

UNIVERSIDAD DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA
CARRERA DE INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA-
ECONÓMICA DE UNA PLANTA DE COLECTORES
SOLARES CSP-PTC-TES COMO SISTEMA DE
GENERACIÓN ENERGÉTICA HÍBRIDA CON
TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA**

TESIS

Para optar el título profesional de Ingeniero de la energía

AUTOR

IGNACIO GUSTAVO DE LA PUENTE VENTURO (ORCID: 0000-0003-2598-1565)

ASESORA

EUNICE VILICAÑA ORTIZ (ORCID: 0000-0001-7495-2395)

Lima – Perú

2021

Dedicatoria:

Le dedico este trabajo a mis padres, a mi hermano, a mis abuelas, a mi abuelo, a mi asesora, a mis más queridos profesores y a mi perro.

Agradecimientos:

Les agradezco de todo corazón a mis profesoras de Tesis Lucila Pinto y Diana Parada por haberme instruido en la elaboración de trabajos profesionales, a mi asesora Eunice Villicaña por haberme guiado y aconsejado durante todo este proyecto, al señor Carlos Suazo por brindarme bastante información respecto al desarrollo global de la tecnología solar y a mis padres por haberme apoyado a lo largo de todo este trabajo.

RESUMEN	13
ABSTRACT	14
INTRODUCCIÓN	15
1.1. Antecedentes:	16
1.2. Alcance:	16
1.3. Justificación:	17
1.4. Objetivos	18
1. CAPÍTULO I.....	19
1.1. Recurso solar.....	20
1.1.1. Radiación directa y difusa	20
1.1.2. Potencial en el Perú	21
1.1.3. Condiciones de lugar de emplazamiento	22
1.2. Mercado eléctrico	23
1.2.1. Línea base del mercado eléctrico peruano.....	23
1.2.1.1. Matriz energética de potencia instalada total	24
1.2.1.2. Demanda eléctrica	25
1.2.1.3. Precio Spot y Costo Nivelado por Energía (LCOE)	25
1.3. Tecnologías de generación solares	26
1.3.1. Fotovoltaica (PV)	27
1.3.2. Termosolar (CSP).....	27
1.3.2.1. Cilindro Parabólico (PTC).....	28
1.3.2.2. Torre Central	29
1.3.2.3. Reflector Fresnel.....	29
1.3.2.4. Disco Parabólico	30
1.3.3. Tecnología CSP-PTC-TES	31
1.3.3.1. Dispositivos	31
1.3.3.1.1. Colectores cilindros parabólicos	31

1.3.3.1.2.	Tubos receptores	37
1.3.3.1.3.	Sistema de seguimiento	38
1.3.3.2.	Sistema CSP-PV-TES	38
1.3.3.3.	Almacenamiento Energético Térmico (TES).....	40
1.3.3.3.1.	Fluido caloportador (HTF)	40
1.3.3.3.2.	Contenedores térmicos	42
1.3.4.	Desarrollo y estudios de la tecnología CSP.....	44
1.3.5.	Importancia en el mercado eléctrico peruano.....	45
1.3.5.1.	Ventajas.....	45
1.3.5.2.	Desventajas.....	45
1.3.5.3.	Comparación entre tecnologías.....	47
2.	CAPÍTULO II.....	49
2.1.	Materiales.....	50
2.2.	Análisis Técnico	50
2.2.1.	Lugar de emplazamiento	50
2.2.1.1.	Recurso Solar	52
2.2.1.2.	Condiciones de la zona	53
2.2.2.	Selección de equipos	55
2.2.2.1.	Colectores cilindro parabólicos	55
2.2.2.2.	Tubos receptores	56
2.2.2.3.	Fluido caloportador y tanques de almacenamiento	57
2.2.2.4.	Paneles Solares Fotovoltaicos	60
2.2.3.	Dimensionamiento de la planta	61
2.3.	Análisis económico.....	63
2.3.1.	Costo por potencia instalada.....	63
2.3.2.	Estimación de LCOE por escenarios	65
3.	CAPÍTULO III.....	68
	RESULTADOS.....	68

3.1.	Evaluación técnica	68
3.1.1.	Cifras constantes.....	68
3.1.2.	Especificaciones técnicas	69
3.1.3.	Área ocupada	70
3.1.4.	Dimensionamiento de la planta	73
3.2.	Evaluación económica:	74
3.2.1.	OPEX.....	74
3.2.2.	CAPEX.....	76
3.2.3.	Resultados de LCOE	77
3.2.3.1.	LCOE con 3 horas de almacenamiento:	77
3.2.3.2.	LCOE con 6 horas de almacenamiento:	79
3.2.3.3.	LCOE con 9 horas de almacenamiento:	80
3.2.3.4.	LCOE con 12 horas de almacenamiento:	82
3.2.3.5.	LCOE con 15 horas de almacenamiento:	83
	CONCLUSIONES	92
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	94
4.	ANEXOS	100

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1. Distribución de potencia efectiva termoeléctrica a marzo de 2021	24
Tabla 1.2. Consumo de agua por tipo de tecnología CSP.....	46
Tabla 1.3. Comparación entre tecnologías CSP	47
Tabla 2.1. Características del CSP-PTC ET 150.....	56
Tabla 2.2. Características del Schott PTR 70	57
Tabla 2.3. Propiedades del fluido caloportador	57
Tabla 2.4. Especificaciones técnicas de panel Ja Solar	61
Tabla 2.5. Potencias instaladas de planta.....	62
Tabla 2.6. Escenarios de retorno y precio de instalación	65
Tabla 2.7. LCOE de todos los escenarios en comparación a los precios spot proyectados	67
Tabla 3.1. Valores constantes en el diseño técnico	69
Tabla 3.2. Especificaciones técnicas por escenario	70
Tabla 3.3. Cifras económicas anuales.....	75
Tabla 3.4. Costos de la planta en todos los escenarios	77
Tabla 3.5. LCOE en base a costos por potencia y TIR con 3 horas de almacenamiento.....	78
Tabla 3.6. LCOE en base a costos por potencia y TIR con 6 horas de almacenamiento.....	79
Tabla 3.7. LCOE en base a costos por potencia y TIR con 9 horas de almacenamiento.....	81

Tabla 3.8. LCOE en base a costos por potencia y TIR con 12 horas de almacenamiento.....	82
Tabla 3.9. LCOE en base a costos por potencia y TIR con 15 horas de almacenamiento.....	84
Tabla 3.10. Comparación de LCOEs con TIR nulo.....	86
Tabla 3.11. Escenarios de costo marginal.....	87
Tabla 3.12. Viabilidad económica de cada escenario.....	88
Tabla 3.13. Sensibilidad de LCOE en base a inversión.....	89
Tabla 3.14. Incremento porcentual de inversión y LCOE con TIR de 7% entre cada escenario de costos.....	90
Tabla 3.15. Incremento del LCOE en base a la inversión.....	90

ÍNDICE DE FIGURAS

Pág.

Figura 1.1. Radiación directa y difusa	20
Figura 1.2. Radiación solar directa anual (kWh/m²) en todo el Perú.....	21
Figura 1.3. Radiación solar directa anual (kWh/m²) al sur del Perú	22
Figura 1.4. Potencia efectiva por tipo de generación en el Perú a marzo de 2021	24
Figura 1.5. Evolución de la producción de energía y la demanda máxima entre 2019 y 2021.....	25
Figura 1.6. Valorización del precio spot en el mercado eléctrico peruano	26
Figura 1.7. Sistema PV con conexión a la red.....	27
Figura 1.8. CSP de tipo cilindro parabólico	28
Figura 1.9. CSP de tipo torre	29
Figura 1.10. CSP de tipo Fresnel	30
Figura 1.11. CSP de tipo disco parabólico	31
Figura 1.12. Composición de un PTC.....	32
Figura 1.13. Programa de Simulación SAM.....	36
Figura 1.14. Partes de tubo receptor	37
Figura 1.15. Sistema de seguimiento de colectores CSP.....	38
Figura 1.16. Esquema de sistema híbrido CSP-PTC-PV-TES.....	39
Figura 1.17. Rangos de temperatura para distintos HTF	41
Figura 2.1. Estructura de la metodología.....	49
Figura 2.2. Ubicación aproximada de lugar de emplazamiento	51
Figura 2.3. Mapa de radiación normal directa anual en el sur de Moquegua	52

Figura 2.4. Perfil horario de DNI en Wh/m2 promedio por mes en coordenadas - 17°39'47",-71°04'46"	53
Figura 2.5. Subestación eléctrica Ilo 3.....	54
Figura 2.6. Colector solar parabólico y sus partes	55
Figura 2.7. Tubo receptor.....	56
Figura 2.8. Panel Solar Fotovoltaico Ja Solar	60
Figura 2.9. Diagrama de carga de la planta con 50MW de capacidad y 8 horas de almacenamiento.....	61
Figura 3.1. LCOE en base a costos por potencia y TIR con 3 horas de almacenamiento.....	78
Figura 3.2. LCOE en base a costos por potencia y TIR con 6 horas de almacenamiento.....	80
Figura 3.3. LCOE en base a costos por potencia y TIR con 9 horas de almacenamiento.....	81
Figura 3.4. LCOE en base a costos por potencia y TIR con 12 horas de almacenamiento.....	83
Figura 3.5. LCOE en base a costos por potencia y TIR con 15 horas de almacenamiento.....	84

ÍNDICE DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1.1. Pérdidas térmicas dentro de un colector CSP	32
Ecuación 1.2. Potencia térmica útil dentro de un colector CSP.....	33
Ecuación 1.3. Cantidad de colectores PTC por lazo	33
Ecuación 1.4. Cantidad total de lazos.....	34
Ecuación 1.5. Coeficiente global de pérdidas térmicas	34
Ecuación 1.6. Incremento de temperatura por colector	37
Ecuación 1.7. Cantidad de paneles fotovoltaicos.....	39
Ecuación 1.8. Ecuación de Reynolds	41
Ecuación 1.9. Ecuación de caudal másico	42
Ecuación 1.10. Múltiplo Solar	43
Ecuación 1.11. Potencia térmica neta del sistema	47
Ecuación 1.12. Modificador de ángulo de incidencia.....	47
Ecuación 2.1. Volumen de los tanques de almacenamiento	58
Ecuación 2.2. Masa de HTF en los tanques de almacenamiento	58
Ecuación 2.3. Energía máxima almacenada en los tanques de almacenamiento	59
Ecuación 2.4. Horas de almacenamiento del sistema TES	59
Ecuación 2.5. Estimación del LCOE para proyectos de energías renovables	66
Ecuación 3.1. Área total del campo de colectores	70
Ecuación 3.2. Ángulo de declinación del Ecuador	71
Ecuación 3.3. Hora Solar	72
Ecuación 3.4. Azimut solar	72

Ecuación 3.5. Longitud de sombra de un panel..... 73

RESUMEN

En los próximos años la necesidad de la inversión en nuevas tecnologías de generación eléctrica en el Perú será inminente, pues la inmensa mayoría de la demanda eléctrica del Perú es cubierta exclusivamente por energía hídrica y térmica por gas natural, no obstante, incluso entre las energías renovables, representadas tan solo en un 5% de la matriz energética peruana, entre los cuales no hay participación alguna de otras que no sean las solares fotovoltaicas (PV) y eólicas convencionales. lo que hace de la mezcla energética un modelo no sostenible en el futuro. Una fuente de energía con un gran potencial en el sur del Perú es la energía termosolar de concentración (CSP) con almacenamiento térmico (TES) que ofrece la ventaja de producir electricidad inclusive durante la noche y especialmente en horas punta. En este marco, esta tesis tuvo como propósito diseñar una planta híbrida entre tecnología fotovoltaica y tecnología termosolar de cilindro parabólico (PTC) con el fin de aprovechar las cualidades de ambas: la generación inmediata de las PV en el día y la generación almacenable de las CSP-PTC con TES en la noche. Tras comprenderse el funcionamiento de los equipos y los medios para dimensionar el sistema, se identificó una zona de emplazamiento que cuenta con las características esenciales para un proyecto solar, así como un fluido caloportador (HTF) capaz de almacenar grandes cantidades de energía. Considerando las variables técnicas y económicas de mayor importancia, se propusieron múltiples escenarios de generación para hallar el costo nivelado por energía (LCOE) más cercano al precio spot del mercado eléctrico peruano durante la siguiente década. Una planta híbrida con 15 horas de almacenamiento y 9 horas de producción fotovoltaica fue identificada como la opción más viable económicamente entre el 2025 y 2027; mientras que, una planta con la misma producción sin PV obtuvo el LCOE más alto, con 10% adicional. Los resultados probaron la viabilidad de una central CSP-PTC-TES-PV en base a sus horas de almacenamiento térmico, su tasa interna de retorno y su escenario de costos de inversión de presentarse las condiciones óptimas en el mercado.

PALABRAS CLAVES:

Colector cilindro parabólico (PTC); fluido caloportador (HTF); almacenamiento térmico (TES); costo nivelado por energía (LCOE); panel solar fotovoltaico (PV)

ABSTRACT

CSP-PTC-TES SOLAR COLLECTOR PLANT AS PHOTOVOLTAIC-HYBRID GENERATION SYSTEM TECHNICAL-ECONOMIC FEASIBILITY STUDY

In the following years, it will become a necessity to invest in electric generation technologies in Peru. Among renewable energies, which represent only 5% of Peru's energetic matrix, there is no participation of technologies aside from photovoltaic solar panels (PV) and onshore wind turbines. An energy source of great potential in the south of Peru is the concentrated solar power (CSP) with thermal energy storage (TES), which offers electricity production even during the night and peak hours. This study sought to design a photovoltaic-parabolic trough collector (PTC) hybrid plant in order to take advantage of both technologies' main attributes: PV's immediate generation during the day and CSP-PTC's storable production with TES during the night. Once the equipment's and dimensioning procedure's working principles were made clear, an emplacement zone with the fundamental needs of a solar project and a heat transfer fluid (HTF) able to retain large amounts of thermal energy were chosen after. Multiple generation scenarios were proposed to obtain the levelized cost of energy (LCOE) closest to the Peruvian electric market's spot price during the following decade, considering the technical and economic variables of utmost importance. A 15-hour storage hybrid plant with 9 hours of PV generation proved to be the most economically feasible between 2025 and 2027; while a pure CSP plant with 24 hours of thermal storage obtained the highest LCOE, with an additional 10%. The results proved the viability of a CSP-PTC-TES-PV plant based on its internal rate of return, its investment costs and its thermal storage hours if the optimal market conditions are fulfilled.

KEYWORDS:

Parabolic trough collector (PTC); heat transfer fluid (HTF); thermal energy storage (TES); levelized cost of energy (LCOE); photovoltaic panel (PV)

INTRODUCCIÓN

La demanda energética nacional está proyectada a incrementarse entre 5% y 8% anualmente hasta el 2024 [1], aunque pueda estar sujeta a periodos de crisis a gran escala [2]. En base a este crecimiento y a los nuevos proyectos de generación a inaugurarse en los próximos años, se proyecta que para el 2025 la demanda ya no podría ser satisfecha por la infraestructura energética vigente hasta la fecha [3]. Por ende, deben de elaborarse nuevos proyectos de generación para satisfacer las necesidades de la población.

