

Las centrales térmicas solares con
almacenamiento térmico
son una alternativa de generación limpia de
energía, especialmente para la zona sur del Perú.



Estudio de viabilidad de cinco centrales térmicas solares en La Joya, Arequipa

Feasibility Study of Five Concentrated Solar Power in La Joya, Arequipa

RESUMEN

Este artículo trata sobre el cálculo de LEC (costo nivelado de energía) de cinco plantas CSP (centrales térmicas solares) de diferentes capacidades 20 MWe, 50 MWe, 100 MWe, 150 MWe y 200 MWe. Los cálculos toman como referencia los costos de generación de la planta Gemasolar (España) actualizados hasta el 2018, el LEC es calculado sobre la base de la planta óptima que nos configura el programa SAM (modelo de asesor de sistema), realizando en él dieciocho simulaciones por cada potencia de planta para determinar cual tiene el valor de LEC mínimo. Como las simulaciones están proyectadas para la ciudad de Arequipa, se usará la radiación directa de diseño de 1000 W/m^2 [3]. Esta radiación directa, se introdujo en el SAM para obtener la planta óptima en cada simulación. También se revisó el LEC para la proyección de ocho horas de TES (energía de almacenamiento térmico), usando valores del diseño de un trabajo de fin de máster proyectado para la ciudad de Arequipa para una planta termosolar de 100 MWe. Entre los principales hallazgos se encuentran que, si es viable la generación eléctrica con un LEC menor a la tarifa BT5B de SEAL, la planta de 100 MWe de un trabajo de fin de máster es posible, pero no es la mejor planta, ya que una planta de 200 MWe tiene menor LEC que esta. También se halló que la planta de 200 MWe y 8 horas de almacenamiento térmico es la mejor planta para la ciudad de Arequipa, pues tiene 2,73 % menos de costo que el LEC de la tarifa local BT5B.

ABSTRACT

This article deals with the calculation of LEC (levelized cost of energy) of five CSP (Concentrated solar power) plants of different capacities 20 MWe, 50 MWe, 100 MWe and 200 MWe, the calculations take as a reference the generating costs of the plant Gemasolar, updated in 2018, where the LEC is based on the optimal plant configured by the SAM (System Advisor Model) software, performing eighteen simulations for each plant power to determine which has the minimum LEC value. This LEC is also considered for the projection of eight hours of TES (Thermal Energy Storage) using design data out from a master's thesis project proposal for the city of Arequipa related to a 100 MWe solar thermal plant. Among the main findings is that, if electricity generation with an LEC lower than SEAL's BT5B rate is feasible, that the 100 MWe plant of a master's thesis is possible, even when it is not the best plant, since a 200 MWe plant has lower LEC than this one. It was also found that the 200 MWe plant and 8 hours of thermal storage is the best plant for the city of Arequipa, since it has 2.73 % less cost than the LEC of the local BT5B rate.



Palabras Claves

Central térmica solar, LEC, CSP, DNI.

Key words

Concentrated solar power, LEC, CSP, DNI.

INTRODUCCIÓN

Las centrales térmicas solares (CSP) con almacenamiento térmico son una alternativa de generación limpia de energía, especialmente para la zona sur del Perú. El departamento de Arequipa recibe de radiación directa normal (DNI) de 2632 Kwh/m²/año [6] [5], siendo las recomendaciones para el diseño de centrales térmicas solares de 1800 kWh/m²/año o más [1].

En el caso peruano, el consumo de energía hasta el año 2014 fue de 730 mil terajoules, teniendo en cuenta que el 80 % de la energía generada se dio por combustibles fósiles. Esto es un riesgo para el futuro, ya que Perú no cuenta con reservas energéticas de combustibles fósiles. Además, las proyecciones de demanda energética para 2025 se estiman en 1 millón 300 mil terajoules [10] y este escenario resulta preocupante.

El departamento de Arequipa cuenta con dos plantas fotovoltaicas de 44 MW denominadas Repartición y Majes; sin embargo, con los estudios se pretende evaluar el costo (LEC) que tendría la generación a través de centrales térmicas solares con almacenamiento térmico. Para ello, se considerará que la investigación abarcará plantas de 50 MWe, 100 MWe, 150 MWe y 200 MWe de potencia eléctrica generada, aprovechando los parámetros de trabajo de la planta Gemasolar en Sevilla, España, de 19,9 MWe. Además, se generará un gráfico comparativo con el costo de generación eléctrica del proveedor SEAL (Arequipa) para una potencia contratada de 0,6 kW en la tarifa BT5B Residencial [11] para analizar su viabilidad.

Todos los valores de referencia y las potencias de CSP proyectas serán cargados al *programa* SAM, para generar simulaciones de las plantas óptimas y, después, descargar los datos en tablas de Excel y tratarlos con Matlab para encontrar el mínimo LEC para las horas de almacenamiento correspondientes. El estudio realizará 19 simulaciones (0 a 18 TES) por cada CSP proyectado y una simulación extra para encontrar el diseño óptimo, lo que dará un total de 152 simulaciones.

C_T	Coste del terreno
C_L	Precio del terrero eriazo
A_T	Área total ocupada
A_H	Área del heliostato
N_H	Número de heliostatos
C_H	Coste del heliostato
P_H	Precio del heliostato
C_{TTH}	Coste de la torre
C_{Torre}	Costo de torre de referencia
THT	Altura de torre

Tabla 1
Especificaciones generales de las diferentes centrales térmicas solares

Nombre	CSP-1 (Gemasolar)	CSP-2	CSP-3	CSP-4	CSP-5
Capacidad	19,9 MWe	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Localización	La Luisiana, Sevilla, España	La Joya, Arequipa, Perú	La Joya, Arequipa, Perú	La Joya, Arequipa, Perú	La Joya, Arequipa, Perú
Longitud / Latitud	37°33'38,2"N/ 5°19'53,7"W	16°44'21,0"S/ 71°50'59,0"W	16°44'21,0"S/ 71°50'59,0"W	16°44'21,0"S/ 71°50'59,0"W	16°44'21,0"S/ 71°50'59,0"W
Fecha de operación	Noviembre, 2010	-	-	-	-
Área total (km ²)	17 936 3925	23 0043 996	46 296 198	70 881 291	98 465 328
Radiación directa (W/m ²)	-	1000	1000	1000	1000

Fuente: elaboración propia.

