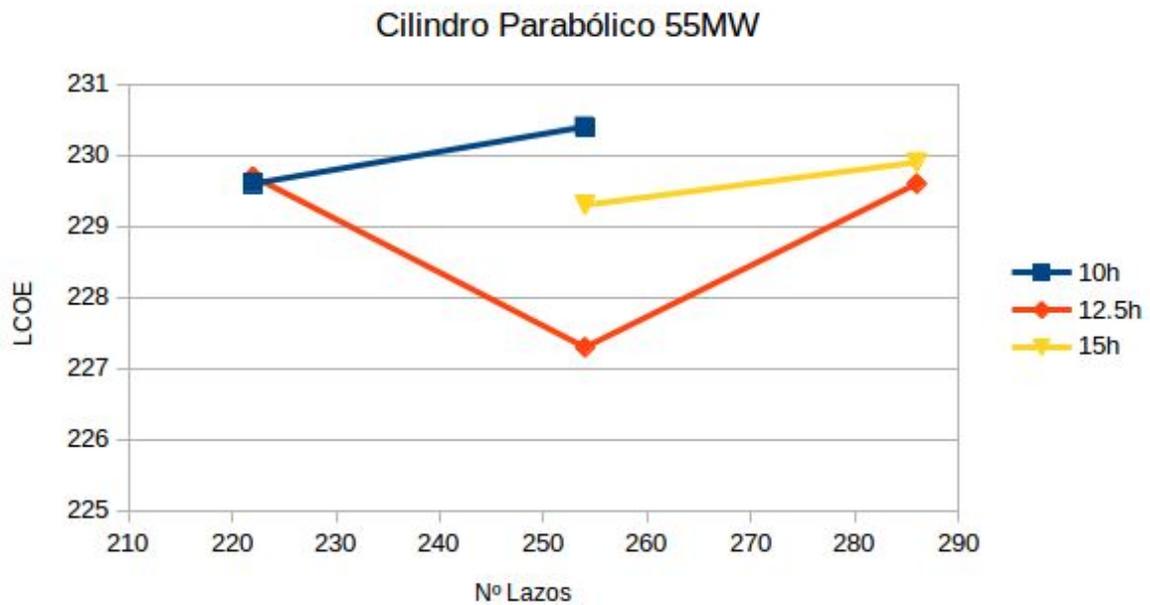


Figura 34: Método optimización LCOE Cilindro Parabólico. Localización: Montevideo. Fuente: Elaboración propia.

Rivera

Tabla 37: LCOE para distintas configuraciones de Torre Central 110 MW en Rivera. Fuente: Elaboración propia.

Almacenamiento			
Nº Heliostatos	10h	12.5h	15h
21780	189.9	187.0	189.7
23335	189.7	184.8	185.5
24891	191.2	184.7	184.3
26447	-	-	184.0

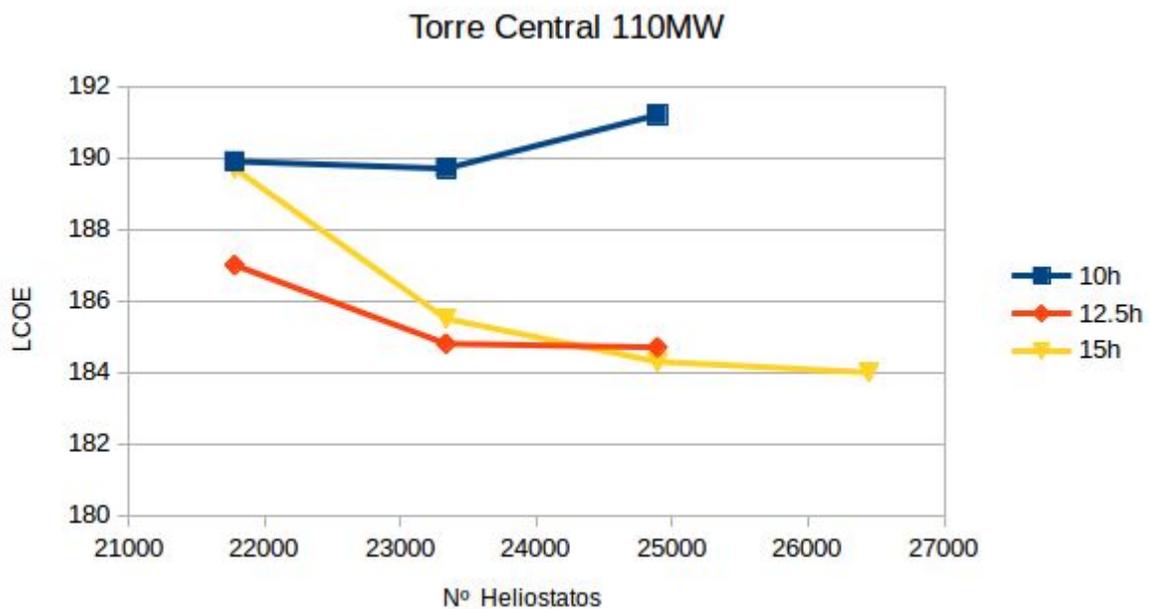


Figura 35: Método optimización LCOE Torre Central. Localización: Rivera. Fuente:Elaboración propia.