Actualmente el Perú cuenta con una matriz energética poco diversificada. Entre enero y agosto de 2020, más del 90% de los 33.994 TWh consumidos en el Perú fueron generados por fuentes hidráulicas y térmicas (64% y 30.3%, respectivamente). Mientras tanto, las fuentes renovables solo cubrieron un 5.7% de la producción, una cifra similar al 5% durante el mismo intervalo de tiempo el año anterior [4].

Hoy más que nunca se promueven las energías renovables no convencionales, ya sean la energía eólica onshore, la energía hidráulica de menor capacidad y la energía solar fotovoltaica (Photovoltaic Solar Energy en inglés o PV) [5]. Con esto se busca alcanzar los objetivos del Acuerdo de París, donde el Perú se comprometió a alcanzar la meta de 40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para el 2030 (30% por recursos propios y 10% condicionada a cooperación) [6].

Además, otras fuentes de energía renovable como la biomasa o la geotermia se encuentran desarrolladas en menor medida o se encuentran ya en fase de planeación. No obstante, aún se carecen de estudios e implementaciones a nivel nacional de la tecnología térmica de concentración solar (Concentrated Solar Power en inglés o CSP) de media temperatura, por lo que la presente investigación tiene como objetivo estudiar la viabilidad técnica-económica de esta en territorio peruano.

1.1. Antecedentes:

La energía generada por los equipos PV es consumida durante el día, mientras la CSP- TES durante la noche. Esto le permite al sistema entregar una potencia constante las veinticuatro horas del día. Aun así, el primer estudio de esta tecnología en la universidad fue por parte del alumno Vladimir Said Carrera Párraga y su tesis “Análisis técnico y económico de la implementación de una planta de energía termosolar de concentración de tipo cilindro parabólico (CSP-PTC) y de su hibridación” durante el año 2019. Esta se enfocó en evaluar a nivel general la posibilidad de la implementación de una planta CSP al sur del Perú, demostrándose que la tecnología puede llegar a niveles competitivos si opera en conjunto con PV [7].

Recientemente se realizó un estudio similar para la tecnología termosolar de foco puntual de tipo torre con hibridación por parte de la alumna de UTEC Andrea Álvarez Vera llamado “Desarrollo de escenarios técnico-económicos para la incorporación de una planta híbrida SPT-TES + PV en el sur del Perú” [8]. Se comprobó que la energía solar de concentración de tipo torre con hibridación puede en un futuro llegar a ser viable en el mercado eléctrico peruano. Por ende, en esta investigación se analizarán las alternativas de centrales CSP con la tecnología de cilindro parabólico (Parabolic Trough Collector en inglés o PTC) con hibridación PV para complementar dicho estudio.

1.2. Alcance:

El estudio comprendió el diseño de posibles alternativas de una central híbrida termosolar-fotovoltaica ubicada en una zona disponible con recurso solar abundante al sur del Perú. Para su selección se tomó en cuenta también el uso de suelos, las condiciones climáticas y poblaciones aledañas cercanas a la zona de estudio registradas al año 2020, los cuales obtuvieron por medio del software Solargis. No se realizaron mediciones en campo ni se construyeron prototipos a escala, debido a que la tecnología termosolar no existe a menor escala y es demasiado costosa. No obstante, el software SAM es empleado para contrastar

los valores calculados manualmente y para obtener datos adicionales sobre los equipos a instalarse.

Con las alternativas obtenidas por medio de una extensa investigación y cálculos, se evaluó la viabilidad de los posibles proyectos en base a sus costos de instalación, operación y mantenimiento (O&M). No se consideró la reducción de los costos por capacidad instalada y O&M de la tecnología termosolar a lo largo de los años, debido a que al ser una tecnología nueva en el Perú, se asumieron costos ligeramente superiores al vigente en el 2020. Obtenidos los costos totales, se optó por distintas tasas internas de retorno con el fin de estimar un costo nivelado de energía (LCOE en inglés), el cual determinó si el proyecto es o será competitivo en el mercado de venta energética del Perú.

1.3. Justificación:

Hasta el 2019, las centrales CSP contaban con una potencia instalada a nivel mundial mayor a 6.4 GW, con mayor vigencia en España y Estados Unidos [9]. Estas destacan sobre las PV convencionales por un motivo sencillo: el almacenamiento energético térmico (Thermal Energy Storage en inglés o TES). Mientras las PV convierten la energía del sol directamente en corriente continua, las CSP reflejan la luz a ductos que transportan fluido caloportador, el cual, mediante intercambiadores de calor, se produce vapor que finalmente accionará una turbina generadora [10].

Gracias a esta característica común entre todos los tipos de CSP-TES, la energía producida puede utilizarse durante horas en las que no haya sol, fundamentalmente por la noche. El fluido caloportador, ya sea aceite sintético o sales fundidas, se conserva en contenedores térmicos una vez ha recibido altas cantidades de luz solar de su sección de reflectores hasta alcanzar la temperatura de trabajo [10]. Las PV, en cambio, requieren bancos de baterías de inmenso tamaño y precios altos para poder cumplir con la misma función.

Gracias a estudios recientes en UTEC, se ha llegado a la conclusión de que las centrales termosolares son económicamente más viables y ofrecen menores costos por

energía cuando operan como parte de un sistema híbrido con paneles PV [7]. Es por eso que se debería evaluar la factibilidad de la instalación e implementación de una central de generación híbrida termosolar-fotovoltaica con almacenamiento energético térmico al sur del Perú. Es un hecho conocido que la sierra sur del Perú, más en concreto las regiones de Arequipa, Ayacucho, Tacna, Moquegua y Puno, contienen el mayor recurso solar disponible a nivel nacional, lo que las hace más propicias a la hora de poner en operación un sistema solar CSP-TES-PV [11].

1.4.Objetivos

General:

Realizar un análisis técnico-económico de la instalación de una planta de generación híbrida CSP-PTC-TES-PV en el sur del Perú con el fin de determinar su viabilidad en el mercado energético proyectado hasta el 2030.

Específicos:

- Determinar una zona de estudio donde ejecutar el proyecto termosolar-fotovoltaico en base a su geografía y recurso solar.
- Diseñar una central de generación CSP-TPC-TES-PV en base a su potencia y características técnicas.
- Evaluar la factibilidad económica de la central en el mercado eléctrico peruano a corto y mediano plazo.

1. CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

En el primer capítulo se discutirá respecto a los antecedentes de las tecnologías solares de concentración en la industria y estudios pre-profesionales en el Perú. Es importante considerar los avances que ya se han realizado en el campo de las energías termosolares, dado a que la base existente facilitará el desarrollo de la investigación y el cumplimiento de los objetivos. Asimismo, se brindará información relevante respecto a la operación técnica de la tecnología de cilindro parabólico, así como las ecuaciones y procedimientos de alta importancia en el diseño de plantas solares fotovoltaicas y térmicas.

1.1.Recurso solar

En el campo de la energía solar se trabaja con los niveles de irradiación de las zonas a estudiarse. Por ende, se explicará brevemente los tipos de radiación en este estudio.

1.1.1. Radiación directa y difusa

El potencial solar se estima en base a promedios obtenidos tras monitorear la radiación solar que afecta a un área determinada por medio de satélites a lo largo de múltiples años. Considerando las condiciones climáticas y estaciones del año, suele establecerse una unidad de energía por área respecto a una unidad de tiempo, ya sea diaria o anual, frecuentemente en kWh/m²día [12]. No obstante, existen más de un tipo de radiación y debe saberse cuál utilizarse para estimar la producción energética, representados visualmente en la **Figura 1.1**.

- Radiación Solar Directa (Direct Normal Irradiation o DNI en inglés): es la radiación que impacta directamente con la superficie de la Tierra sin sufrir atenuaciones ya sea por dispersión y absorción. Se ve afectada por el ángulo de inclinación del plano donde recae, tanto positiva como negativamente. Es la que debe emplearse para estimar la generación termosolar y fotovoltaica [12].
- Radiación Solar Difusa: es la radiación que se dispersa en la atmósfera por medio de moléculas de aire, aerosoles o la reflexión del suelo. No es útil para la producción de energía a alta escala [12].

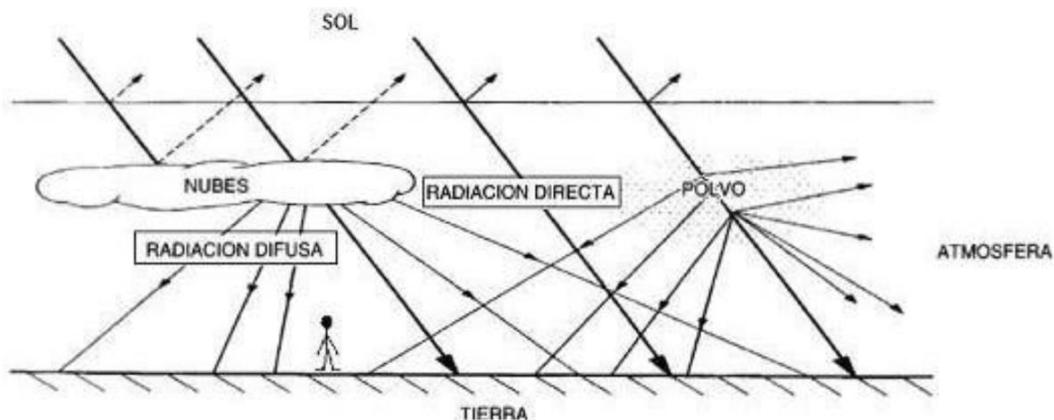


Figura 1.1. Radiación directa y difusa [12]

1.1.2. Potencial en el Perú

Hoy en día se cuenta con diversas herramientas para determinar el potencial energético solar en el Perú. Si bien existen estudios realizados por organismos del gobierno nacional como el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI) y el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) [13], lo cierto es que la data más actualizada pertenece a las bases de datos internacionales. Entre ellas se encuentran el Global Solar Atlas del Banco Mundial [11] y el mapa de Solargis que se representa en la **Figura 1.2**:

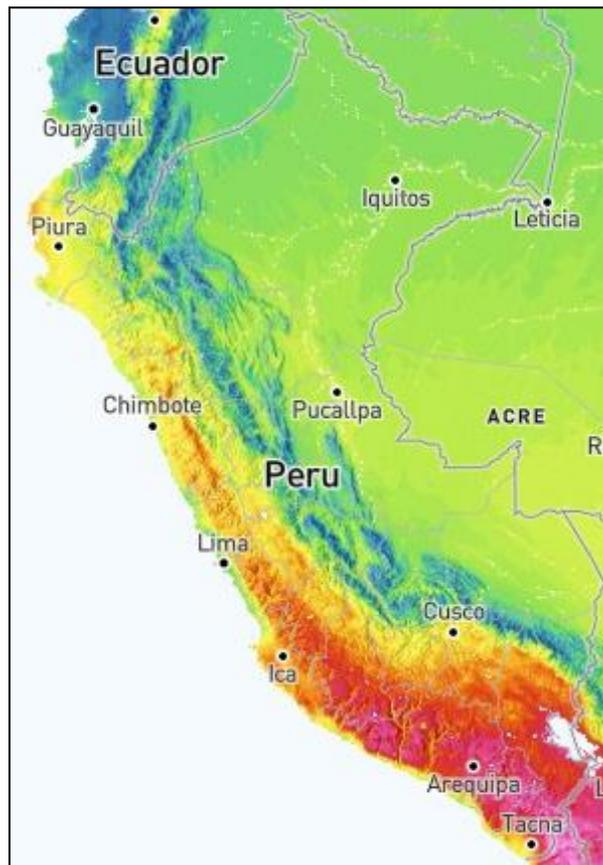


Figura 1.2 Radiación solar directa anual (kWh/m²) en todo el Perú [14]

Como puede verse en la **Figura 1.3**, el recurso solar del Perú es abundante principalmente en la sierra; sin embargo, en el borde de la costa y especialmente en la selva la irradiación es demasiado baja para realizar proyectos solares en condiciones óptimas. En el siguiente subtema se explicará por qué a pesar de tener un recurso abundante, la mayoría de focos de calor en el Perú son difíciles o imposibles de aprovechar. Estos incluyen las regiones del sur, apreciables con mayor detalle en la siguiente figura, aquí se puede observar que las regiones de Moquegua, Puno y Arequipa son los departamentos del sur con la mayor fuente de irradiación solar directa. Cada una de ellas cuenta con áreas donde la DNI es cercana a los 3000 kWh/m² anuales.

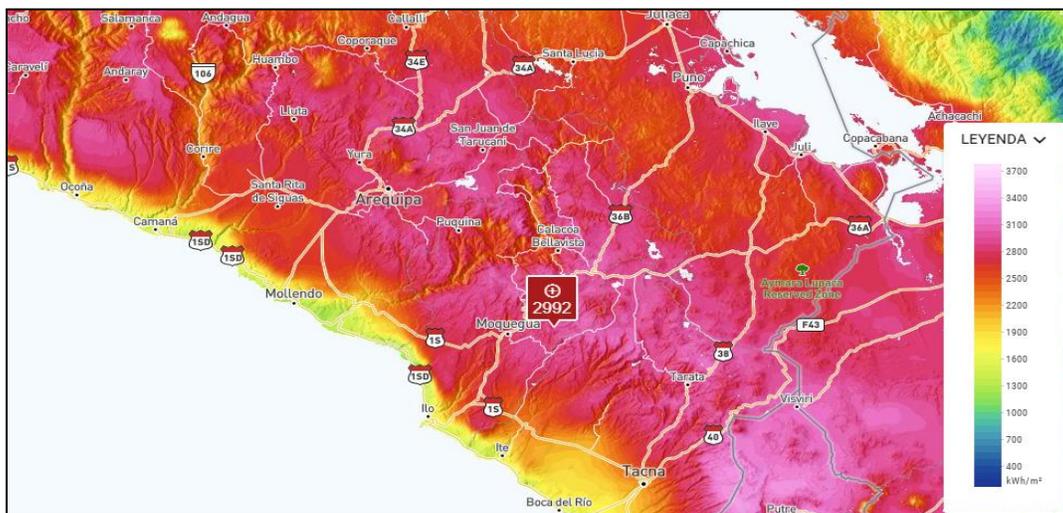


Figura 1.3 Radiación solar directa anual (kWh/m²) al sur del Perú [14]

1.1.3. Condiciones de lugar de emplazamiento

Tal como se mencionó en el subtema anterior, más allá del potencial solar, cuando se selecciona un lugar de emplazamiento de una central CSP, así como una PV, existen otros seis criterios que deben cumplirse para poder considerar una zona como apta para un proyecto. Estos son:

- Áreas protegidas: no se puede llevar a cabo ningún proyecto en reservas naturales bajo protección gubernamental. Adicionalmente, zonas donde haya restos

arqueológicos de valor histórico no pueden hallarse a las cercanías de las instalaciones.