C_R	Coste del receptor
C_{Pref}	Coste del receptor de referencia
A_R	Área del receptor de estudio
A_{Pref}	Área del receptor de referencia
C_{MS}	Coste de almacenamiento en sales fundidas
C_{MSRef}	Coste de almacenamiento de referencia
Q_{alm}	Calor almacenado
W_{ciclo}	Potencia eléctrica de la planta
η_{ciclo}	Eficiencia del ciclo
$\eta_{parásitas}$	Eficiencia debido a pérdidas
h_{TES}	Horas de almacenamiento proyectadas
C_{BOP+GV}	Coste del bloque de potencia y generador
C_{BOPref}	Costo del bloque de potencia de referencia
$P_{in-exchanger}$	Potencia térmica entrante al intercambiador
$P_{Turbina,ref}$	Potencia de la turbina de referencia
C_D	Costos directos
C_{ID}	Costos indirectos
I_T	Inversión total
FCR	Ratio de gastos fijos
k_d	Tasa de interés real de la deuda
$k_{insurance}$	Tasa de seguro anual
n	Vida útil de la planta en años
$C_{O\&M}$	Costes de operación y mantenimiento
LEC	Levelized Energy Cost
DNI	Direct Normal Irradiation
CSP	Concentrated Solar Power

METODOLOGÍA

Detalles de las CSP de estudio

Las cinco plantas estarán proyectadas en la siguiente ubicación:

- 19,9 MWe, Gemasolar, está situada en el término municipal de Fuentes de Andalucía, en la provincia de Sevilla, España.
- 50 MWe, planta termosolar de receptor central proyectada para el departamento de Arequipa, Perú.
- 100 MWe, planta termosolar de receptor central proyectada para el departamento de Arequipa, Perú.
- 150 MWe, planta termosolar de receptor central proyectada para el departamento de Arequipa, Perú.
- 200 MWe, planta termosolar de receptor central proyectada para el departamento de Arequipa, Perú.

Las especificaciones generales, parámetros referenciales, técnicos y económicas, para las cinco CSP de estudio, quedarán resumidas en las siguientes tablas del 1 al 5:

Tabla 2
Parámetros fijos referenciados de CSP-1 (Gemasolar)

Área heliostato	m ²	115,7
Coeficiente del coste de la torre	-	0,5796
Coeficiente exponencial coste de la torre	-	0,012
Área receptor de referencia	m ²	300
Potencia térmica sobre el receptor de referencia	MWt	120
Coeficiente receptor	-	0,8
Parásitas	-	0,89
Potencia del BOP	MWe	19,9
Coeficiente BOP	-	0,8
Plant life time	años	30
FCR	-	0,09883
Disponibilidad de la planta	%x1	0,93

Fuente:[4].

Tabla 3
Valores técnicos de las plantas de estudio

		CSP-1 (Gemasolar) [4], [2]	CSP-2	CSP-3	CSP-4	CSP-5
Potencia de la turbina	kWe	19900	50000	100000	150000	200000
Número de heliostatos	-	2650	3682	7410	11345	15760
Altura de la torre	m	140	133,25	186,66	224,22	240,71
Diámetro de receptor	m	8,92	9,61	16,43	18,17	22,85
Altura de receptor	m	10,71	12,34	15,32	19,95	21,74
Área del receptor considerado	m ²	300,13	372,60	790,76	1138,96	1560,71
Eficiencia del BOP considerado	-	0,4248	0,4493	0,4493	0,4493	0,4493
Horas de almacenamiento térmico	h	15	0 a 18	0 a 18	0 a 18	0 a 18
Potencia térmica para la turbina en punto diseño	MWt	52,64	125,04	250,08	375,12	500,15

Fuente: elaboración propia.

Tabla 4
Valores económicos de las plantas de estudio

		CSP-1 (Gemasolar) [2]	CSP-2	CSP-3	CSP-4	CSP-5
Precio base heliostato con seguimiento	€/m ²	145	145	145	145	145
Coste del terreno	€/m ²	2,00	0,97	0,97	0,97	0,97
Coste del receptor de referencia	€/kWt	200	200	200	200	200
Coste del almacenamiento térmico	€/kWht	30	30	30	30	30
Coste del BOP (Incl. intercambiador y generador)	€/kWe	1350	1350	1350	1350	1350
Indirectos	%	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5
Coste de operación y mantenimiento	€/kWe	65	65	65	65	65

Fuente: elaboración propia.

Tabla 5
Parámetros financieros de referencia

Parámetros financieros	Valor
Tasa de seguro anual ($K_{insurance}$)	1 %
Tasa de interés real de la deuda (K_d)	8 %
Vida útil de la planta (n, años)	30
Disponibilidad de la planta	93 %
Costos indirectos	16,50 %
Subsidios	No
Apoyo fósil	No

Fuente:[9].

Cálculo del costo nivelado de energía (LEC)

Para calcular el LEC, es necesario conocer los costes directos e indirectos que nos arrojará el costo total de la planta. Por ello, desarrollaremos cada uno:

Costo del terreno

El coste del terreno será el costo el precio del terreno eriazos (C_L) y el área total necesaria por la planta (A_T). [8]

$$C_T = C_L * A_T \quad (1)$$

Área del terreno

El área del terreno será el producto del área ocupada por los heliostatos (A_H) y el número de heliostatos, todos ellos multiplicados por un factor 4,5 veces del área reflectiva y un incremento del 30 % para los elementos como tanques, torre, equipos, etc. [9]

$$A_T = A_H * N_H * 4.5 * 1.3 \quad (2)$$

Costo del heliostato

El costo del heliostato es el precio del heliostato (P_H) por metro cuadrado y el área del heliostato (A_H). [8]

$$C_H = P_H * A_H \quad (3)$$

Costo de la torre

El costo de la torre se calcula en base al costo de la torre de referencia (C_{Torre}) que es de un valor de $0,5796 * 10^6$ euros y la altura de la torre (THT). [1]

$$C_{TTH} = C_{Torre} * e^{THT} \quad (4)$$

Costo del receptor

El costo del receptor se calcula sobre la base del costo del receptor de referencia (C_{Preif}) multiplicado por el cociente entre área del receptor de estudio (A_R) y el área del receptor de referencia (A_{Rref}) elevado todo a un exponente de 0,8 aunque en la bibliografía [1] recomienda el valor de 0,7.

$$C_R = C_{Rref} * \left(\frac{A_R}{A_{Rref}} \right)^{0,8} \quad (5)$$

Costes de almacenamiento térmico

El costo de almacenamiento será el producto del costo de almacenamiento de referencia (C_{MSref}) por el calor de almacenamiento (Q_{alm}), teniendo en cuenta que el calor de almacenamiento depende de las horas de TES que proyectamos en la planta. [4]

$$C_{MS} = C_{MSref} * Q_{alm} \quad (6)$$

$$Q_{alm} = \frac{\dot{W}_{ciclo} * h_{TES}}{\eta_{ciclo} * \eta_{parásitas}} \quad (7)$$