Tabla 38: LCOE para distintas configuraciones de Cilindro Parabólico 55 MW en Rivera. Fuente: Elaboración propia.

Almacenamiento			
Nº Lazos	10h	12.5h	15h
222	238.7	240	-
254	246.6	236.7	237.1
286	-	239.1	236.1
318	-	-	237.8

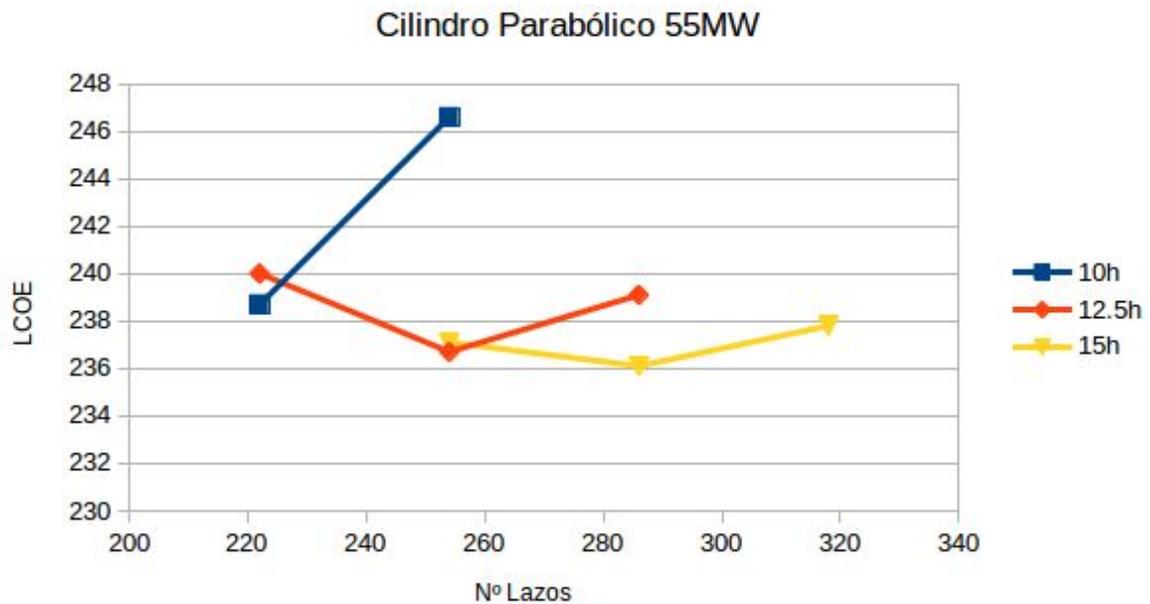


Figura 36: Método optimización LCOE Cilindro Parabólico. Localización: Rivera. Fuente: Elaboración propia.



Rocha

Tabla 39: LCOE para distintas configuraciones de Torre Central 110 MW en Rocha. Fuente: Elaboración propia.

Almacenamiento			
Nº Heliostatos	10h	12.5h	15h
21780	200.4	197.7	200
23335	200.2	195.5	195.8
24891	201.3	195.0	194.7
26447	-	195.7	194.5