- Uso de tierra: todo territorio que ya se encuentre en uso por parte de una entidad pública o privada debe ser excluida del proceso de selección.
 - Superficie: el terreno de emplazamiento debe ser lo más plano e irregular posible para la instalación de los colectores solares.
 - Áreas urbanas: debe evitarse construir plantas solares cerca a zonas con posible desarrollo industrial, especialmente ciudades con alta densidad poblacional propensas a expansión geográfica.
 - Proximidad a recurso hídrico: como se verá más adelante en la **Tabla 1.2**, las plantas termosolares cuentan con un alto consumo de agua por MWh producido, lo que hace obligatorio contar con una fuente capaz de abastecer a la planta de agua en todo momento.
 - Proximidad a la infraestructura: para poder despachar la energía eléctrica, la planta debe encontrarse cercana al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Dependiendo de si hay una concesión por generación con un consumidor específico, comúnmente proyectos mineros en el Perú, es importante que la planta se encuentre próxima a este.
- [15]

1.2.Mercado eléctrico

En lo que respecta a las condiciones del mercado de generación eléctrica nacional, hay información importante a resaltar, principalmente acerca de la situación energética del Perú:

1.2.1. Línea base del mercado eléctrico peruano

La matriz y demanda energéticas peruanas proveen una gran cantidad de data respecto a la situación energética nacional. Principalmente informan acerca de la distribución de la generación y el pronóstico para futuras inversiones de proyectos energéticos.

1.2.1.1. Matriz energética de potencia instalada total

Actualmente la matriz de potencia energética peruana tiene la distribución de la **Figura 1.4:**

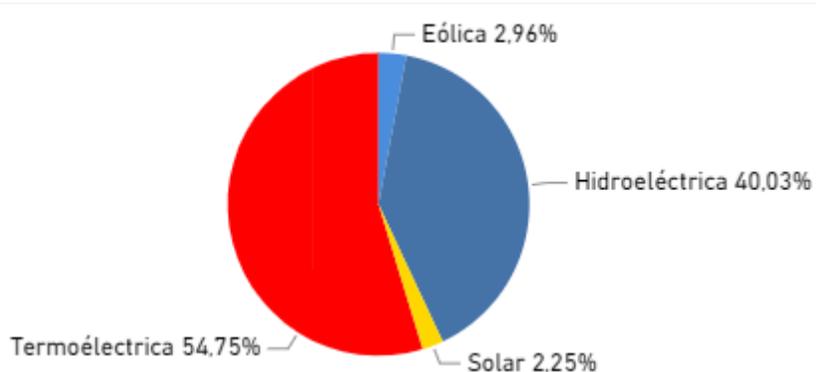


Figura 1.4: Potencia efectiva por tipo de generación en el Perú a marzo de 2021 [16].

Se cuenta en total con 12.663 GW de potencia efectiva en todo el Perú. Se sabe que todas las solares son del tipo fotovoltaico y todas las eólicas son onshore. No obstante, el 54.65% restante conformado por las termoelectricas cuenta con mayor diversificación. Los distintos tipos de energía que lo conforman se encuentran en la **Tabla 1.1:**

Fuente de Energía	Porcentaje (%)
Carbón	1.11
Biogás, Bagazo, Residual R6 y R500	1.12
Diesel B5	20.07
Gas Natural	32.44
Total	54.65

Tabla 1.1 Distribución de potencia efectiva termoelectrica a marzo de 2021 [16]

Los 2.5 GW de potencia efectiva de Diesel B5 son la reserva fría utilizada solo en casos de emergencia, por lo que no debe tomarse en consideración cuando se realizan

estadísticas de generación energética por tipo de tecnología como lo detalla la Dirección General de Electricidad en el informe del Ministerio de Energía y Minas [4].

1.2.1.2. Demanda eléctrica

Con anterioridad se mencionó que a 2019 se tenía previsto que al 2025 la demanda energética superaría la potencia instalada - sin contar la reserva fría de diésel - con el crecimiento previsto y sin la operación de nuevas generadoras. Sin embargo, las demandas máximas mensuales de electricidad en el Perú desde enero de 2019 hasta septiembre de 2020 presentes en la **Figura 1.5** muestran un cambio atípico:

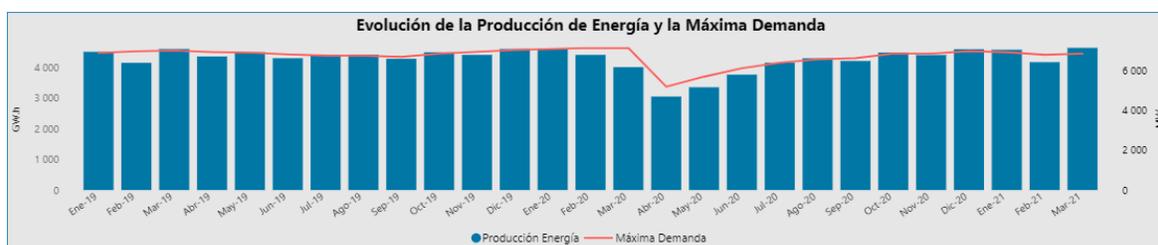


Figura 1.5 Evolución de la producción de energía y la demanda máxima entre 2019 y 2021 [16].

Si bien la demanda energética se incrementa entre 5 y 8% cada año [17], a efectos de la COVID-19, la máxima demanda se redujo significativamente hasta alcanzar su valor histórico más bajo en los últimos años en abril de 2020. A pesar de ello, en el aumento presenciado en la **Figura 1.5** demuestran una estable recuperación de la misma y puede que la proyección de la demanda máxima al 2025 sí se cumpla. En este sentido, cabe señalar que la demanda presentará costos particulares al tipo de generación.

1.2.1.3. Precio Spot y Costo Nivelado por Energía (LCOE)

También conocido como mercado a corto plazo, el mercado spot es el determinante del precio al que serán remuneradas todas las plantas que generan energía por orden del COES en base a los costos marginales de energía vigentes [18]. La **Figura 1.6** muestra la variación del precio spot durante los últimos 5 años:

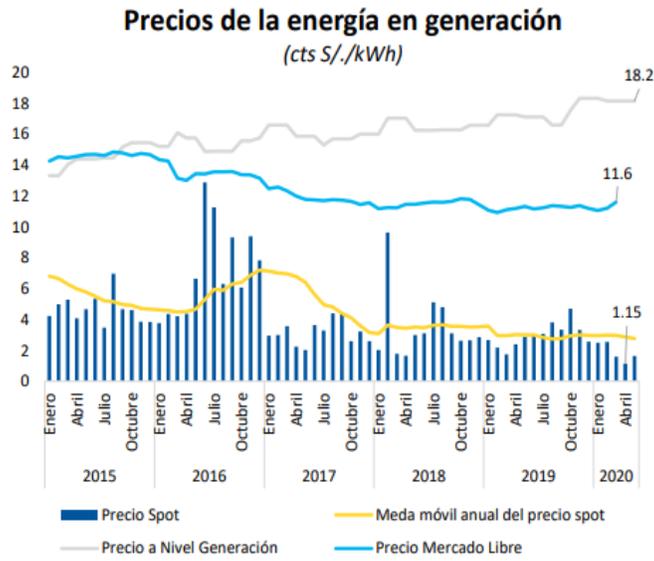


Figura 1.6 Valorización del precio spot en el mercado eléctrico peruano [19]

El costo nivelado por energía o LCOE puede definirse como el costo promedio por generación eléctrica durante el periodo de vida de una planta de generación [20]. Es importante que el LCOE del proyecto sea similar al precio del mercado spot para que así pueda ser considerado para recibir ingresos como productor.

Como se puede ver en la **Figura 1.6**, el precio spot ya se encontraba en valores bastante bajos previo a la crisis de la COVID-19. En situaciones como esta, lo más sensato es esperar a que el precio spot se eleve hasta valores más aceptables o buscar obtener un contrato privado por energía (*Power Purchase Agreement* en inglés o PPA) [18].

1.3. Tecnologías de generación solares

La producción de energía solar se clasifica en dos categorías principales: la fotovoltaica y la termosolar. A continuación se describen las principales características de cada una de ellas:

1.3.1. Fotovoltaica (PV)

Los paneles solares fotovoltaicos (*Photovoltaic Panels* en inglés o PV) reciben luz solar con el fin de enviar los electrones situados en las células fotovoltaicas hacia el circuito eléctrico del sistema. Esto les permite producir electricidad a corriente continua de forma instantánea [21]. La energía obtenida puede almacenarse en bancos de baterías tras ser regulada por controladores [22] o, como es el caso de este proyecto, ser inyectada a la red eléctrica por medio de inversores de corriente [23]. Estos tienen el propósito de transformar la energía DC a AC para poder transportarse por líneas de media o alta tensión. En la **Figura 1.7**, se aprecia un sistema solar fotovoltaico con conexión a la red para consumo doméstico:

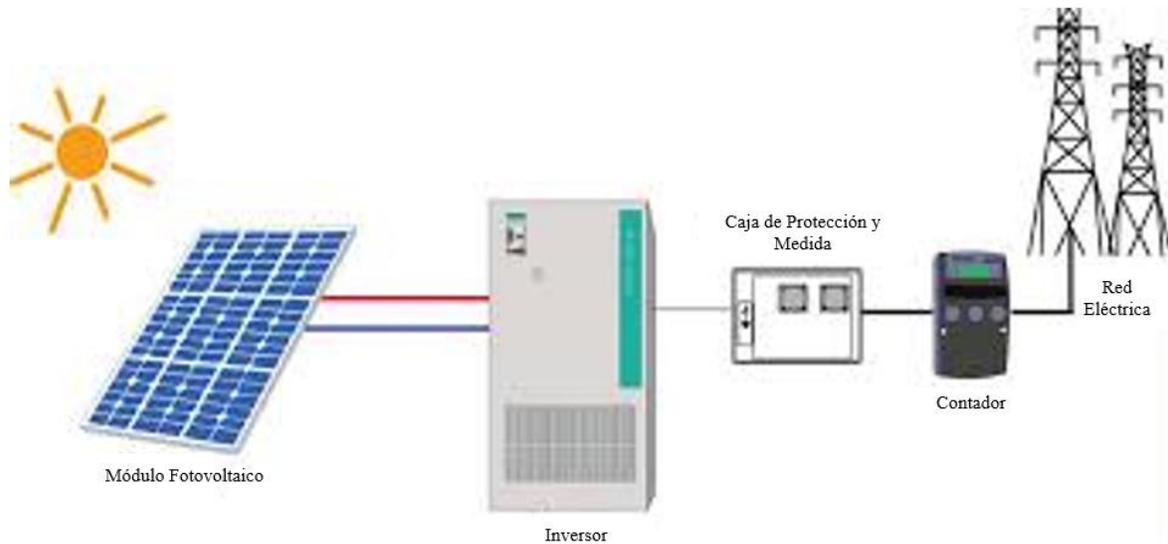


Figura 1.7 Sistema PV con conexión a la red [24]

1.3.2. Termosolar (CSP)

Existen distintos tipos de sistemas CSP para la producción eléctrica comercial, la mayoría de ellos capaces de producir calor a gran escala y almacenarlo para ser consumido a posteriori. Estos son cuatro, cada uno con diferentes cualidades que los hacen más ventajosos respecto a sus alternativas:

1.3.2.1. Cilindro Parabólico (PTC)

Los colectores cilindro parabólico como el de la **Figura 1.8** son reflectores que contienen un tubo receptor de metal con cubierta aislada de vidrio en el punto focal de la parábola. Se emplean grandes columnas paralelas de estos en campos solares con el fin de calentar el fluido caloportador (HTF o *Heat Transfer Fluid* en inglés) hasta aproximadamente 400°C al reflejar la radiación solar directa hacia el tubo. Al igual que la tecnología fotovoltaica, cuentan con rastreadores solares accionados por conductores hidráulicos para poder contar con el mejor ángulo hacia el sol a lo largo del día [25] [26].

Cuando el HTF ha alcanzado su temperatura de trabajo, puede ser directamente empleado para calentar la fuente de alimentación de la turbina a vapor del bloque eléctrico del sistema. No obstante, también puede depositarse en almacenadores térmicos para ser aprovechado durante horas en las que la producción solar es nula, es decir, la noche [25].

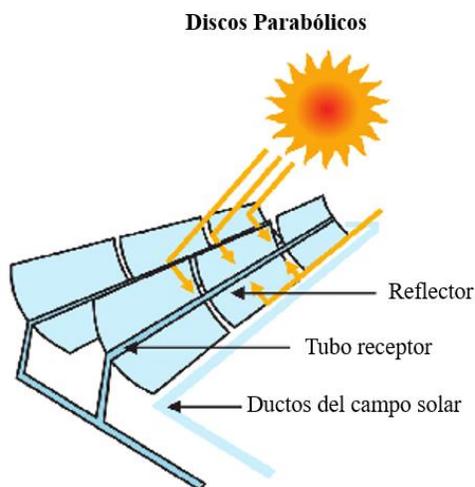


Figura 1.8 CSP de tipo cilindro parabólico [27]

1.3.2.2.Torre Central

Las centrales CSP de tipo torre consisten en una gran edificación vertical que transporta HTF desde su base hasta su cima. Múltiples reflectores de espejo rotatorio en forma de disco llamados heliostatos ubicados a un lado como en la **Figura 1.9** o alrededor de la torre reflejan la luz del sol a la cima de la torre. La luz aportada por el campo de heliostatos eleva la temperatura del HTF más que un sistema PTC y este es usado en un ciclo Rankine de vapor para incrementar la temperatura del fluido. Al igual que los PTC, cuentan con rastreadores solares, pero accionados por conductores de elevación, y pueden contar con un sistema de almacenamiento energético térmico (Thermal Energy Storage en inglés o TES) [25] [26].

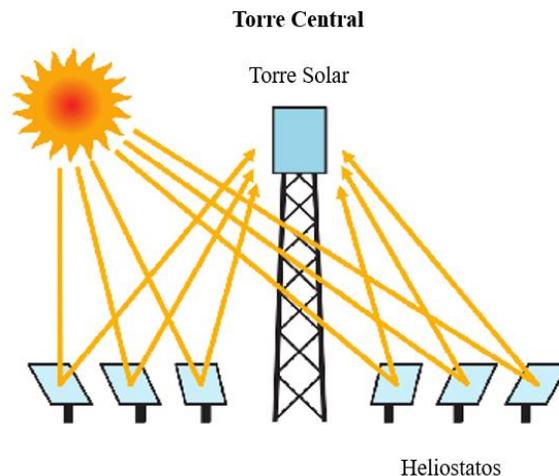


Figura 1.9 CSP de tipo torre [27]

1.3.2.3.Reflector Fresnel

Los sistemas lineales Fresnel consisten en un campo de espejos como en la **Figura 1.10**, ya sean planos o curvos, que reflejan la luz del sol a un tubo receptor. A diferencia de los PTC, múltiples reflectores redirigen la luz hacia un solo tubo, el cual calienta el HTF, aunque a una temperatura menor que los PTC, por lo que son más preferibles en la aplicación

directa del calor generado más que en producción eléctrica. Al igual que los PTC y torre, pueden contar con TES [25] [26].