Costos del bloque de potencia y generador

Este costo del bloque de potencia (C_{BOP+GV}) es el costo del bloque de potencia de referencia (C_{BOPref}) y el cociente de la potencia de ingreso intercambiador entre la potencia de la turbina de referencia ($P_{Turbina,ref}$) multiplicado por la eficiencia del ciclo para el bloque de potencia (η_{ciclo}) elevado al exponente 0,8. [1]

$$C_{BOP+GV} = C_{BOPref} * \left(\frac{\eta_{ciclo} * P_{in-exchanger}}{P_{Turbina,ref}} \right)^{0,8} \quad (8)$$

Costos directos

Los costos directos son la suma de todos los costos anteriores (costo de la torre, costo del heliostato, costo del receptor, costo de almacenamiento, costos del bloque de potencia y generador). [4]

$$C_D = C_T + C_H + C_{TTH} + C_R + C_{MS} + C_{BOP+GV} \quad (9)$$

Costos indirectos

Los costes indirectos se estimarán en un porcentaje del 16,5 % de los costos directos, ya que durante la construcción de una planta existen una serie de costes indirectos, como contingencias (10-12 % de los costes directos), el porcentaje de costes directos del propietario e ingeniería (EPC, entre 10 y 12 % de los costes directos) y costes de gestión (Land), que son costes asociados a la adquisición de terrenos y trámites administrativos (3-5 % de los costes directos). [1], [4].

$$C_{ID} = 0,165 * C_D \quad (10)$$

Inversión total: La inversión total es la suma de costos directos e indirectos.

$$I_T = C_D + C_{ID} \quad (11)$$

Ratio de gastos fijos (FCR): Es un factor que considera el valor presente de los servicios de deuda, el retorno del capital, las tasas de interés, los impuestos y los seguros. Queda calculado mediante la tasa de interés de deuda (k_d) y la tasa de seguro anual ($k_{insurance}$) (ver Tabla 5) proyectando la vida útil de la planta (n). [4]

$$FCR = \frac{k_d(1+k_d)^n}{(1+k_d)^n - 1} + k_{insurance} \quad (12)$$

Finalmente, con todos los datos anteriores podemos hacer el cálculo del LEC, teniendo en cuenta el ratio de gastos fijos (FCR), la inversión total (I_T) y los costos de mantenimiento, los costos de combustible (que no se toma en cuenta en este caso) y la energía neta producida por la planta (E_{neta} en kWh) [2].

$$LEC = \frac{FCR * I_T + C_{OM} + F_{uel}}{E_{neta}} \quad (13)$$

RESULTADOS

Los resultados obtenidos muestran en la figura 1 el LEC para la planta Gemasolar con los valores usados de las tablas 2,3,4 y 5, vea que los valores se convirtieron a moneda local (soles). El LEC es de 0,6634 s/-kWh para esta planta, siendo los costes de heliostatos el de mayor valor, seguido de los costes del bloque de potencia.

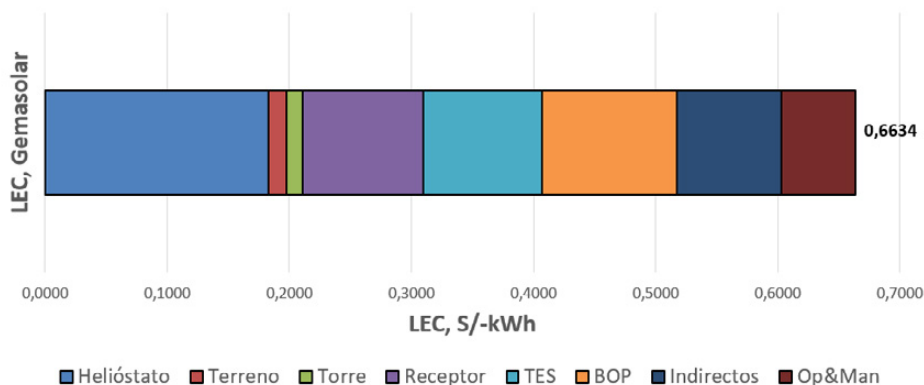


Figura 1. Composición de LEC (costo de nivel de energía), para Gemasolar (España).

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 2, podemos ver cada LEC mínimo en cada planta de estudio y este valor fue proyectado para 3 horas de almacenamiento. Vemos que los costos de la planta Gemasolar son mayores aún para plantas de mayor capacidad de generación eléctrica. Las 3 horas de almacenamiento fueron las recomendadas al buscar el valor mínimo mediante algoritmos en Matlab 2019Ra, con los datos exportados de Excel.

Una vez que logramos calcular el LEC de la planta Gemasolar, usamos este como elemento de comparación para obtener el

LEC mínimo, tal como se muestra en la figura 3. En esta imagen, vemos que, a medida que se incrementa la capacidad de la planta, el LEC se reduce. Además, obtenemos las componentes del LEC en fracciones de la moneda local. Tenga en cuenta que estos resultados son para un almacenamiento de 3 horas. Este valor fue calculado realizando las simulaciones en SAM de 0 a 18 horas de almacenamiento por cada CSP de estudio, luego, se aplicó la función «find(LEC==min(min((LEC))))» de Matlab R2019a. Así, logramos encontrar el valor mínimo y graficarlo en un mapa de contornos, como se observa en la figura 4.

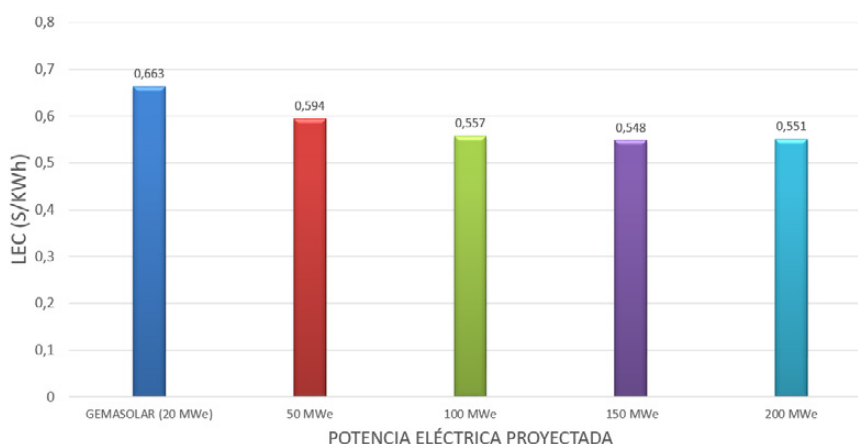


Figura 2. LEC mínimo con TES mínimo para las diferentes potencias eléctricas proyectadas.