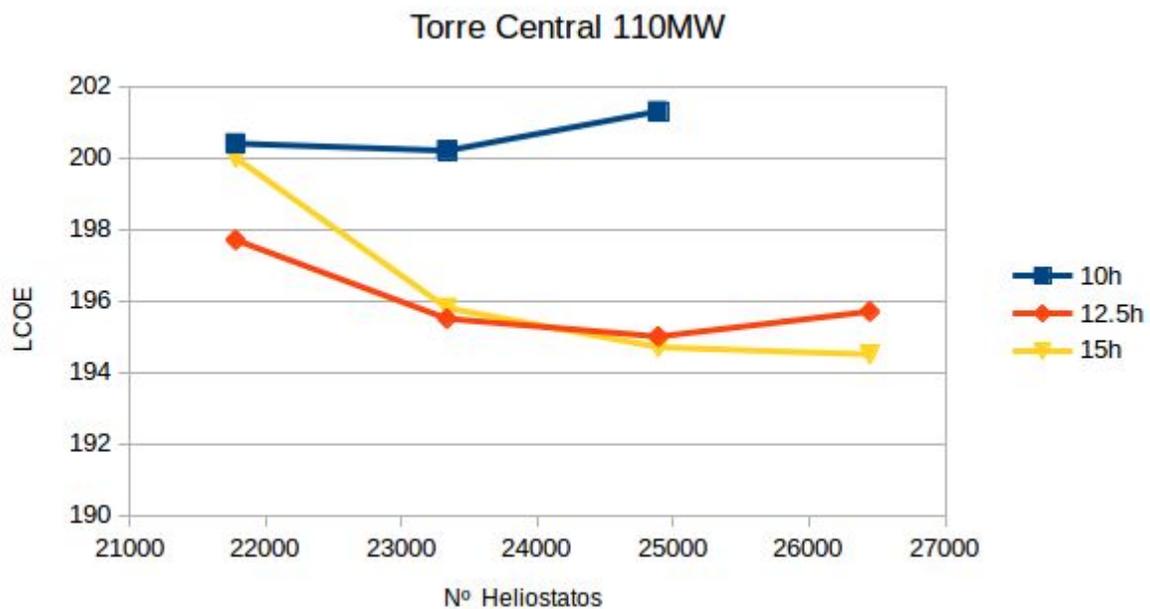


Figura 37: Método optimización LCOE Torre Central. Localización: Rocha. Fuente:Elaboración propia.



Tabla 40: LCOE para distintas configuraciones de Cilindro Parabólico 55 MW en Rocha. Fuente: Elaboración propia.

Almacenamiento			
Nº Lazos	10h	12.5h	15h
222	246	247	-
254	246.6	243.7	245.2
286	-	246	244.3
318	-	-	245.5

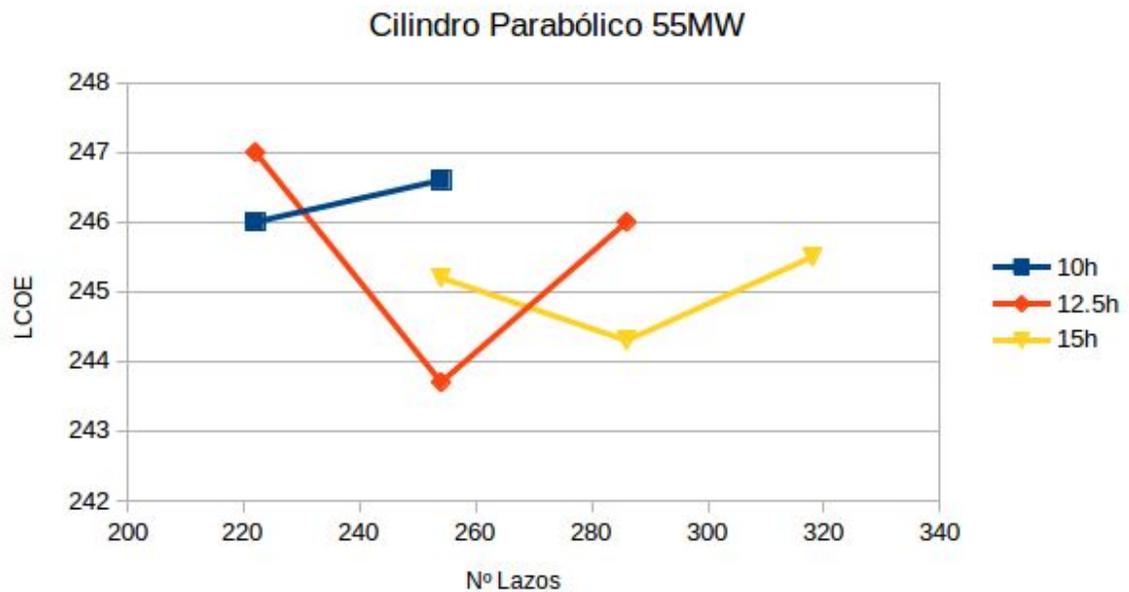


Figura 38: Método optimización LCOE Cilindro Parabólico. Localización: Rocha. Fuente: Elaboración propia.



Anexo 2

Este anexo detalla cada configuración óptima para ambas tecnologías junto con parámetros relevantes utilizados o resultantes de la simulación. Algunos de estos parámetros se explican a continuación.

Energía Solar Bruta:

-TC: se obtiene un único valor calculado como el producto de DNI por el área total de captación solar.