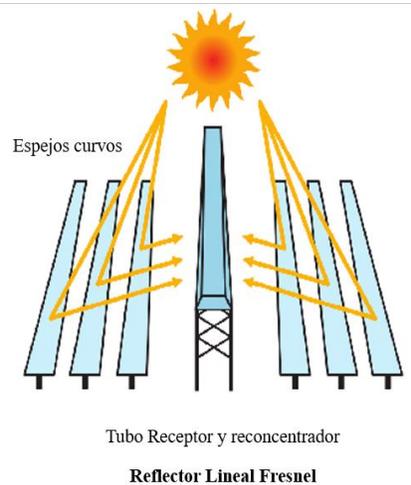


Figura 1.10 CSP de tipo Fresnel [27]

1.3.2.4. Disco Parabólico

Los discos parabólicos como el de la **Figura 1.11** son reflectores circulares que enfocan la luz que reciben hacia un foco individual. Existen equipos de concentración fotovoltaica y los de concentración térmica, los cuales producen calor para un motor Stirling, aunque también pueden instalarse en un ciclo Rankine de baja capacidad. Cuando se emplean motores Stirling, la radiación solar incidente calienta el tanque de hidrógeno que acciona los pistones del generador a temperaturas mayores a los 700°C a una alta eficiencia. No obstante, ya que su aplicación es directa, no es posible acumular HTF, más sí se ha contemplado su uso como actuadores mecánicos para bombas [25] [26].

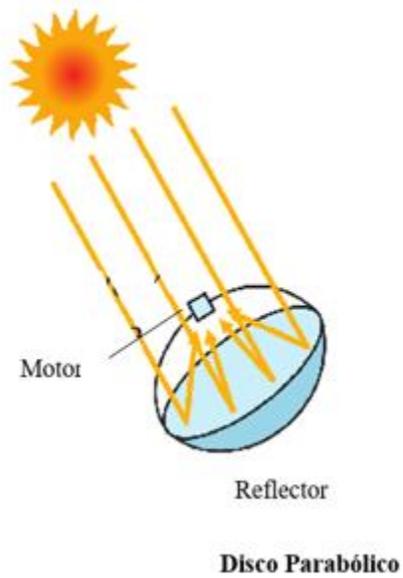


Figura 1.11 CSP de tipo disco parabólico. [27].

1.3.3. Tecnología CSP-PTC-TES

Esta tecnología se basa en los colectores cilindro parabólico con almacenamiento energético térmico. Es por ello que las diversas características técnicas de esta tecnología han de analizarse a mayor profundidad.

1.3.3.1. Dispositivos

Las partes principales del campo termosolar son los colectores, los tubos receptores y su sistema de seguimiento. A continuación se presenta información relevante sobre estos equipos.

1.3.3.1.1. Colectores cilindros parabólicos

Los colectores solares PTC se encuentran contruidos por medio de la composición en la **Figura 1.12**:

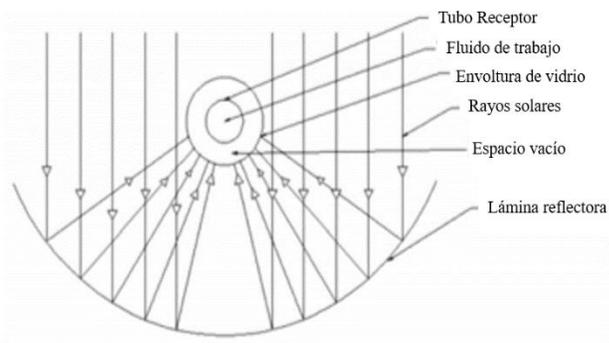


Figura 1.12 Composición de un PTC [28].

La pieza central del arreglo CSP-PTC es la placa reflectora en forma de cilindro hecha de espejos recubiertos de plata que se instala a una superficie plana por medio de monturas de metal. Estas deben ser de una alta dureza para prevenir desviaciones de los colectores respecto al ángulo óptimo del sol. Además, deben ser ligeras para que el eje de seguimiento no consuma demasiada energía y puedan soportar su propio peso [29].

Un factor de suma importancia a la hora de diseñar una planta de colectores parabólicos son las pérdidas térmicas de estos hacia el tubo receptor. Las pérdidas térmicas de los colectores a los tubos se estiman con la **Ecuación 1.1**:

$$P_{tot(tubo)} = U_L * A_{ro} * (T_r - T_{am})$$

Ecuación 1.1 Pérdidas térmicas dentro de un colector CSP [30]

Donde:

$P_{tot(tubo)}$: pérdidas térmicas totales en el tubo, expresadas en vatios.

U_L : coeficiente global de pérdidas térmicas, expresado en $W/m^2°C$.

A_{ro} : área perimetral del tubo, expresada en metros cuadrados.

T_r : temperatura promedio del tubo, expresada en $°C$.

T_{am} : temperatura ambiente, expresada en $°C$.

Cuando se han estimado las pérdidas totales en el campo de colectores, puede determinarse la potencia útil del colector gracias a la **Ecuación 1.2**:

$$Q_{\text{útil}} = A_c * DNI * \eta_{opt} * \eta_{alt} - P_{tot(tubo)}$$

Ecuación 1.2 Potencia térmica útil dentro de un colector CSP [30]

Donde:

$Q_{\text{útil}}$: potencia térmica útil de colectores, expresada en vatios.

A_c : área de apertura del colector, expresada en metros cuadrados.

DNI: radiación normal directa, expresada en W/m².

η_{opt} : eficiencia óptica del colector.

η_{alt} : eficiencia del alternador del bloque eléctrico.

Este valor de potencia útil considera exclusivamente la potencia térmica producida por los colectores, es decir, lo generado sin incluir la eficiencia del ciclo Rankine de vapor que produce la energía eléctrica. Esta suele ser aproximadamente del 32%, de modo que la producción eléctrica útil de cada colector es mucho menor [29].

Cada fila de concentradores PTC, también llamadas lazos, requiere una cantidad específica de concentradores para calentar el HTF a la temperatura deseada. La **Ecuación 1.3** lo explica:

$$\#PTC = \frac{\Delta T}{T_c}$$

Ecuación 1.3 Cantidad de colectores PTC por lazo [30]

Donde:

#PTC: número de colectores por lazo.

ΔT : diferencia de temperaturas de entrada y salida, expresada en °C.

T_c : incremento de temperatura por colector, expresado en °C.

Al tenerse la cantidad de colectores por lazo y la potencia térmica útil de cada colector, la cantidad final de lazos en el sistema se calcula con la **Ecuación 1.4**, dando así el tamaño total de la planta:

$$\#lazos = \frac{P_T}{\#PTC * Q_{\text{útil}}}$$

Ecuación 1.4 Cantidad total de lazos [30]

Donde:

#lazos: número total de lazos en la planta CSP.

P_T : potencia térmica total del sistema, expresada en vatios térmicos.

Dentro de las ecuaciones presentadas, se encuentran variables más complejas que deben ser calculadas de antemano para poder diseñar la planta bajo los parámetros más precisos. La primera de estas es el coeficiente global de pérdidas térmicas en la **Ecuación 1.5**:

$$U_L = \frac{1}{\frac{1}{h_{air,o}} + \frac{\delta_{insu}}{\lambda_{insu}}} + h_{fc} \frac{A_c}{A_s} + h_{nc} + \varepsilon_s F \sigma (T_r^2 + T_{am}^2) (T_r + T_{am})$$

Ecuación 1.5 Coeficiente global de pérdidas térmicas [31]

Donde:

δ_{insu} : grosor del aislamiento, expresado en metros.

$h_{air,o}$: coeficiente de transferencia de calor por convección del aire, expresado en $W/m^2 K^1$

A_s : área superficial del tubo, expresada en metros cuadrados.

λ_{insu} : coeficiente de transferencia de calor por conducción del aislamiento.

h_{fc} : coeficiente de transferencia de calor por convección forzada, expresado en

$$W/m^2K. \text{ Calculado como: } h_{fc} = k \frac{Re_{aire}^{0.8} Pr_{aire}^{\frac{1}{3}} * 0.0287}{D}$$

D : diámetro interno del tubo, expresado en metros.

Pr : Número de Prandtl, definido como el cociente entre la viscosidad y difusividad térmica.

k : conductividad térmica del fluido, expresada en $W/m^{\circ}C$.

h_{nc} : coeficiente de transferencia de calor por convección natural, expresado en $Wm^{-2}K^{-1}$. Calculado como: $h_{nc} = 0.81(T_r - T_{am})^{0.426}$

ε_s : emisividad de la superficie reflectora del receptor.

σ : constante de Stefan-Boltzmann ($5.67 * 10^{-8} Wm^{-2}K^{-4}$).

$$F: \text{ factor de vista. Calculado como: } F = \frac{\varepsilon_s^{-1}}{\frac{1-\varepsilon_s}{\varepsilon_s} + \frac{A_s}{A_s F_{s-ap} + \left[\frac{1}{A_s F_{s-r}} + \frac{1}{A_c F_{c-r}} \right]^{-1}}}$$

Como se pudo observar, la **Ecuación 1.5** cuenta con un nivel de complejidad bastante alto en comparación con el resto del estudio. Las probabilidades de obtener valores errados son muy altas debido a que muchas de las variables son bastante inciertas y difíciles de estimar sin mediciones in situ con equipos especializados. Para garantizar que los cálculos fueron lo más exactos posibles, se utilizó el software SAM (o *System Advisor Model*) para simular la producción energética en las coordenadas del proyecto.

SAM es un software utilizado para evaluar la factibilidad técnica de proyectos energéticos de distintos tipos, siendo la tecnología solar de concentración su especialidad. Como se muestra en la **Figura 1.13**, los parámetros principales con los que trabaja el programa son la ubicación, el diseño general de la planta, los equipos disponibles en su base de datos, la generación deseada y el sistema TES [32]. Con la información conocida, se pueden obtener los valores deseados para luego complementar los cálculos.

$$T_c = \frac{Q_{\text{útil}}}{C_p * M}$$

Ecuación 1.6 Incremento de temperatura por colector [33]

Donde:

M : caudal másico del HTF, expresado en kilogramos por segundo.

C_p : calor específico del HTF, expresado en J/kg°C.

1.3.3.1.2. Tubos receptores

El tubo receptor, representado visualmente en la **Figura 1.14**, es el contenedor por el cual el HTF es bombeado y recibe la luz reflejada por los espejos parabólicos. Consiste en un tubo de acero recubierto por una capa de vidrio sellada al vacío para reducir pérdidas de calor por convección ubicado en el punto focal de la parábola. Está diseñado para admitir grandes cantidades de ondas de luz cortas y emitir bajas cantidades de ondas largas, es decir, incrementar la absorción de radiación solar y reducir la radiación ultravioleta repelida [34].

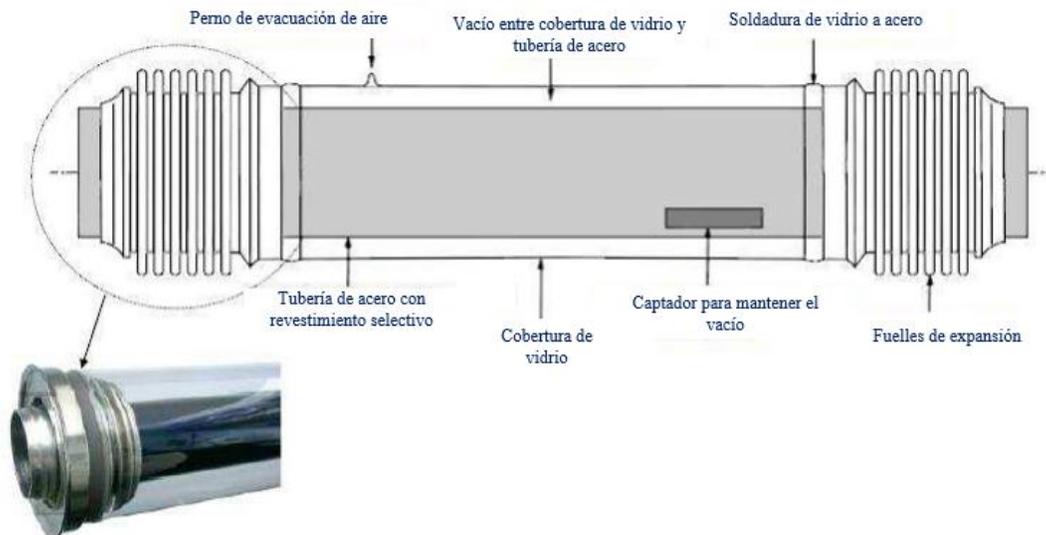


Figura 1.14 Partes de tubo receptor [35]

1.3.3.1.3. Sistema de seguimiento

Todas las plantas CSP-PTC cuentan con un sistema de seguimiento de un eje diseñado para mantener el ángulo de los colectores respecto al sol que aporte la mayor eficiencia. Este debe ser lo más preciso y estable con el fin de poder operar a condiciones climáticas extremas [29]. A diferencia de los discos parabólicos, los cuales cuentan con sistemas de seguimiento de dos ejes, los PTC solo pueden seguir al sol desde el este al oeste como se muestra en la **Figura 1.15**.

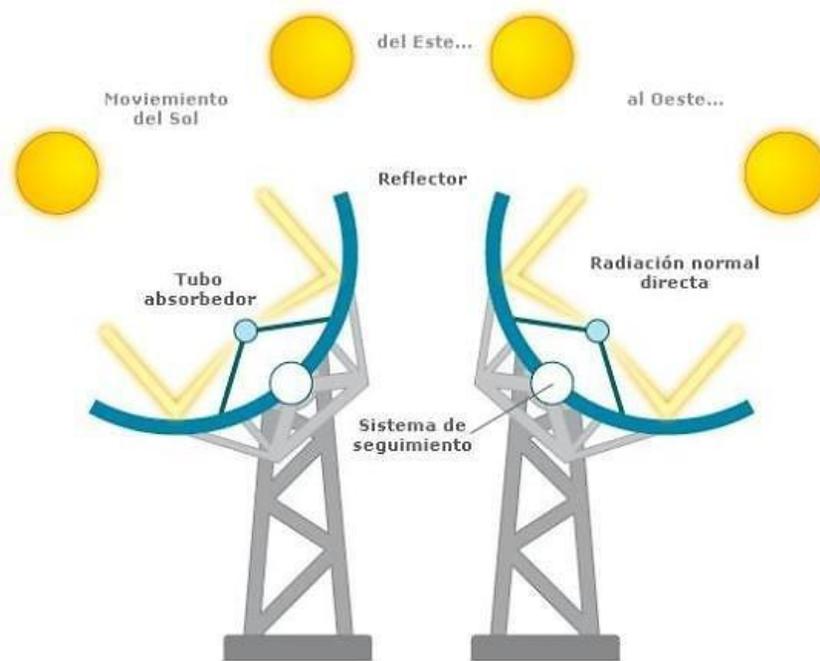


Figura 1.15 Sistema de seguimiento de colectores CSP [36]

1.3.3.2. Sistema CSP-PV-TES

Cuando se emplea un sistema CSP-PV-TES se establece un sistema que conecte a la misma red tanto la parte fotovoltaica como termosolar [37]. En la **Figura 1.16** se presenta un ejemplo de una central híbrida en donde se emplea un campo de heliostatos para calentar HTF para ser depositado en un tanque caliente mientras al mismo tiempo un parque solar fotovoltaico alimenta un banco de baterías conectado a la red de consumo energético.