Fuente: Elaboración propia.

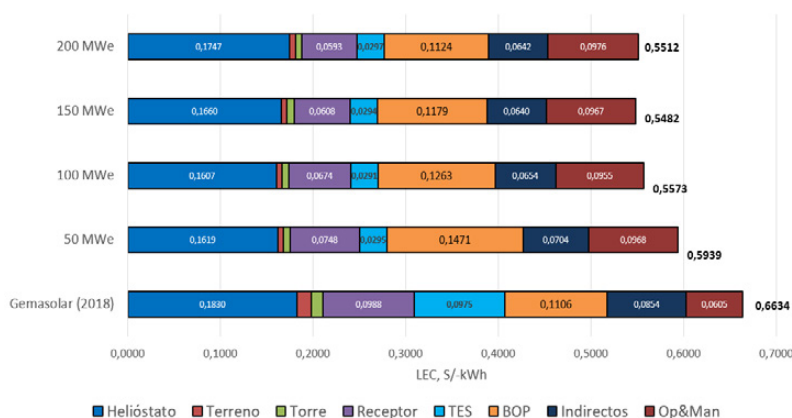


Figura 3. Valores mínimos del LEC para cada planta proyectada.

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 4 podemos obtener cualquier valor del LEC para las potencias eléctricas de 40 MWe a 200 MWe con las horas de almacenamiento (TES) de 1 a 18 horas, por lo tanto, resulta útil tener en cuenta que, a medida que se incrementan las horas de almacenamiento, se incrementará el LEC. El punto blanco representa el mínimo valor del LEC para toda la gama de potencias eléctricas, esta coincide con 3 horas de almacenamiento y una

potencia de 150 MWe, siendo su valor LEC: 0.5482 S/-kWh. La estrella en color rojo de la figura 4 representa el valor LEC para la planta calculada en el trabajo de fin de máster [14] para 8 horas de almacenamiento y 100 MWe, arrojando un valor de LEC: 0.5994 S/-kWh. Esta figura se obtuvo con la exportación de datos generados en SAM, almacenados en Excel y, posteriormente, tratados con Matlab 2019Ra.

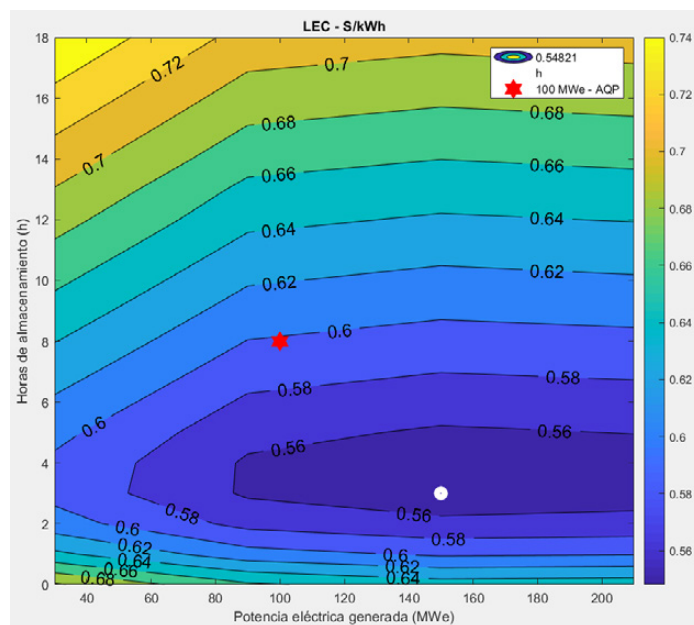


Figura 4. Mapa de contornos para LEC mínimo en Matlab 2019Ra.

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 5, comparamos los diferentes LEC para la planta de 100 MWe. Uno es el valor mínimo, el otro valor del trabajo de fin de máster 14[9] y estos comparados con el LEC vigente en 2020 de la tarifa BT5B en Arequipa. Notaremos que la diferencia entre una planta con 3 horas de almacenamiento y 8 horas es de 0.0421 S/-kWh y este valor obedece casi en su mayoría a un incremento del costo en del almacenamiento (TES) en color celeste.

En la figura 6, vemos la diferencia entre las plantas de 100 a 200 MWe para 8 horas de almacenamiento térmico, observe que

la diferencia entre sus LEC es del orden de las milésimas de la moneda local. Esto nos indicaría que se puede incrementar la potencia eléctrica generada y mantenemos por debajo del costo del LEC local e igualar el LEC para una planta de 100 MWe con 8 horas de almacenamiento. La variación en los costes obedece al incremento del coste de los heliostatos, ya que, si observamos la tabla 3, pasamos de 7410 a 15 760 heliostatos para la planta de 200 MWe, también aumentarán los costes de operación y mantenimiento, así como los de almacenamiento térmico, ya que la planta de 200MWe tendrá un mayor volumen.

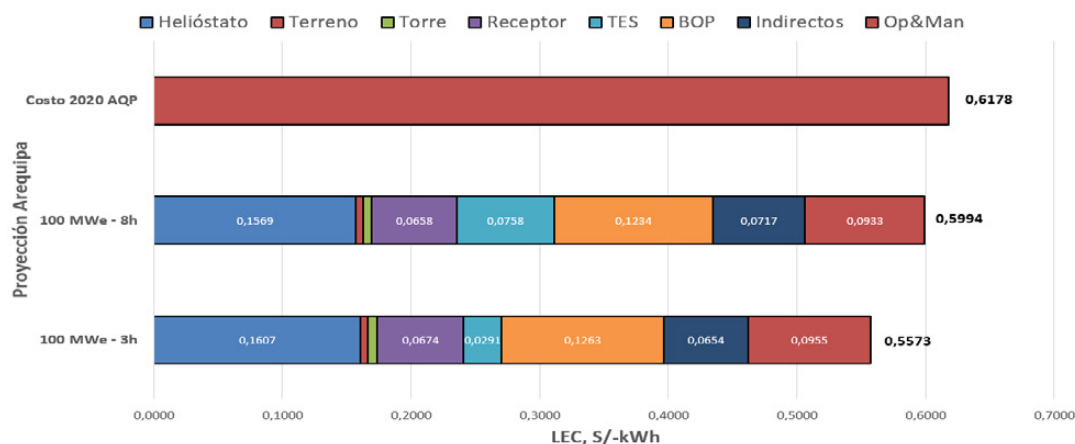


Figura 5. LEC para las planta de 100 MWe mínimo, LEC del trabajo de fin de máster analizado y LEC 2020 en Arequipa.