-CP: se obtienen dos valores, el primero es análogo al caso CP mientras que el segundo considera también el coseno del ángulo de incidencia (θ).

Energía Solar Óptica: energía que incide en el receptor.

Rendimiento Óptico: cociente entre la Energía Solar Óptica y Energía Solar Bruta. Para la tecnología CP se obtienen dos valores dependiendo de la definición de Energía Solar Bruta utilizada.

Energía Transmitida al HTF: energía absorbida por el HTF una vez descontadas las pérdidas térmicas del receptor.

Rendimiento del ciclo: cociente entre la energía transmitida al vapor y la energía energía bruta generada.

Energía neta generada: energía generada tras considerar los consumos parásitos.

Eficiencia total: cociente entre la Energía neta generada y la Energía Solar Bruta. Nuevamente se obtienen dos valores para la tecnología CP.



Salto

Torre Central

Tabla 41: Resultados generales para Torre Central considerando la configuración óptima .
Fuente: Elaboración propia.

Potencia bruta del ciclo	110 MW
Almacenamiento	12.5 horas
Heliostatos	23335
DNI	1897.5 kWh/m ² año
Área Heliostatos	66.1 m ²
Reflectividad media	0.935
Factor de limpieza	0.98
Temperatura caliente HTF	565.6
Temperatura fría HTF	287.8
Energía Solar bruta	2926.8 GWh
Energía solar óptica	1358.9 GWht
Rendimiento óptico	46.4 %
Energía Transmitida al HTF	1160 GWht
Rendimiento ciclo	47.0 %
Energía neta generada	442.5 GWhe
Eficiencia total	15.1%



Cilindro Parabólico

Tabla 42: Resultados generales para Cilindro Parabólico considerando la configuración óptima .
Fuente: Elaboración propia.

Potencia bruta del ciclo	55 MW
Almacenamiento	12.5 horas
Lazos	254
DNI	1897.5 kWh/m ² año
Área Lazo	3462 m ²
Reflectividad media	0.935
Factor de limpieza	0.97
Absortividad	0.96
Transmisividad	0.96
Temperatura caliente HTF	393 °C
Temperatura fría HTF	293 °C
Energía Solar bruta	1668.6 GWht - 1501.5 GWht
Energía solar óptica	1033.8 GWht
Rendimiento óptico	62.0 % - 68.9 %
Energía transferida al HTF	700 GWht
Rendimiento ciclo	37.3 %
Energía neta generada	229.0 GWhe
Eficiencia total	13.7 % - 15.3 %



Colonia

Torre Central

Tabla 43: Resultados generales para Torre Central considerando la configuración óptima.
Fuente: Elaboración propia.

Potencia bruta del ciclo	110 MW
Almacenamiento	12.5 horas
Heliostatos	24891
DNI	1890.3 kWh/m ² año
Área Heliostatos	66.1 m ²
Reflectividad media	0.935
Factor de limpieza	0.98
Temperatura caliente HTF	565.6
Temperatura fría HTF	287.8
Energía Solar bruta	3110 GWh
Energía solar óptica	1393.3 GWht
Rendimiento óptico	44.8 %
Rendimiento ciclo	47.1 %
Energía Transmitida al HTF	1176.4 GWht
Energía neta generada	450.8 GWhe
Eficiencia total	14.5 %



Cilindro Parabólico

Tabla 44: Resultados generales para Cilindro Parabólico considerando la configuración óptima.
Fuente: Elaboración propia.

Potencia bruta del ciclo	55 MW
Almacenamiento	12.5 horas
Lazos	254
DNI	1890.3 kWh/m ² año
Área Lazo	3462 m ²
Reflectividad media	0.935
Factor de limpieza	0.97
Absortividad	0.96
Transmisividad	0.96
Temperatura caliente HTF	393 °C
Temperatura fría HTF	293 °C
Energía Solar bruta	1662.2 GWht - 1464.6 GWht
Energía solar óptica	1001.4 GWht
Rendimiento óptico	60.2 % - 68.4 %
Energía transferida al HTF	688.4 GWht
Rendimiento ciclo	37.6 %
Energía neta generada	227.8 GWhe
Eficiencia total	13.7 % - 15.6 %



Montevideo

Torre Central

Tabla 45: Resultados generales para Torre Central considerando la configuración óptima.
Fuente: Elaboración propia.