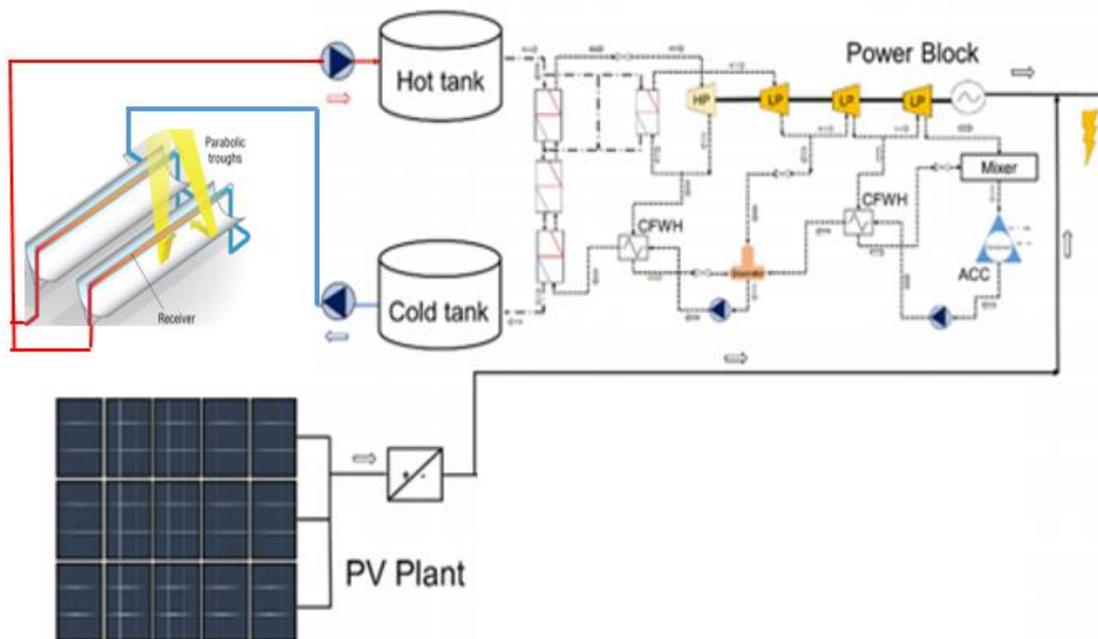


Figura 1.16 Esquema de sistema híbrido CSP-PTC-PV-TES [37]

Como ya se ha explicado antes, el fin de este arreglo es asegurar una producción eléctrica tanto en el día como en la noche. Este arreglo entregaría energía eléctrica continuamente durante las horas de sol, mientras que el HTF calentado en los cilindros accionaría el ciclo a vapor del bloque eléctrico pasado el atardecer por cuantas horas esté diseñado el tanque caliente para almacenar.

Como parte fundamental del proyecto, es necesario diseñar correctamente el tamaño de la planta fotovoltaica. Considerando que los paneles en serie suman su voltaje máximo y los que están en paralelo su corriente, la **Ecuación 1.7** es la más sencilla para obtener la cantidad necesaria de paneles, ya sea para la planta completa o para un subsistema:

$$N_p = \frac{E_D}{HS * P_N * \eta_T}$$

Ecuación 1.7 Cantidad de paneles fotovoltaicos [22]

Donde:

N_p : cantidad total de paneles.

E_D : energía demandada, expresada en kWh/día.

HS: horas en las que la radiación excede el 1kW/m², también llamadas horas solares pico.

P_N : potencia nominal del panel, expresada en kW.

η_T : eficiencia total del sistema.

Como es el caso de esta investigación, se propondrá un tamaño de planta inicial anterior a los cálculos en vez de una cantidad de energía demandada. La ecuación, por ende, se ajustaría reemplazando la energía demandada por la potencia nominal del sistema multiplicada por la cantidad de horas a las que opera a mayor capacidad - en los proyectos de generación solar se considera entre las 8am y 4pm.

1.3.3.3. Almacenamiento Energético Térmico (TES)

El fluido caloportador y los tanques de almacenamiento representan los componentes principales de un sistema TES. La información esencial para comprender su funcionamiento se encuentra a continuación.

1.3.3.3.1. Fluido caloportador (HTF)

Ya sea aceites sintéticos o sales fundidas, el fluido caloportador es el encargado de asimilar el calor reflejado por los PTC hacia el tubo receptor. En una planta CSP con TES, este es bombeado desde un tanque frío por medio de los circuitos de tubos hasta llegar al tanque caliente, donde su temperatura llega a ser mayor a los 400°C en el caso de los PTC. En base al rango de temperaturas en el que se busca trabajar y el tipo de almacenadores que van a utilizarse es como se opta por un HTF [35]. En la **Figura 1.17** se muestra el rango de operación para diversos fluidos caloportadores:

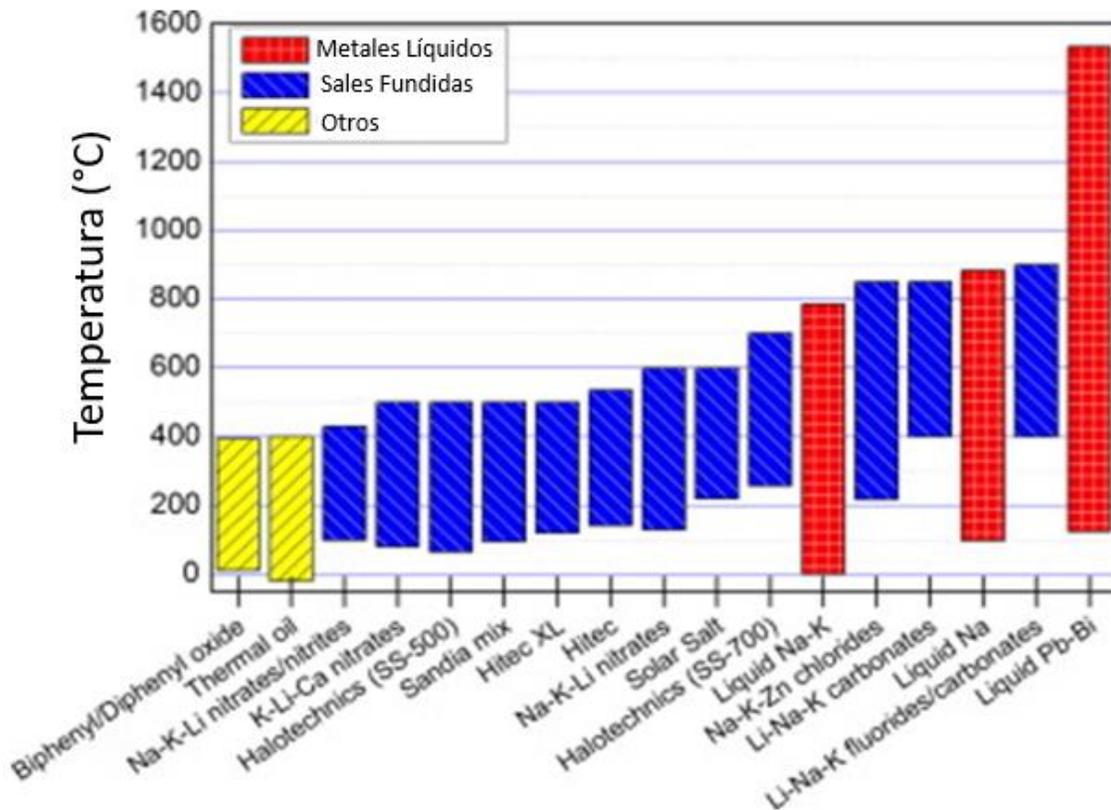


Figura 1.17 Rangos de temperatura para distintos HTF [38]

Independientemente del HTF que se utilizó, el caudal másico por cada tubo caloportador con el que se trabaja se estima por medio de las siguientes fórmulas, comenzando con la **Ecuación 1.8**:

$$Re = \frac{V * D * \rho}{\mu}$$

Ecuación 1.8 Ecuación de Reynolds [30]

Donde:

Re: Número de Reynolds, preferiblemente mayor a $1,5 * 10^5$.

V: velocidad del HTF, expresada en metros por segundo.

D: diámetro interior del tubo, expresado en metros.

ρ : densidad del HTF, expresada en kilogramos por metro cúbico.

μ : viscosidad dinámica del HTF, expresada en kilogramos por metro-segundo.

La densidad y viscosidad dinámica del HTF fueron consideradas a la temperatura promedio del sistema. Con la velocidad ya calculada, se estima su caudal másico mediante la **Ecuación 1.9**:

$$M = V * st * \rho$$

Ecuación 1.9 Ecuación de caudal másico [30]

Donde:

st : sección transversal del tubo, expresada en metros cuadrados.

1.3.3.3.2. Contenedores térmicos

Los contenedores del HTF se clasifican principalmente entre mecanismos y número de tanques. Los tipos de mecanismos son:

- Sensible: el HTF puede almacenarse como líquido o sólido, lo cual lo hace el más económico, en especial si el líquido caloportador consiste en aceite o sales fundidas.
- Latente: la energía del HTF se almacena por medio de un cambio de estado de un sólido a líquido.
- Químico: por medio de una reversión en la dirección de las reacciones endotérmicas se mantiene la energía del HTF. [35]

Las características fundamentales de TES con un solo tanque o dos son las siguientes:

- Un tanque: los HTF fríos y calientes se depositan en el mismo contenedor. Siendo sus densidades distintas debido a la diferencia de temperatura, el HTF caliente en la cima del tanque no llega a mezclarse con el frío en su base.
- Dos tanques: el fluido viaja del tanque frío hacia el caliente tras recibir la luz solar de los colectores. Estando separados, esto hace menos probables posibles transferencias de calor entre ambos tipos de fluidos. [35]

El volumen del o de los tanques de almacenamiento será el determinante principal de las horas de almacenamiento totales de la planta CSP-PTC-TES. Ha de considerarse el calor específico y el flujo másico del HTF a la temperatura estimada hasta la que se habrá calentado luego de viajar por los tubos receptores. La caída de temperatura total del HTF tras pasar por el ciclo de vapor y la eficiencia de la turbina del bloque eléctrico determinarán la potencia que puede otorgar la planta. Con ambos valores pueden calcularse las horas de almacenamiento a la potencia de diseño de la central CSP-PTC-TES [37].

En los proyectos solares con TES y consumo, paralelamente, se vuelve necesario estimar un múltiplo solar que determina la proporción de energía producida respecto a la consumida en el momento. La **Ecuación 1.10** lo detalla:

$$MS = \dot{Q}_{SF} / \dot{Q}_{nom}$$

Ecuación 1.10 Múltiplo Solar [39]

Donde:

MS : múltiplo solar.

\dot{Q}_{SF} : potencia térmica neta del sistema, expresada en vatios.

\dot{Q}_{nom} : potencia nominal requerida por el bloque eléctrico.

1.3.4. Desarrollo y estudios de la tecnología CSP

Aproximadamente en los años 80 comenzó la implementación de la tecnología solar de concentración (Concentrated Solar Power en inglés o CSP) en Estados Unidos con el objetivo de aprovechar el recurso solar disponible [17], de modo que al año 2019 era responsable de 1.7 GW instalados a partir de 16 centrales en operación, mientras que España contaba con 2.3 GW. Países como Sudáfrica, Marruecos y China ya cuentan con aproximadamente 500 MW de potencia en operación, más otros países como Dubái, Arabia Saudita y Kuwait cuentan con plantas de menor capacidad ya funcionando [40].

Aunque hoy en día ya se han desarrollado a mayor escala las tecnologías de torre central y colectores lineales Fresnel, la tecnología de colectores de cilindros parabólicos (Parabolic Trough Collectors en inglés o PTC) es la que lleva más tiempo en el mercado y por ende la que se encuentra más desarrollada [34]. Sin embargo, ninguna de estas tecnologías, salvo la PTC en procesos térmicos industriales [41], se ha desarrollado aún en el Perú. Por ello, durante las subastas de energías renovables no convencionales, se consideró tan solo la generación solar fotovoltaica, la cual es responsable tan solo del 5.7% de la producción energética nacional [4].

En Chile existe hasta el año 2021 una central CSP: la Cerro Dominador. Su construcción y puesta en operación significa la primera planta CSP en toda Latinoamérica. Cuenta con 210 MW de potencia instalada y será de tipo torre central con fotovoltaica [42].

Si bien hasta el año 2020 en Perú no se cuenta con proyectos termosolares de ningún tipo, ya se han realizado algunas tesis especializadas en las distintas tecnologías CSP. Además de las hechas en UTEC, hubo una anterior titulada “Viabilidad técnica, económica y ambiental para la construcción de una central termosolar en la región Puno”, donde se trabajó en un estudio sobre las condiciones ambientales y requerimientos básicos para la una instalación CSP en Puno [43].

1.3.5. Importancia en el mercado eléctrico peruano

Cuando se plantea un proyecto en un país donde su campo de estudio no se encuentra desarrollado, es necesario justificarlo por medio de resaltar sus ventajas respecto a otras tecnologías ya vigentes. Por otro lado, también se deben resaltar sus desventajas con el fin de presentar solo información correcta y objetiva:

1.3.5.1. Ventajas

Una de las principales ventajas de la energía termosolar respecto a la solar fotovoltaica es sin lugar a duda el almacenamiento energético térmico. Los tanques de almacenamiento de las plantas CSP no requieren ser reemplazados como baterías, volviéndolos más viables a largo plazo. Como ya se ha mencionado antes, los sistemas fotovoltaicos producen corriente continua de forma directa en presencia de la luz solar. Por lo tanto, su única alternativa para cubrir la demanda energética durante las horas pico, es decir, las primeras horas de la noche, es por medio de grandes bancos de baterías que incrementarían el costo de inversión de la planta a números excesivos, eso sin tomar en consideración los factores de descarga y la vida útil de las baterías [44].

Otra ventaja de contar con una planta termosolar de cilindro parabólico con almacenamiento térmico híbrida con hibridación de tecnología solar fotovoltaica, abreviada como CSP-PV-PTC-TES, es la producción estable que esta ofrece. Mientras una planta CSP-PTC-TES en sí solo acumula energía para ser usada durante periodos sin irradiación solar y una PV solo puede producir durante el día, la CSP-PTC-TES-PV genera electricidad durante el día mientras almacena grandes cantidades para la noche, dependiendo de las horas de almacenamiento para las que esté diseñada [37].

1.3.5.2. Desventajas

Una de las principales desventajas de las centrales CSP es su alto consumo de agua. Mientras que las plantas PV tan solo requieren limitadas cantidades de agua para mantener

los paneles limpios, las CSP, exceptuando las de tipo disco parabólico, requieren grandes cantidades de agua para condensar el agua empleada en el ciclo de vapor del bloque eléctrico [45]. La demanda de litros de agua por MWh producido, incluyendo ya el lavado de reflectores, se encuentra en la **Tabla 1.2**:

Tipo de planta	Demanda de agua (litros por MWh)
CSP (condensador)	2700-3500
Fresnel	Hasta 3800
Torre (condensador)	1900-2300
Disco parabólico	60-90

Tabla 1.2 Consumo de agua por tipo de tecnología CSP [25]

Esta desventaja provoca que las plantas CSP tengan que ser construidas en lugares con acceso a abundantes cantidades de recurso hídrico. Esto puede provocar pormenores cuando la zona donde ha de realizarse el proyecto se encuentre próxima a poblaciones dependientes del mismo recurso hídrico o el ecosistema local sea bastante frágil [25].