Fuente: Elaboración propia.

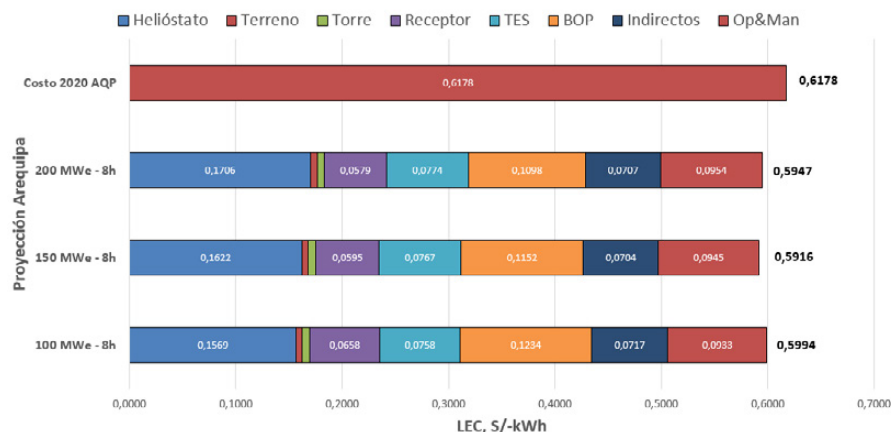


Figura 6. LEC para las plantas con 8 horas de almacenamiento y el LEC de Arequipa 2020.
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 7, vemos los costos disgregados para plantas de 3 a 8 horas de almacenamiento, como apreciamos, todas las plantas CSP de 50 MWe a 200 MWe tienen un LEC menor que Gemasolar, también podemos notar que, para el bloque de 50 MWe, el incremento del LEC se debe mayormente al incremento de las horas de almacenamiento (TES) y así sucesivamente para cada potencia. Como segundo factor a tomar en cuenta en la

variación del LEC, se encuentra la reducción de los costos del bloque de potencia (BOP) por incrementar las horas de almacenamiento (TES). Otro valor que se reduce al incrementar las horas de almacenamiento es el costo del LEC en la partida de los heliostatos, pues vemos que se reduce alrededor del 3 % y aumentan las horas de almacenamiento.

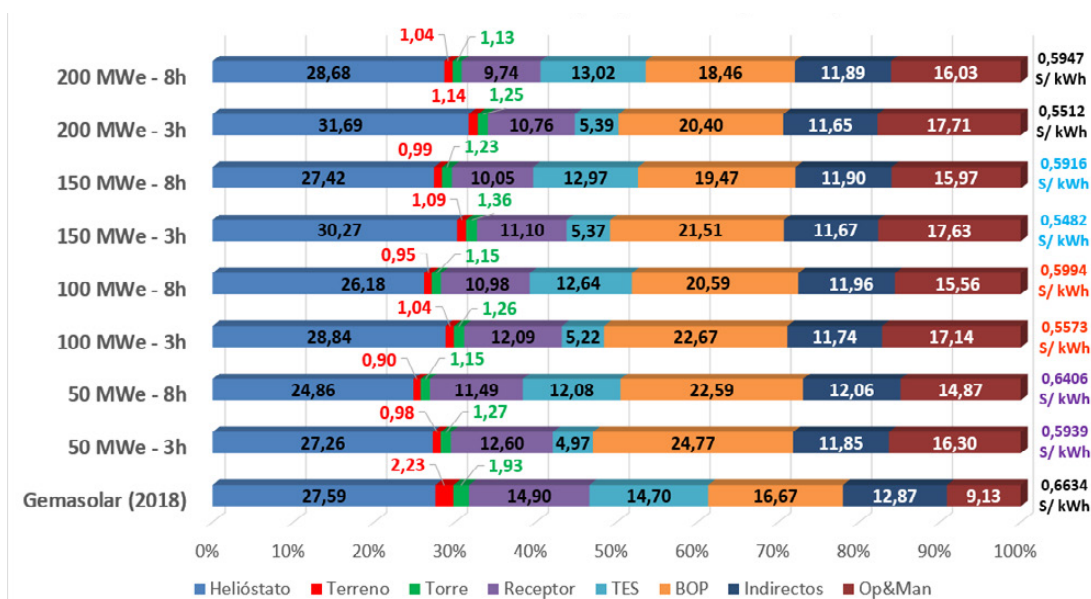


Figura 7. Variación del LEC por partidas en porcentaje para las plantas de estudio.
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 8, vemos la generación de energía eléctrica anual para cada CSP. Al aumentar las TES, en las CSP-2 (50 MWe), se produce un incremento de aproximadamente 2 GWh anuales

de energía producida; para CSP-3, de 7 GWh; para las centrales CSP-4, de 10 GWh anuales y, para centrales CSP-5, de 14 GWh.

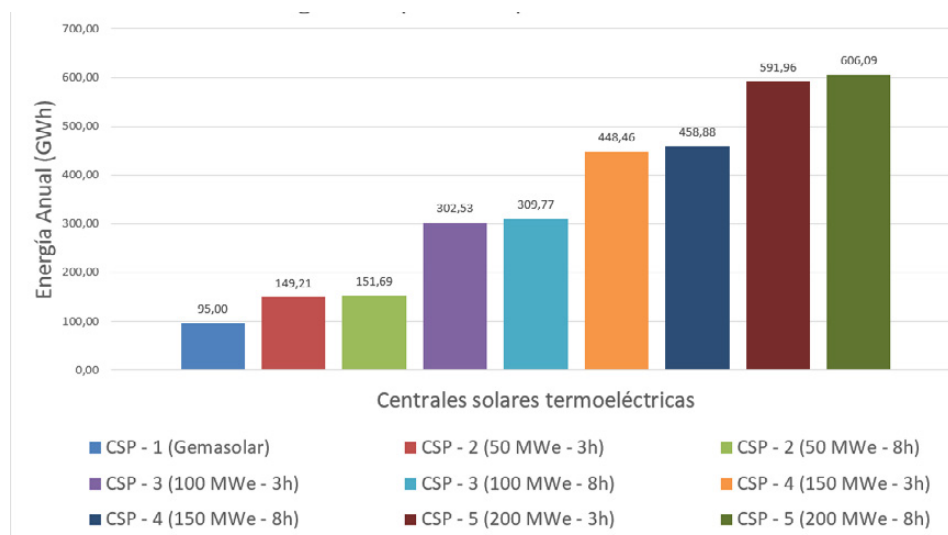


Figura 8. Generación termoeléctrica anual para las centrales CSP de estudio.
Fuente: Elaboración propia.