Potencia bruta del ciclo	110 MW
Almacenamiento	12.5 horas
Heliostatos	23335
DNI	1862.5 kWh/m ² año
Área Heliostatos	66.1 m ²
Reflectividad media	0.935
Factor de limpieza	0.98
Temperatura caliente HTF	565.6
Temperatura fría HTF	287.8
Energía Solar bruta	2872.3 GWh
Energía solar óptica	1311.6 GWht
Rendimiento óptico	45.7 %
Rendimiento ciclo	47.2 %
Energía Transmitida al HTF	1106.2 GWht
Energía neta generada	425.2 GWhe
Eficiencia total	14.8 %



Cilindro Parabólico

Tabla 46: Resultados generales para Cilindro Parabólico considerando la configuración óptima.
Fuente: Elaboración propia.

Potencia bruta del ciclo	55 MW
Almacenamiento	12.5 horas
Lazos	254
DNI	1862.5 kWh/m ² año
Área Lazo	3462 m ²
Reflectividad media	0.935
Factor de limpieza	0.97
Absortividad	0.96
Transmisividad	0.96
Temperatura caliente HTF	393 °C
Temperatura fría HTF	293 °C
Energía Solar bruta	1637.8 GWht - 1463.7 GWht
Energía solar óptica	1000 GWht
Rendimiento óptico	61.0 % - 68.3 %
Energía transferida al HTF	669.3 GWht
Rendimiento ciclo	37.8 %
Energía neta generada	221.7 GWhe
Eficiencia total	13.5 % - 15.1 %



Rivera

Torre Central

Tabla 47: Resultados generales para Torre Central considerando la configuración óptima.
Fuente: Elaboración propia.

Potencia bruta del ciclo	110 MW
Almacenamiento	15 horas
Heliostatos	24891
DNI	1779.7 kWh/m ² año
Área Heliostatos	66.1 m ²
Reflectividad media	0.935
Factor de limpieza	0.98
Temperatura caliente HTF	565.6
Temperatura fría HTF	287.8
Energía Solar bruta	2745.1 GWh
Energía solar óptica	1261.5 GWht
Rendimiento óptico	46.0 %
Rendimiento ciclo	47.1 %
Energía Transmitida al HTF	1150 GWht
Energía neta generada	439.5 GWhe
Eficiencia total	16.0 %



Cilindro Parabólico

Tabla 48: Resultados generales para Cilindro Parabólico considerando la configuración óptima.
Fuente: Elaboración propia.

Potencia bruta del ciclo	55 MW
Almacenamiento	15 horas
Lazos	286
DNI	1779.7 kWh/m ² año
Área Lazo	3462 m ²
Reflectividad media	0.935
Factor de limpieza	0.97
Absortividad	0.96
Transmisividad	0.96
Temperatura caliente HTF	393 °C
Temperatura fría HTF	293 °C
Energía Solar bruta	1565.0 GWht - 1380.0 GWht
Energía solar óptica	937.9 GWht
Rendimiento óptico	60.0 % - 68.0 %
Energía transferida al HTF	718.2 GWht
Rendimiento ciclo	37.8 %
Energía neta generada	238.4 GWhe
Eficiencia total	15.2 % - 17.3 %



Rocha

Torre Central

Tabla 49: Resultados generales para Torre Central considerando la configuración óptima.
Fuente: Elaboración propia.

Potencia bruta del ciclo	110 MW
Almacenamiento	15 horas
Heliostatos	24891
DNI	1740.6 kWh/m ² año
Área Heliostatos	66.1 m ²
Reflectividad media	0.935
Factor de limpieza	0.98
Temperatura caliente HTF	565.6
Temperatura fría HTF	287.8
Energía Solar bruta	2684.8 GWh
Energía solar óptica	1210.6 GWht
Rendimiento óptico	45.0 %
Rendimiento ciclo	47.2 %
Energía Transmitida al HTF	1083.7 GWht
Energía neta generada	415.7 GWhe
Eficiencia total	15.5 %



Cilindro Parabólico

Tabla 50: Resultados generales para Cilindro Parabólico considerando la configuración óptima.
Fuente: Elaboración propia.

Potencia bruta del ciclo	55 MW
Almacenamiento	12.5 horas
Lazos	254
DNI	1740.6 kWh/m ² año
Área Lazo	3462 m ²
Reflectividad media	0.935
Factor de limpieza	0.97
Absortividad	0.96
Transmisividad	0.96
Temperatura caliente HTF	393 °C
Temperatura fría HTF	293 °C
Energía Solar bruta	1530.6 GWht - 1357.7 GWht
Energía solar óptica	915.4 GWht
Rendimiento óptico	59.8 % - 67.4 %
Energía transferida al HTF	625.2 GWht
Rendimiento ciclo	37.7 %
Energía neta generada	206.1 GWhe
Eficiencia total	13.5 % - 15.2 %