Otra desventaja de los proyectos CSP son los costos de instalación. Dependiendo del dimensionamiento del sistema TES de la planta, el costo de instalación en los mejores casos es de \$4186 por kW para los PTC [46] y puede llegar a 5774\$ (en promedio con otras tecnologías CSP), mientras que el precio por potencia instalada de un sistema PV es de aproximadamente \$995 dólares por kW [47]. Con diferencias de precios tan altas se vuelve más complejo intentar justificar una inversión CSP por encima de una PV, en especial si se trata de un país carente de desarrollo CSP como lo es el Perú.

1.3.5.3.Comparación entre tecnologías

Cada uno de los tipos de CSP cuenta con distintas características a nivel técnico y económico. La **Tabla 1.3** fue realizada por la International Finance Corporation en el 2012, donde se comparan las cuatro tecnologías termosolares a detalle:

	PTC	Torre	Disco	Fresnel
Riesgo Tecnológico	Bajo	Medio	Alto	Medio
Escala óptima	50-100 MW	50-100 MW	100kW-100MW	50-100 MW
Temperatura de operación	300-550 °C	260-570+ °C	750 °C	270 °C
Eficiencia	14-16 %	15-22 %	24-31 %	9-11 %
Almacenamiento	Sí	Sí	No	Sí
Uso de agua	Alto	Alto	Bajo	Medio
Uso de tierra	Alto	Alto	Variable	Variable

Tabla 1.3 Comparación entre tecnologías CSP [25]

Los colectores PTC cuentan con el menor riesgo tecnológico. Esto puede deberse a que son los que llevan la mayor cantidad de tiempo en el mercado eléctrico comercial [29]. Mientras tanto, las centrales de tipo torre y Fresnel son más riesgosas al llevar menos tiempo operando, mientras que las de disco parabólicos cuentan con los equipos más caros por potencia nominal [25]. Asimismo, son las únicas que no están diseñadas para operar con sistemas TES [17] [25].

Las centrales de torre y discos parabólicos funcionan a temperaturas más altas que las PTC y Fresnel. El motivo principal es porque las dos primeras emplean por cada sistema independiente un solo foco donde se concentra la energía térmica, ya sea una planta con torre central o de diversos cilindros. Por otro lado, las PTC y Fresnel contienen múltiples focos

destinados a calentar más de un solo flujo térmico, los cuales se depositan en el mismo tanque y/o se envían al mismo intercambiador de calor. Por último, excluyendo los discos parabólicos, todas las centrales CSP requieren altas cantidades de agua para mantener sus ciclos de vapor funcionando [25] [17].

2. CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

Tratándose este de un estudio donde se analiza información previamente existente sin manipular ni variar poblaciones ni variables reales, esta investigación no puede considerarse experimental. El proceso para llevar a cabo la metodología de este proyecto se ve ilustrado en la **Figura 2.1**:

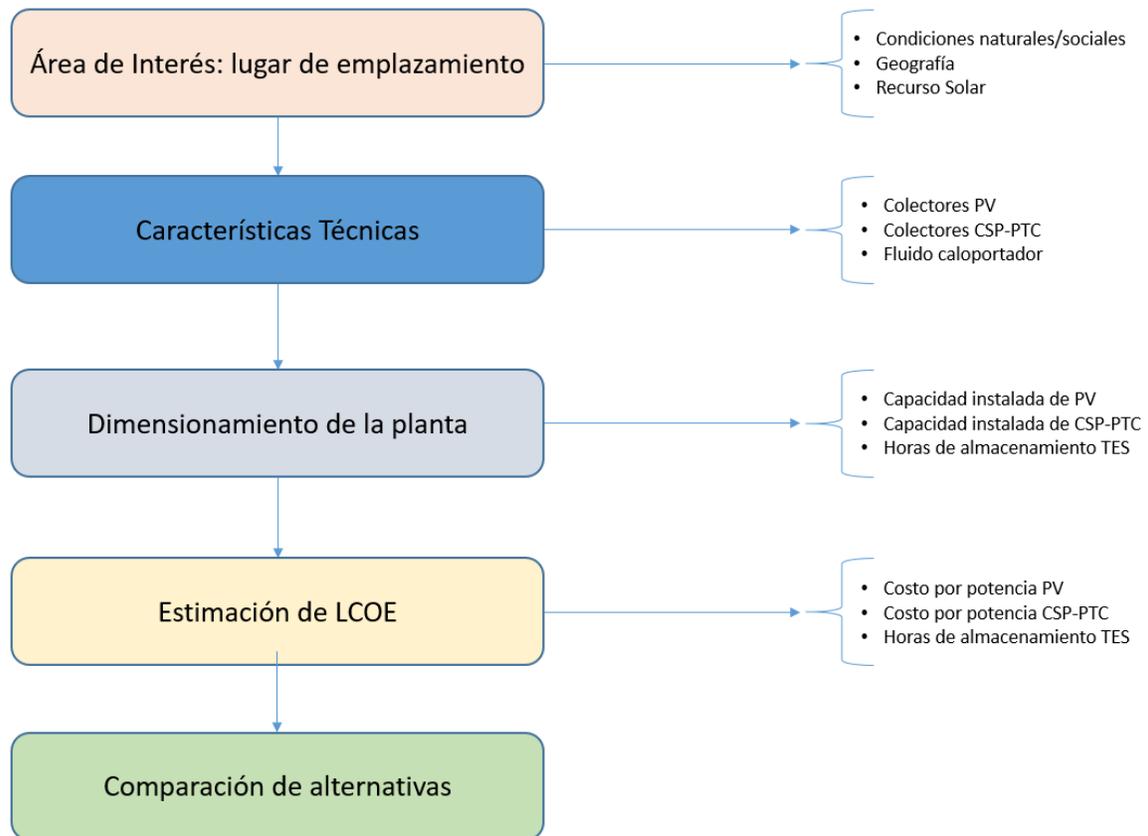


Figura 2.1 Estructura de la metodología.

2.1. Materiales

Para el análisis completo de este proyecto, se emplearán los siguientes recursos:

- Excel: el software de cálculos y tabulaciones se utilizará principalmente para realizar cálculos y gráficos con la data colectada por medio de distintas fuentes de información.
- SAM: programa de simulación de proyectos solares de todo tipo. Cuenta con una base de datos de equipos de generación solar.
- Solargis: base de datos para proyectos solares. Se usará para asimilar información solar y geográfica sobre posibles lugares de emplazamiento.

2.2. Análisis Técnico

El análisis técnico se basará principalmente en utilizar las fórmulas del marco teórico más la data obtenida de equipos reales para diseñar una planta solar híbrida acorde con los ejemplos prácticos disponibles en la actualidad. Todas las distintas posibilidades calculadas en este análisis serán sujetas a una comparación de alternativas en el análisis económico.

2.2.1. Lugar de emplazamiento

Cumpliendo con varios de los criterios expuestos en el marco teórico, la ubicación seleccionada para el emplazamiento de la planta CSP-TES-PTC-PV es el distrito del Algarrobal, ubicado en la provincia de Ilo en Moquegua. Las coordenadas aproximadas del lugar son $-17^{\circ}39'47''$, $-71^{\circ}04'46''$ dentro de una zona montañosa. Se encuentra a menos de diez kilómetros de la carretera Panamericana Sur, a diecisiete kilómetros de la costa y a menos de dieciocho del Río de Ilo. El área encerrada en el círculo rojo en la **Figura 2.2** denota las partes del distrito con el mayor potencial solar:



Figura 2.2 Ubicación aproximada de lugar de emplazamiento [48]

El mapa representante de los niveles de DNI de la **Figura 2.3** muestra la cantidad de kWh/m² anuales de la zona en comparación con sus alrededores:

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0 - 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 - 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 - 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3 - 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 - 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5 - 6	45	11	-	-	-	-	-	-	25	127	190	125
6 - 7	347	240	244	259	198	145	135	201	379	493	533	442
7 - 8	520	433	474	509	525	478	463	525	602	670	698	611
8 - 9	671	590	635	644	662	627	617	670	728	799	824	760
9 - 10	784	696	743	743	752	713	708	762	815	870	897	845
10 - 11	840	759	809	806	808	767	765	815	865	905	930	884
11 - 12	867	789	835	839	828	791	789	837	876	915	944	904
12 - 13	860	789	830	829	821	786	784	833	869	900	928	887
13 - 14	798	731	790	790	783	752	754	803	833	862	888	841
14 - 15	698	624	700	717	716	687	692	741	766	791	814	746
15 - 16	576	497	573	612	609	581	590	641	667	681	707	623
16 - 17	442	368	422	442	389	355	384	456	493	512	558	471
17 - 18	283	219	158	83	19	-	22	87	114	136	211	280
18 - 19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19 - 20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20 - 21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21 - 22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22 - 23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23 - 24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Suma	7732	6746	7212	7273	7111	6682	6701	7371	8032	8662	9123	8418

Figura 2.4 Perfil horario de DNI en Wh/m2 promedio por mes en coordenadas -17°39'47",-71°04'46" [14]

La suma final de cada uno de los meses da como resultado las horas solares pico promedio de cada mes. Naturalmente, para poder garantizar la demanda durante todo el año, se trabajará con el menor de los valores con el fin de no contar con equipos auxiliares de generación durante días con recurso solar insuficiente. Asimismo, la planta se diseñará tomando en cuenta solo la franja horaria de las 8am a 5pm. Esto se debe a que el campo CSP-PTC será diseñado para operar en dicho rango de nueve horas y se podrá ajustar a uno de 7am a 4pm en días con menor DNI para compensar la falta de producción.

2.2.1.2. Condiciones de la zona

Empleando la base de datos para proyectos solares de Solargis [14], Google Maps [48] y la Plataforma Nacional de Datos Georreferenciados Geo Perú [49], se hicieron saber las condiciones que hacen técnicamente factible al proyecto:

- La altura varía entre 1100 y 1300 msnm, contando con pendientes entre los 3 y 13°.
- No hay monumentos históricos, áreas naturales protegidas, proyectos planeados o en ejecución y la densidad poblacional de la zona es menor a 1 habitante por kilómetro cuadrado.
- Los terrenos están conformados en su totalidad por áreas baldías.
- La temperatura promedio anual en la zona es de 17.7°C.
- La subestación eléctrica Ilo 3 de 220 kV de tensión se encuentra dentro de la zona del proyecto, como se ve en la **Figura 2.5**:

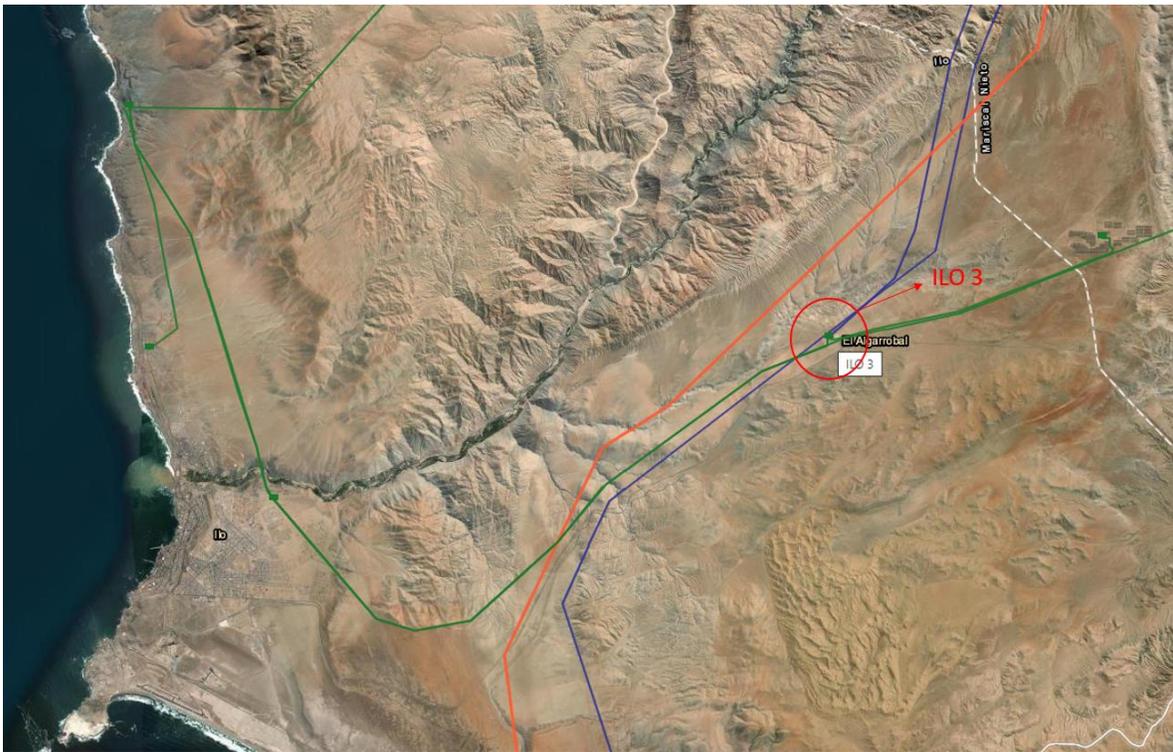


Figura 2.5 Subestación eléctrica Ilo 3 [50]

2.2.2. Selección de equipos

Cada uno de los equipos de mayor importancia en la central solar híbrida debe contar con especificaciones técnicas de modelos reales para dar validez a los cálculos y estimaciones a ejecutarse.