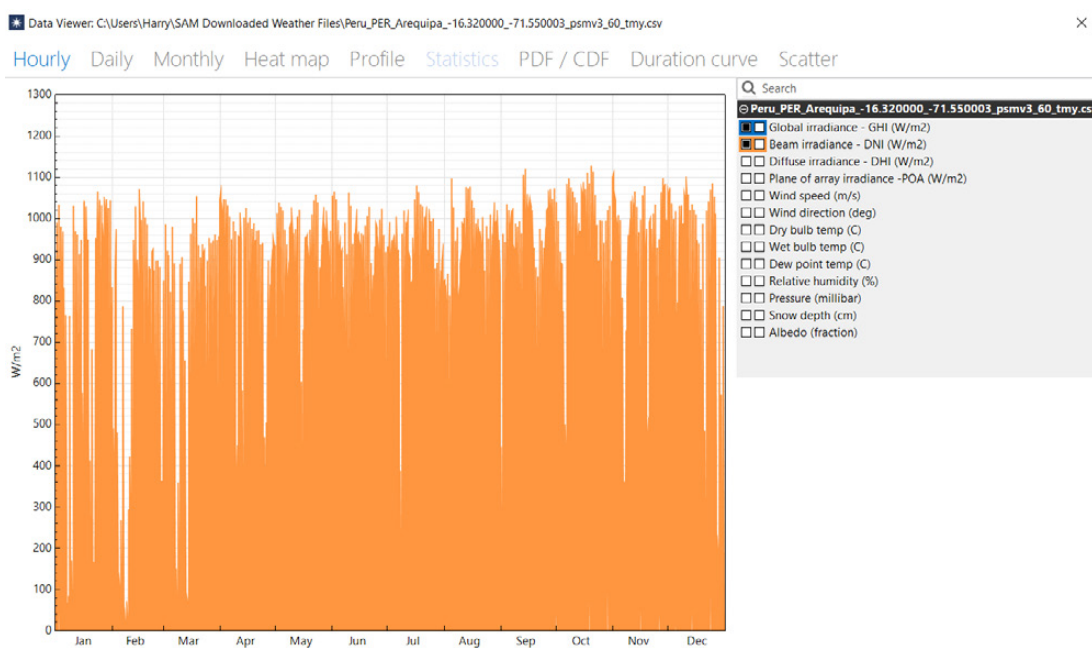


Figura 9. Radiación directa que arroja el SAM para las cinco plantas CSP proyectadas en Arequipa.
Fuente: [12].

La figura 9 nos muestra la radiación directa que nos arroja el SAM para las coordenadas ingresadas de 16°44'21,0"S/ 71°50'59,0"W, que son las mismas de proyección para el distrito

de La Joya en Arequipa. Estos valores coinciden con el estudio de las variables meteorológicas en el desierto de La Joya o Pampas de La Joya de 2004 a 2008 [3].

Tower (salt), Single owner

Location and Resource

System Design

Heliostat Field

Tower and Receiver

Power Cycle

Thermal Storage

System Control

System Costs

Lifetime

Financial Parameters

Time of Delivery Factors

Incentives

Depreciation

Design Point Parameters
The design point parameters determine the nominal ratings of each part of the power tower system. After specifying the design point parameters here, you can specify details of each component of the system on the Heliostat Field, Tower and Receiver, Thermal Storage, and Power Cycle input pages.

Heliostat Field

Design point DNI W/m²

Solar multiple

Receiver thermal power MWt

Tower and Receiver

HTF hot temperature °C

HTF cold temperature °C

Thermal Storage

Full load hours of storage hours

Solar field hours of storage hours

Power Cycle

Design turbine gross output MWe

Estimated gross to net conversion factor

Estimated net output at design (nameplate) MWe

Cycle thermal efficiency

Cycle thermal power MWt

Simulate >

Parameters Stochastic

Figura 10. Parámetros de diseño insertados en SAM.
Fuente: [12].

La figura 10 muestra los valores que tendremos que ingresar como parámetros de diseño en el SAM, para luego pasar al diseño de campo de heliostatos y optimizar la planta. Como se aprecia, SAM cuenta con varias pestañas para lograr el diseño de la planta presionando el botón Simulate. Es necesario recordar que se hicieron 19 simulaciones por cada planta, es decir, 76 simulaciones sin optimizar. Con la optimización realizada, en total se dieron 152 simulaciones, para cada potencia proyectada y almacenamiento térmico. La optimización consiste en redimensionar la altura de torre, el tamaño del receptor, el número de heliostatos y la posición de estos. Si no hace ello, se incurrirá en sobredimensionamiento del área del terreno, sobrecostos en los heliostatos, sobredimensionamiento del receptor y altura

de torre. Además, el múltiplo solar es función de las horas de almacenamiento térmico, la potencia de salida de la turbina es el valor esperado en megawatts-eléctricos. Por otro lado, las temperaturas de las sales fundidas son 566 °C para el fluido caliente y 288 °C. Estos valores también fueron proyectados como valores estándar de centrales térmicas solares [14] [7]. Cabe mencionar que, en este software, el diseñador de la planta puede ingresar las potencias eléctricas deseadas en MWe, los datos que ingresamos fueron definidos en la tabla 1. Las dimensiones del receptor y la altura de la torre fueron obtenidas de la sección «Tower and Receiver» del software SAM, y esto nos llevó a obtener los datos en la tabla 3.

Tower (salt), Single owner

Location and Resource

System Design

Heliostat Field

Tower and Receiver

Power Cycle

Thermal Storage

System Control

System Costs

Lifetime

Financial Parameters

Time of Delivery Factors

Incentives

Depreciation

Heliostat Field

Import...

Export...

Copy

Paste

Heliostats:

X Position	Y Position
203.308	1008.45
734.921	719.86
685.605	766.977
559.213	863.474
1053.78	-400.642
1089.71	-95.0626
-1016.66	-564.673
574.757	-1051.73
-729.975	-950.584
633.275	810.722
180.969	1012.7
702.389	751.636
750.773	703.244

☐ Generate heliostat layout using tower dimensions **Calculate**

☐ Optimize heliostat layout and tower dimensions **Calculate**

Solar field geometry optimization calculates the number of heliostats above, and tower height, receiver height and diameter on Tower and Receiver page.

Heliostat Properties

Heliostat width m

Heliostat height m

Ratio of reflective area to profile

Single heliostat area m²

Image error (slope, single-axis) mrad

Reflected image conical error mrad

Number of heliostat facets - X

Number of heliostat facets - Y

Heliostat focusing method

Heliostat canting method

Optimization Settings

Initial optimization step size

Maximum optimization iterations

Optimization convergence tolerance

Heliostat Operation

Heliostat stow/deploy angle deg

Wind stow speed m/s

Heliostat startup energy kWe-hr

Heliostat tracking power kWe

Design-point DNI W/m²

Atmospheric Attenuation

Polynomial coefficient 0

Polynomial coefficient 1 1/km

Polynomial coefficient 2 1/km²

Polynomial coefficient 3 1/km³

Average attenuation loss %

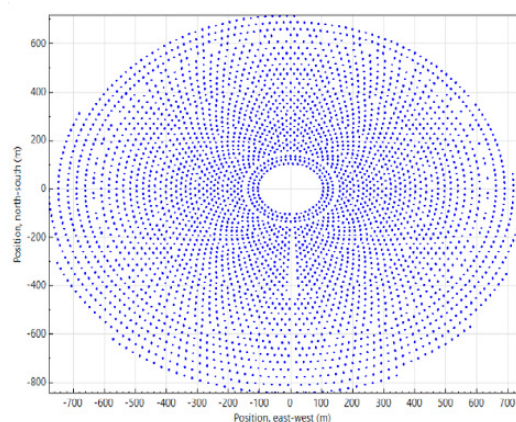
Simulate >

Parameters Stochastic

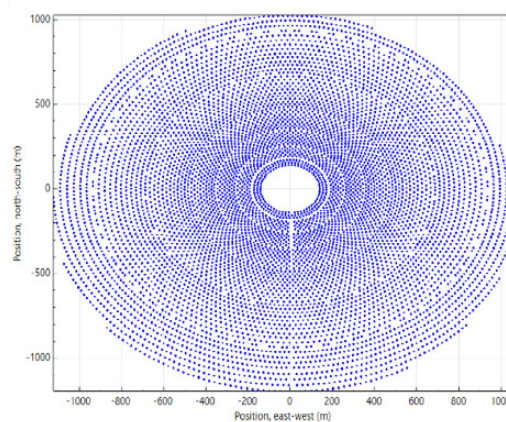
Figura 11. Diseño del campo de heliostatos para las plantas CSP en SAM.
Fuente: [12].

En la figura 12, podemos observar cómo sería la distribución del campo de heliostatos óptima para las plantas de estudio, cada punto azul representa la posición de los heliostatos. Esta representación

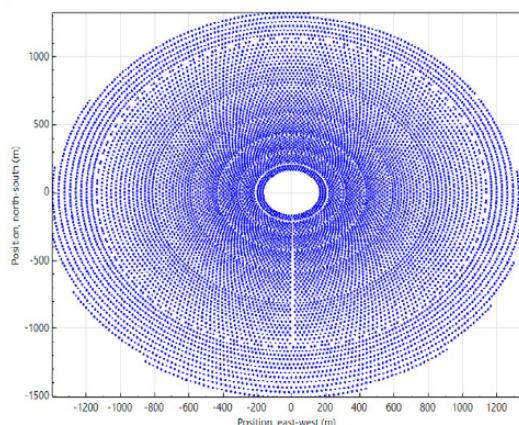
corresponde solo a las plantas con almacenamiento de 8 horas, se plasma de manera referencial, ya que publicar las 79 imágenes no sería razonable.



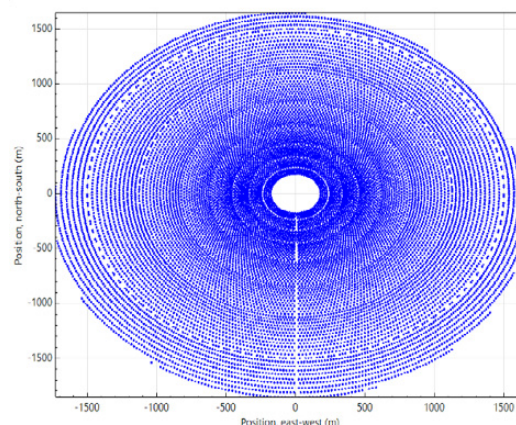
CSP -2 (50 MWe – 8h)



CSP -3 (100 MWe – 8h)



CSP -4 (150 MWe – 8h)



CSP -5 (200 MWe – 8h)

Figura 12. Distribución de heliostatos para las centrales solares termoelectricas simuladas por SAM.
Fuente: [12].

CONCLUSIONES

- De la figura 2 podemos concluir que el decremento del LEC, a medida que se incrementa la potencia eléctrica de diseño, se debe principalmente al incremento de la producción de energía eléctrica anual. Esto se puede comprobar fácilmente al observar la ecuación (13). Si la energía neta anual se incrementa, el LEC disminuirá.
- De la figura 3, vemos que el coste del terreno para la central Gemasolar en España fijado en la tabla 3 es de 2 euros el metro cuadrado, mientras que para el departamento de Perú en Arequipa fue estimado en 0,96 euros el metro cuadrado [10]. Esto ayuda a reducir los costos del terreno en la composición del LEC y, por lo tanto, tener un terreno más económico, y además llano, trae un LEC más rentable.
- La figura 4 nos permite conocer el LEC para cualquier CSP entre 40 y 200 MWe. Pudiendo concluir que las plantas de

200 MWe y 8 horas de TES tienen un LEC menor que el LEC local de SEAL. También se concluye que incrementar las horas TES más allá de 14 horas producirá un incremento del 10 % del LEC de SEAL.

- De la figura 5 podemos concluir que, para el diseño de la CSP de 100 MWe con 8 horas de almacenamiento del trabajo de fin de máster [14], es rentable construir la CSP, aunque no sea la planta con menor LEC. Esto se puede apreciar en la figura 7 donde se aprecia que la planta con mejores características es de 200 MWe y el LEC es menor que el LEC del trabajo de fin de máster. También se concluye que, aunque la planta de 100 MWe con 3 horas de TES tiene el menor LEC, no es rentable, ya que la planta solo trabajaría 3 horas en ausencia de sol y quedaría inoperativa hasta que vuelva a recibir radiación solar.
- De la figura 6 podemos concluir que es más rentable la instalación de centrales térmicas solares mayores a 100 MWe. Porque las CSP de 150 MWe y 200 MWe tienen un LEC menor que el LEC para la tarifa local de Arequipa. Siendo 2,73 % menor la CSP de 200 MWe con TES de

8 horas, 4,24 % la CSP de 150 MWe con TES de 8 horas. En conclusión, la planta de 200 MWe con 8 horas es la mejor alternativa de generación eléctrica.