2.2.2.1. Colectores cilindro parabólicos

El modelo de los colectores CSP-PTC que se tomó para la investigación fue el modelo ET 150 de la marca EuroTrough. La **Figura 2.6** muestra un modelo de CSP real y la **Tabla 2.1** muestra sus especificaciones técnicas:

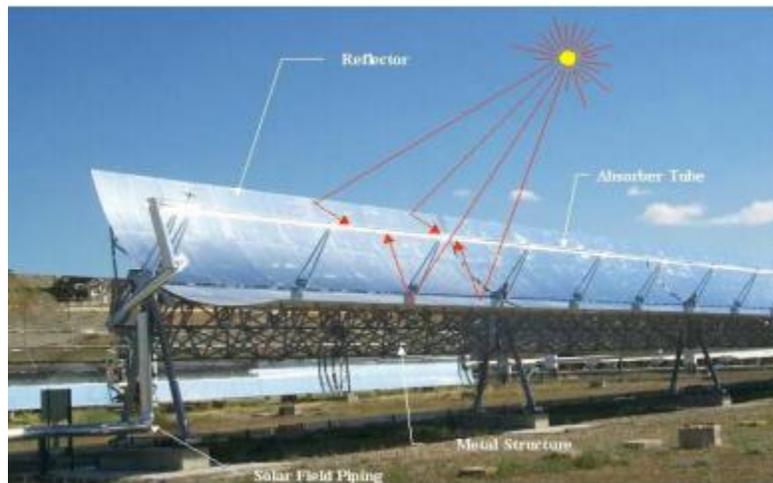


Figura 2.6 Colector solar parabólico y sus partes [51]

Propiedad	Valor
Longitud focal (m)	1.71
Grosor de apertura (m)	5.77
Área de apertura (m ²)	817.5
Longitud de colector (m)	148.5

Cantidad de módulos por unidad	12
Cantidad de facetas de vidrio	336
Cantidad de tubos de absorción (4.1m)	36
Reflectividad de espejo (%)	94%
Peso de la estructura metálica por área (kg/m ²)	18.5

Tabla 2.1 Características del CSP-PTC ET 150 [51]

2.2.2.2. Tubos receptores

El modelo de los tubos receptores que se usó en los cálculos será el Schott PTR 70. La **Figura 2.7** es un modelo real de la página de Schott y la **Tabla 2.2** muestra sus especificaciones técnicas:



Figura 2.7 Tubo receptor [52]

Propiedad	Valor
Radio interno (cm)	3.3
Radio externo (cm)	3.5

Radio externo de la envoltura de vidrio (cm)	6.25
Longitud (m)	4.06
Emisividad térmica del tubo	9.5%
Transmitancia solar de la envoltura de vidrio	97%

Tabla 2.2 Características del Schott PTR 70 [52]

2.2.2.3. Fluido caloportador y tanques de almacenamiento

El fluido caloportador a seleccionarse será en el aceite sintético Dowtherm RP gracias a sus propiedades térmicas ideales para temperaturas bajas y medias. Sus principales propiedades termo-físicas en estado líquido se muestran en la **Tabla 2.3**:

Propiedad	Unidad	Valor
Punto de fusión	°C	-30
Temperatura máxima	°C	350
Calor específico	Cp (kJ/kg°C)	2.394
Conductividad térmica	W/m°C	0.1016
Densidad	Kg/m ³	863.8
Viscosidad Dinámica	mPa.s	0.54

Tabla 2.3 Propiedades del fluido caloportador [53]

Del mismo modo, se buscará dimensionar tanques de almacenamiento para fluidos calientes y fríos acorde a la cantidad de horas de almacenamiento y potencia de la planta. Las características técnicas como los materiales de los tanques y el aislamiento térmico se

encontrarán basados en plantas ya en operación que empleen aceites sintéticos. Por otro lado, el volumen de cada tanque de almacenamiento se estimará con la **Ecuación 2.1**:

$$V = (1 + v_e)m_f/\rho_f$$

Ecuación 2.1 Volumen de los tanques de almacenamiento [39]

Donde:

V : volumen de cada tanque, expresado en metros cúbicos.

v_e : expansión de volumen permitida del tanque (opcional).

m_f : masa de las sales total a almacenarse, expresada en kilogramos.

ρ_f : densidad de las sales en cada tanque, expresada en kg/m³.

La masa total de HTF se calcula mediante la **Ecuación 2.2**:

$$m_f = Q_{TES}/C_p(T_c - T_f)$$

Ecuación 2.2 Masa de HTF en los tanques de almacenamiento [39]

Donde:

Q_{TES} : capacidad de almacenamiento térmico, expresada en MWh.

T_c : temperatura del HTF en el tanque caliente, expresada en grados centígrados.

T_f : temperatura del HTF en el tanque frío, expresada en grados centígrados.

Dependiendo de si el sistema CSP genera al mismo tiempo que almacena, la capacidad de almacenamiento térmico dependerá también de la potencia nominal del bloque eléctrico. Ya que este estudio busca producir electricidad luego de terminar el

almacenamiento, la fórmula para determinar la energía térmica total a almacenar toma la siguiente forma:

$$Q_{TES} = \sum_{t=1}^{24} \max(\dot{Q}_{SF}(t)) * \Delta t$$

Ecuación 2.3 Energía máxima almacenada en los tanques de almacenamiento [39]

Donde:

$\dot{Q}_{SF}(t)$: potencia térmica neta en una hora determinada del día, expresada en vatios.

Δt : una hora.

Por motivos más que evidentes, el sistema CSP-PTC no puede producir energía térmica las 24 horas del día como lo daría a entender la **Ecuación 2.3**, sin contar las horas de generación eléctrica. Las horas t en las que habría producción serían las mismas en las que los paneles PV operan, es decir, entre las 8 y 16. Se considera la potencia máxima a obtenerse en cada hora para los meses del año en los que la producción es mayor, como puede apreciarse en la **Figura 2.4**.

El Q_{TES} es el máximo valor de energía térmica que podrá almacenar el tanque. En otras palabras, no es el escenario ideal para estimar la cantidad de horas de almacenamiento con la que trabajará el sistema TES. Para ello, la **Ecuación 2.4** que determina las horas totales cuenta con una variable adicional:

$$h = Q_{TES} / (\dot{Q}_{nom} * \eta_{TES})$$

Ecuación 2.4 Horas de almacenamiento del sistema TES [39]

Donde:

h : horas de almacenamiento.

η_{TES} : eficiencia del sistema TES. Calculada como: $\eta_{TES} = Q_{TES,pb}/Q_{TES}$

$Q_{TES,pb}$: energía térmica real almacenada por el sistema TES, expresada en MWh.

$Q_{TES,pb}$ es, por lo tanto, la energía térmica mínima que se espera almacenar para que el sistema CSP-PTC-TES entregue la potencia eléctrica para la que se dimensionó como se ve en la sección 2.1.3.

2.2.2.4. Paneles Solares Fotovoltaicos

El modelo de paneles solares PV a instalarse en la planta CSP-PV será el Ja Solar 455W 24V Monocristalino Perc de la **Figura 2.8**, ya que con una mayor potencia por área que los policristalinos:

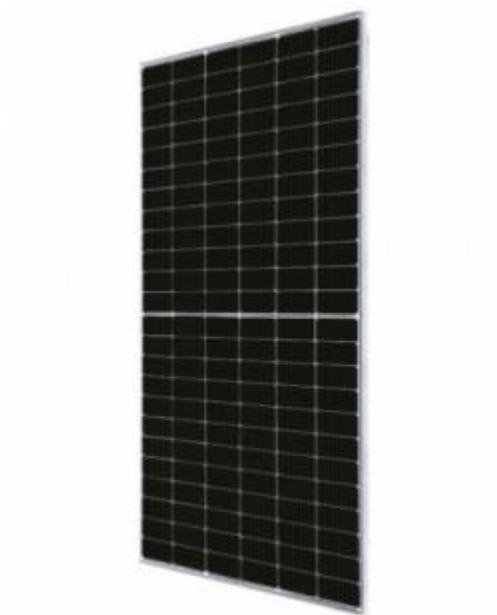


Figura 2.8 Panel Solar Fotovoltaico Ja Solar [54]

En la **Tabla 2.4** se presentan sus principales especificaciones técnicas:

Propiedad	Unidad	Valor
Potencia Nominal	W	455
Voltaje de Circuito Abierto	V	49.85
Longitud	m	1.052
Altura	m	2.12
Voltaje Máximo	V	41.82
Corriente de Corto Circuito	A	11.41
Corriente Máxima	A	10.88
Número de Células		144
NOCT	°C	45+/-2

Tabla 2.4 Especificaciones técnicas de panel Ja Solar [54]

2.2.3. Dimensionamiento de la planta

Aunque las proyecciones tenidas hasta el 2019 no puedan cumplirse, sigue siendo necesario considerar que la demanda máxima de potencia eléctrica exceda a la potencia efectiva instalada sin Diésel de 10.1GW aproximadamente en el 2025. Como parte del futuro análisis comparativo de escenarios, se tomarán tasas internas de retorno de la **Tabla 2.5** para luego comparar sus respectivos LCOE:

Escenario	Tasa Interna de Retorno (%)
1	7
2	8
3	9

4	10
5	11
6	12
7	13

Tabla 2.5 Tasas internas de retorno del proyecto.

El objetivo es poder garantizar una producción eléctrica estable todo el día con los paneles fotovoltaicos, mientras que durante una cantidad determinada de horas sin sol se produce con el fluido almacenado térmicamente. De este modo, el dimensionamiento de la planta PV empleará en todos los casos la **Fórmula 1.7** utilizando la potencia nominal buscada por sus horas de operación diarias, mientras que la CSP-PTC-TES estará diseñada para cubrir la misma demanda durante una cantidad determinada de horas.

El factor de carga diario de la **Figura 2.9** muestra un ejemplo de cómo podría verse la distribución. Entre las 8am y 4pm los paneles PV deben de entregar como mínimo la capacidad neta de diseño – aunque pueden seguir entregando menos potencia un par de horas más -; de igual manera los CSP-PTC-TES entre las 4pm y 12am cuando se cuenta con 8 horas de almacenamiento. Lo mismo puede representarse con otras cantidades de TES y capacidades netas.

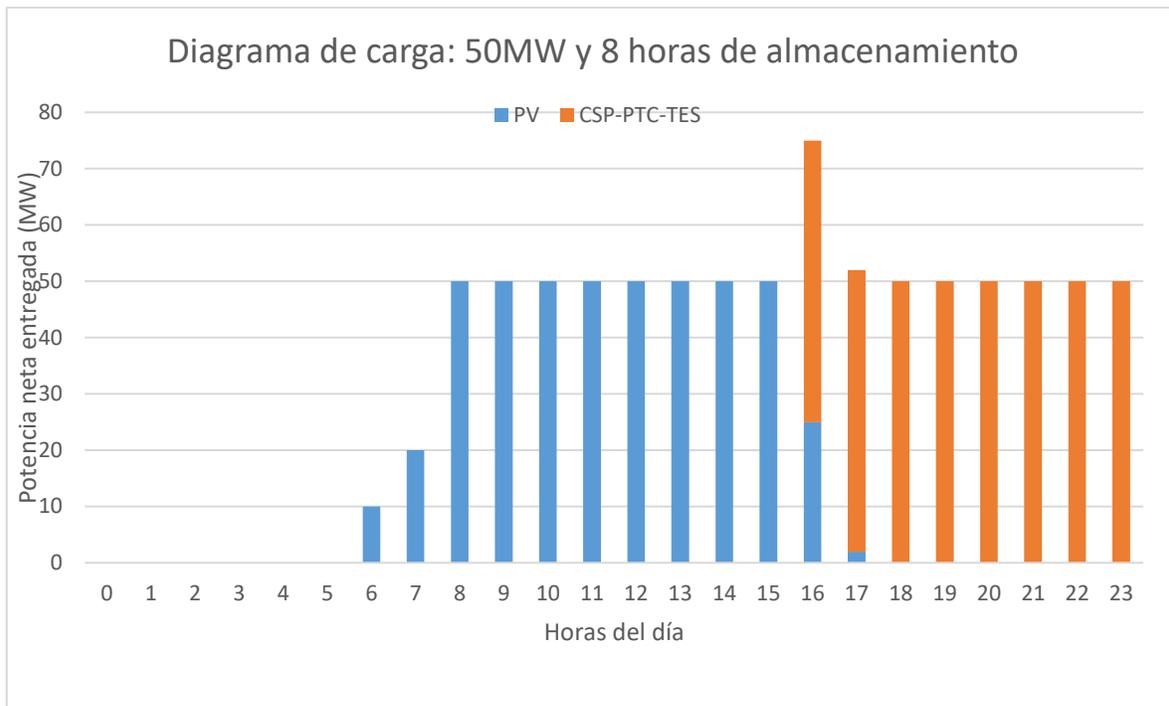


Figura 2.9 Diagrama de carga de la planta con 50MW de capacidad y 8 horas de almacenamiento.

Fuente: Elaboración propia.

2.3. Análisis económico

El análisis económico de este proyecto consistirá principalmente en comparar los resultados a obtenerse al emplear valores distintos en los mismos escenarios. Principalmente se compararán los beneficios de las distintas tasas internas de retorno y las distintas horas de almacenamiento de la planta CSP, seguido por los diversos costos unitarios por potencia instalada de las plantas CSP y PV. Para cada escenario resultante se estimará un LCOE individual.

2.3.1. Costo por potencia instalada

Dentro de un gran proyecto como lo es una planta de generación solar híbrida con acumulación, no es posible definir un precio total exacto sino hasta realizar un análisis de

inversión exhaustivo en base a todas las tecnologías a operarse, mano de obra, mantenimientos, recursos de las empresas involucradas y panorama de la industria a corto y largo plazo, entre muchas otras variables. Por este motivo es necesario trabajar con valores aproximados para el costo por potencia instalada de la planta en base a sus tecnologías de generación.

Partiendo de las estadísticas de IRENA, un costo aproximado por la instalación de una planta PTC a 2018 se encuentra como \$4186 por kWe instalado [46] y como límite 5774\$ en promedio con las otras tecnologías a 2019 [47]. Dado a que no se puede determinar un precio exacto hasta ejecutar el proyecto, se trabajará con múltiples escenarios de precios por potencia, tomando un costo medio como el promedio entre ambos.

El costo de instalación aproximado de una planta solar fotovoltaica hasta el 2019 era de \$995 por kW instalado. Considerando una disminución anual de 16% en base a los anteriores años, el costo en el 2020 sería de \$838.9 y el del 2021 de \$707.3 [47]. De la misma forma que con los CSP-PTC, los PV trabajarán con distintos escenarios. La **Tabla 2.6** resume el análisis completo de las posibilidades, usando una potencia neta de 50MW:

Escenario	Tasa (%)	Precio promedio (\$/kW)	
		CSP-PTC	PV
1	7	4186	707.3
		4980	838.9
		5774	995
2	8	4186	707.3
		4980	838.9
		5774	995
3	9	4186	707.3
		4980	838.9

		5774	995
4	10	4186	707.3
		4980	838.9
		5774	995
5	11	4186	707.3
		4980	838.9
		5774	995
6	12	4186	707.3
		4980	838.9
		5774	995
7	13	4186	707.3
		4980	838.9
		5774	995

Tabla 2.6 Escenarios de retorno y precio de instalación.

2.3.2. Estimación de LCOE por escenarios

Mencionado anteriormente en el Marco Teórico, el costo nivelado por energía o LCOE es el precio al que se remunerará a los generadores por la energía que producen. Su valor final es el principal determinante de si un proyecto es económicamente rentable o no, especialmente comparado con el precio spot.

Para que un LCOE pueda considerarse beneficioso para un proyecto, este debe producir ganancias netas al final del tiempo de vida del proyecto. En otras palabras, el valor final del dinero producido al final del último año considerando toda la energía vendida acumulada debe ser positivo. Dependiendo de la Tasa Interna de Retorno (o TIR) que se

espere obtener, el año en el que se espera alcanzar ganancias netas tiende a variar [17]. Este valor puede estimarse para proyectos de energías renovables por medio de la **Ecuación 2.5**:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Ecuación 2.5 Estimación del LCOE para proyectos de energías renovables [17]

Donde:

I: costo de inversión de cada año.

M: gastos en operación y mantenimiento de cada año.

F: gastos en combustible de cada año.