- De la figura 7, el primer mayor costo del LEC de las centrales térmicas solares es el costo de los heliostatos con un rango entre el 20 % al 33 % aproximadamente. El segundo costo del LEC de las centrales térmicas solares es el costo del bloque de potencia que oscila entre 15 % y 25 %. El tercer bloque en importancia del costo del LEC son los de operación y mantenimiento que oscilan entre 13 % y 18 %. Como cuarto bloque, se encuentran los costos indirectos con un valor de 11 % a 13 %. Como quinto costo en grado de importancia, tenemos dos costos como son el costo del receptor en color morado entre 9 % y 13 %, y el costo del almacenamiento térmico (TES) entre de 4 % a 13 %. De esta misma figura también se concluye que, si bien el aumento en las horas de almacenamiento (TES) genera un incremento en el costo del TES de alrededor de un 7 % (barra celeste), esto solo genera un incremento en el costo total de 7,8 % en promedio, por lo que, cuando incremente en 5 horas las horas de almacenamiento, esto producirá un incremento de entre 7 % y 9 % en el LEC.
- De la figura 8 podemos concluir que el incremento de 5 horas de almacenamiento (TES) entre valores de 3 a 8 horas para todas las CSP de estudio producirá un incremento en la producción de energía anual de entre valores de 1,66 % a 2,38 %.
- De la figura 9 podemos concluir que la asunción de la radiación directa de 1000 W/m² es válida para la zona donde se proyecta las 5 plantas CSP. Aunque el gráfico proporcionado por SAM muestra que hay variaciones de la radiación a lo largo del año, el diseño de plantas CSP se suelen proyectar en los equinoccios de primavera, por lo que la radiación directa típica de diseño de 1000 W/m².
- De la tabla 2, 4 y 5, podemos concluir que los parámetros de trabajo de Gemasolar extrapolados a nuestras plantas de estudio nos ayudan a analizar el comportamiento de la potencia térmica para las turbinas de diseño, analizar los costos en el terreno, costes de heliostatos, torre, receptor, etc. Estos datos requieren ser evaluados en físico para una planta real en la ciudad de Arequipa, pero de todas maneras son relativamente fiables para su uso y permite establecer el punto de partida para un proyecto.

Perú, 2004-2008. Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa. Recuperado de <https://es.slideshare.net/reneecapaza/variables-meteorologicas-en-el-desierto-de-la-joya-per>

- [4] Ditta Granados, J. (2018). *Estudio de viabilidad de un sistema termosolar de receptor central para la generación de energía eléctrica en La Guajira, Colombia* [Trabajo de grado]. Universidad Carlos III de Madrid
- [5] El Pueblo (18 de marzo de 2019). El sur tiene potencial para generar 4000 MW de energía termosolar [Noticia en línea]. Recuperado de: <https://elpueblo.com.pe/el-sur-tiene-potencial-para-generar-4000-mw-de-energia-termsolar/>
- [6] Global Solar Atlas [En línea]. Disponible: <https://globalsolaratlas.info/map?c=-16.739167,-71.849722,11&s=-16.739167,-71.849722&m=site>
- [7] Monzón Meza, J., & Choquejahuá Zapana, J. (2014). *Planta termosolar de 50 MW como alternativa limpia de abastecimiento energético para la región sur del Perú – Arequipa* [Tesis para obtener el título profesional]. Universidad Católica Santa María.
- [8] Pacific Gas & Electric Company. (1988). Solar central receiver technology advancement for electric utility applications, phase 1 topical report. Report n.º 007.2-88.2, San Francisco (CA).
- [9] Pitz-Paal, R., Dersch, J. R., Milow, B., Te'illez, F. L., Ferriere, A., Langnickel, U., & Popel, O. (2005). Development steps for concentrating solar power technologies with maximum impact on cost reduction: results of the European ECOSTAR study. En *International Solar Energy Conference*. Vol. 47373, pp. 773-779.
- [10] Ríos Villacorta, A. (2016). *Futuro de la energía en el Perú: Estrategias energéticas sostenibles*. International Rivers – Forum Solidaridad Perú: Beckerley. Recuperado de http://biblioteca.spda.org.pe/biblioteca/catalogo/_data/20180228172642_EI%20futuro%20de%20la%20energia%20en%20Peru-3.pdf.
- [11] SEAL. (2020). *Pliego tarifario para clientes finales con vigencia a partir del 4 de enero 2020 con aplicación del MCTER* [En línea]. Recuperado de: <http://www.seal.com.pe/clientes/TarifasSeal/Publicaci%C3%B3n%20Pliego%20Tarifario%2001-2020%20vig%2004-01-2020.pdf>
- [12] System Advisor Model, [En línea]. Disponible: <https://sam.nrel.gov/>
- [13] Vilva, G. (13 de marzo de 2019). U\$9,700 costará una hectárea en Majes Sigüas II [Noticia en línea]. Recuperado de: <https://diariocorreo.pe/edicion/arequipa/u9700-costara-una-hectarea-en-majes-siguas-ii-875579/?ref=dc>
- [14] Yapu Maldonado, H. (2018). *Diseño de una planta termosolar de receptor central de 100 MWe con almacenamiento en sales fundidas* [Tesis para obtener el grado de máster]. Universidad Carlos III de Madrid.

REFERENCIAS

- [1] Ávila, A., Romero, M., & Téllez, F. (2013) *Diseño de plantas de receptor central*. Norma: España.
- [2] Avila-Marin, A. L., Fernandez-Reche, J., & Tellez, F. M. (2013). Evaluation of the potential of central receiver solar power plants: configuration, optimization and trends. *Applied energy*, 112, 274-288.
- [3] Condori, R., Valdivia, J., Montañón, S., Fletcher, L., & Mackay C. (2013) Estudio de las variables meteorológicas en el desierto de la Joya o Pampas de la Joya, Arequipa-

ACERCA DEL AUTOR

Harry Yapu

Ingeniero mecánico de la Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, con maestría en Mecánica Industrial en la Universidad Carlos III de Madrid, además egresado del Instituto Superior Tecnológico Pedro P. Díaz de la carrera Mecánica de Producción. Investigador independiente y recientemente incorporado a la docencia a tiempo parcial en la Universidad Continental filial Arequipa en el mes de marzo de 2020, adjudicándome los cursos de Mecánica

de Fluidos Avanzada, Turbomáquinas, Mantenimiento Mecánico y Termodinámica Aplicada. Tengo experiencia en las áreas de diseño mecánico, mantenimiento industrial y en el área de costos y presupuestos.

 harryyapu1985@gmail.com

Recibido: 29-02-20

Revisado: 22-08-20

Aceptado: 31-08-20



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons AtribuciónNoComercial 4.0 Internacional.