E: energía generada en cada año.

r: tasa de depreciación en el numerador, es decir, la reducción anual de costos de la planta, y tasa de degradación en el denominador, es decir, la pérdida de potencia de la planta.

n: tiempo de vida útil del sistema.

El valor obtenido por este LCOE es un valor diseñado para un TIR de 0, de modo que el valor deberá incrementarse hasta que la tasa se eleve hasta la cifra deseada. Al tener tanto los paneles PV y los colectores CSP-PTC vidas útiles cercanas a los 25 años, la tasa de degradación de los equipos se tornaría más relevante si la planta contase con baterías solares, siendo sus tiempos de vida significativamente menores que los de los paneles PV.

Con los valores en la **Tabla 2.6** se calcula el LCOE de cada escenario en la **Tabla 2.7**. Se otorgará la mayor prioridad a los valores medios por tratarse la CSP de una tecnología no disponible en el Perú y con potenciales incrementos de costos por importación y mano de obra especializada, mas con un costo bajo por el poco riesgo tecnológico.

Tasa (%)	LCOE por Escenario (\$/MWh)		
	Inferior	Medio	Superior
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			

Tabla 2.7 LCOE de todos los escenarios.

La **Tabla 2.7** se realizaría nuevamente para estimar el LCOE de cada escenario con distintas horas de almacenamiento. Finalmente, en la discusión de resultados se compararon con los posibles precios spot proyectados entre los años 2025 y 2030.

3. CAPÍTULO III

RESULTADOS

Los resultados obtenidos por medio de la metodología y las fórmulas del marco teórico se presentan a continuación. Si bien se evaluarán resultados técnicos tanto como económicos, el enfoque de este estudio se basó en la viabilidad económica de todos los escenarios de proyecto. Por ende, la discusión de resultados se basará principalmente en los costos de infraestructura y nivelados de energía.

3.1. Evaluación técnica

El escenario base de la investigación fue una planta con capacidad nominal de 50MW. Para efectos del estudio, las horas de almacenamiento evaluadas fueron 3, 6, 9, 12 y 15. La irradiación diaria asumida para todos los cálculos fue de 649 vatios por metro cuadrado, el valor promedio diario durante el mes más bajo en la **Figura 2.4**, es decir, febrero.

3.1.1. Cifras constantes

Los valores constantes usados en todos los cálculos se encuentran en la **Tabla 3.1**. El Coeficiente Global de Pérdidas Térmicas fue establecido como 4.9 tras igualarse los resultados de las **Ecuaciones 1.3** y **1.4** con los valores otorgados por el software SAM. Las eficiencias ópticas y de alternador y la tasa de depreciación se encuentran dentro de los valores estándar de la mayoría de plantas CSP. El número de Reynolds fue seleccionado para que la velocidad obtenida en la **Ecuación 1.8** otorgue el valor deseado de caudal en la **Ecuación 1.9** y para que la cantidad de colectores por lazo estimados con la **Ecuación 1.3** sea un número par.

Temperatura promedio del fluido (°C)	250
Caída de Temperatura del fluido (°C)	120
Número de Reynolds del fluido (°C)	350000
Velocidad del fluido (m/s)	3.315
Caudal másico del fluido (kg/s)	9.538
Eficiencia óptica de la planta	0.871
Eficiencia de alternador	0.9 [32]
Coeficiente Global de Pérdidas Térmicas (W/m ² °C)	4.9

Tabla 3.1 Valores constantes en el diseño técnico

La caída de temperatura del fluido es considerada durante los meses de menor producción, donde el incremento de temperatura por colector es bajo y el HTF alcanza una temperatura de 310°C. No obstante, en octubre y noviembre, los meses de mayor irradiación, es posible que el fluido alcance una temperatura superior al máximo de 350°C, de modo que en estos meses se reduciría el rango de temperatura del HTF y así evitar que supere el límite superior.

3.1.2. Especificaciones técnicas

Las especificaciones técnicas de cada escenario de horas de almacenamiento llegaron a los siguientes resultados representados en la **Tabla 3.2**:

Horas de almacenamiento	3	6	9	12	15
-------------------------	---	---	---	----	----

Características técnicas					
Múltiplo Solar	0.39	0.76	1.13	1.52	1.89
Cantidad de colectores por lazo	8	8	8	8	8
Cantidad de lazos	25	50	75	99	124
Calor almacenado (MWth)	699.92	1375.16	2044.78	2735.30	3405.31
Volumen de fluido (m3)	10,153.87	19,949.79	29,664.10	39,681.50	49,401.59
Cantidad de paneles	206,821	206,821	206,821	206,821	206,821
Área de colectores (ha)	42.06	85.17	128.27	169.64	212.75
Área de la paneles (ha)	59.97	59.97	59.97	59.97	59.97

Tabla 3.2 Especificaciones técnicas por escenario

3.1.3. Área ocupada

El área de tierra ocupada por todos los colectores y el espacio desocupado requerido entre estos se estimó con la **Ecuación 3.1**, la cual fue planteada para el estudio de Vladimir Said Carrera [7]:

$$a = (g * l * \#L * \#C + d * L * (\#L - 1)) / 10000$$

Ecuación 3.1 Área total del campo de colectores [7]

Donde:

a: área total del campo de colectores, expresada en hectáreas

g: grosor de apertura de los colectores, expresado en metros

l: longitud de cada colector, expresada en metros

#L: cantidad de lazos

#C: cantidad de colectores por lazo

d: distancia entre lazos, expresada en metros

L: longitud de las monturas de cada lazo, expresada en metros

Para este estudio, se decidió que la distancia entre lazos sería igual al 150% del ancho de apertura de un colector, ya que permitirá el transporte de otros colectores entre lazos durante la fase de construcción y hará menos posible que un lazo pueda darle sombra a otro. No obstante, se recomienda tomar medidas in situ con colectores solares reales para evaluar si el espacio es suficiente en un estudio más avanzado. La longitud de la montura de cada colector es cercana a los 150 metros.

El área de paneles se calculó multiplicando el área de cada panel cuando se encuentran inclinados a 20° del suelo, cifra recomendada por Solargis a la latitud del proyecto [14]. La altura de cada panel es de 2.12 y su longitud de 1.052 metros según la **Tabla 2.4**. A este valor se le suma la longitud máxima que la sombra proyectada por panel en todo el año por la longitud del panel.

El primer paso para obtener este valor es con el ángulo de declinación del Ecuador en un día dado con la **Ecuación 3.2**:

$$D = 23,5 * \text{Seno}\left(360 * \frac{284 + \text{Día}}{365}\right)$$

Ecuación 3.2 Ángulo de declinación del Ecuador [12]

Donde:

D: ángulo de declinación del Ecuador respecto al sol

Día: valor numérico del día del año, por ejemplo, 1 de enero = 1; diciembre = 355.

Más adelante se explica por qué la fecha 21 de diciembre fue la seleccionada para los cálculos. El ángulo resultante es de -23.5° . A continuación, se calcula cada hora solar entre las 8am y 5pm con la **Ecuación 3.3**:

$$HS = 15 * H - 180$$

Ecuación 3.3 Hora solar [12]

Donde:

HS: hora solar

H: hora del día

Con la fórmula anterior, se estima que la hora solar a las 5pm, cuando la sombra es mayor durante las horas de operación, es 75. Lo siguiente que debe estimarse es el azimut, definido como el ángulo formado por el plano horizontal de la Tierra de sur a norte y el sol, mediante la **Ecuación 3.4**:

$$\text{Seno}(A) = \text{Cos}(\lambda) * \text{Cos}(D) * \text{Cos}(HS) + \text{Seno}(\lambda) * \text{Seno}(D)$$

Ecuación 3.4 Azimut solar [12]

Donde:

λ : valor absoluto de latitud en el lugar de emplazamiento, en este caso 17.663

A: azimut solar de cada hora

El valor del azimut a las 5pm en el lugar de emplazamiento es tan bajo como 6.04° . Este permite finalmente calcular la longitud de la sombra en un momento dado del día mediante la **Ecuación 3.5**:

$$S = Al / (\text{Tan}(61 - \lambda)) * \text{Cos}(A)$$

Ecuación 3.5 Longitud de sombra de un panel [12, 23]

Donde:

S: longitud de la sombra, expresada en metros

Al: Altura del panel inclinado, expresada en metros

Con una inclinación tan baja como 20° , la altura inclinada fue de solo 0.73 metros. En este caso, la mayor sombra fue de 76.42 centímetros el 21 de diciembre. El área de cada panel inclinado 20° es de 2.1 metros cuadrados. Multiplicada por la longitud del panel nos da un total de 2.9 metros cuadrados por panel.

3.1.4. Dimensionamiento de la planta

En todos los escenarios, tasas y dimensionamiento del sistema TES se trabajó con los valores del mes de febrero de la **Figura 2.4**. Si se obtiene el valor promedio de radiación solar directa de cada hora entre las 8am y las 5pm, este es el mes con el menor recurso. Por ende, no habrá escasez de producción el resto de meses si se dimensiona la planta en base a su promedio de 649 W/m² o 5.843 horas de sol. Asimismo, se multiplicó la capacidad de producción por la tasa de degradación elevada a la potencia de 25 para compensar la pérdida de capacidad a lo largo de la vida útil de la planta. Con un 13% más de lazos y paneles, la planta producirá en todos los meses más de lo necesario hasta el último año.

La cantidad de paneles tomada fue la necesaria durante el mes con menor producción fotovoltaica, es decir, junio. Esto se debe a dos factores: el primero es la posición del sol respecto a la latitud del lugar de emplazamiento durante dicho mes, la cual ofrece el menor incremento de producción; el segundo es la baja DNI del mes, solo superior a la de febrero. El total final de paneles PV es de 206821 luego de sumarse el 13% adicional, lo que garantiza 50 MW de potencia en el vigésimo quinto año.

A diferencia de los paneles PV, los cuales generan energía eléctrica automáticamente mientras haya sol, incluyendo las horas fuera del rango entre las 8am y 5pm del proyecto, el campo CSP-PTC solo funcionará durante este rango. El campo de colectores también estará sobredimensionado para compensar las pérdidas, mas no el bloque eléctrico, dado a que su ciclo de vapor, mientras se encuentre con el mantenimiento adecuado, no se degradará como los equipos colectores.

Considerando la sobreproducción que se esperará incluso hasta el último año, se plantea la cuestión de si realmente los costos de mantener la producción estable se justifican. Tomando en cuenta sólo el campo CSP, ya que los paneles PV no tienen almacenamiento energético, este produciría para el último año más de 40% de energía no remunerable al ponerse en operación el bloque eléctrico solo durante las horas especificadas. Un estudio futuro podría evaluar la posibilidad de un contrato donde el bloque eléctrico pudiese continuar produciendo fuera de las horas de operación para incrementar los ingresos de la planta. Aunque al mismo tiempo se elevarían sus costos de O&M, el proyecto seguiría siendo más rentable.

3.2.Evaluación económica:

A continuación se presentan los resultados económicos del estudio. Primero se presentan y discuten los valores de OPEX y CAPEX. Luego se muestran los valores de LCOE obtenidos en todos los escenarios. Por último, se analizarán los costos del proyecto en comparación con trabajos de investigación previos.

3.2.1. OPEX

Las primeras cifras económicas importantes a definirse en el análisis económico son los costos anuales por potencia y porcentajes de la planta (OPEX). La **Tabla 3.3** los resume:

Costo O&M anual de planta PV (\$/kW)	15.33 [55]
Costo O&M anual de planta CSP-TES (\$/kWh)	0.012-0.032 [47]
Tasa de depreciación anual (%)	3 [56, 57]
Tasa de degradación anual (%)	0.5 [15]

Tabla 3.3 Cifras económicas anuales.

Los costos anuales del campo PV fueron adquiridos de estadísticas estadounidenses del año 2021 para plantas solares fotovoltaicas con seguidores solares, como la de este proyecto. La tasa de degradación anual fue la misma utilizada en el estudio de Pliego en base a un estudio del 2018.

Los costos de operación y mantenimiento fueron adquiridos del documento oficial de Irena basados en data de múltiples países [47]. No obstante, no hay mayores detalles con respecto a las distintas condiciones en cada uno de estos, de modo que tan solo se obtiene un rango de valores. Al ser la diferencia entre estos costos de aproximadamente 20 USD/MWh y, asumiendo un escenario adicional de 24 horas de almacenamiento, la diferencia de horas de diseño de la central CSP-PTC-TES con el escenario menor de 3 horas son de 21, la relación numérica entre estos es cercana a 1:1. Ya que los costos de mantenimiento descienden mientras más opera un equipo de generación, el valor más bajo se le atribuyó al escenario de 24 horas y el más alto a la de 3.

Los valores más comunes de tasas de depreciación rondan entre el 3 y 10% [56], considerándose valores más altos como 7 y 10% se usan para mercados más inestables y riesgosos, a diferencia de esta planta que tendrá un contrato de generación a largo plazo estable, lo que disminuye los riesgos [57], es por esto que para este proyecto se utilizó un porcentaje conservador de 3%. Otro motivo es para no incrementar artificialmente la viabilidad del proyecto sin mayores fuentes de datos, ya que las tasas de depreciación suelen ser información que las empresas encargadas de estos proyectos no justifican a detalle.

3.2.2. CAPEX

Una central CSP-PTC-TES con 9 horas de almacenamiento por medio de las **Ecuaciones 1.3** y **1.4**, es decir, con un múltiplo solar de 1, se obtuvo 431640 metros cuadrados de superficie reflectora de colectores con un bloque eléctrico de 50MW. Este valor se multiplicó entre el costo por potencia eléctrica (4186 USD/MWh) para dar de resultado aproximado \$209,400,000 de precio total. Se restaron todos los costos de la planta del precio total para obtener como resultado un costo para el campo solar en su totalidad de \$218.22 por metro cuadrado.

El resto de los costos totales de inversión de la planta (CAPEX) en dólares por kilovatio eléctrico resultaron ser los presentados en la **Tabla 3.4** por cada uno de los escenarios.

Escenario	Equipo	Unidad	Valor
Inferior	Almacenamiento térmico	\$/kWht	20.93
	Bloque Eléctrico	\$/kWe	711.62
	Campo Solar	\$/m2	218.22
	Costos adicionales	\$/kWe	334.88
	Costos indirectos	\$/kWe	502.32
Medio	Almacenamiento térmico	\$/kWht	24.9
	Bloque Eléctrico	\$/kWe	846.60
	Campo Solar	\$/m2	259.61
	Costos adicionales	\$/kWe	398.40

	Costos indirectos	\$/kWe	597.60
Superior	Almacenamiento térmico	\$/kWht	28.87
	Bloque Eléctrico	\$/kWe	981.58
	Campo Solar	\$/m2	301.1
	Costos adicionales	\$/kWe	461.92
	Costos indirectos	\$/kWe	692.88

Tabla 3.4 Costos de la planta en todos los escenarios.

Para los escenarios medios y superiores del estudio, es decir, \$4980 y \$5774 dólares por potencia eléctrica, se hizo una relación respecto al costo original de \$4186, donde cada uno de los precios se multiplica por el costo del escenario entre el original. Los precios de los paneles fueron los mismos presentados en la **Tabla 2.6**.

3.2.3. Resultados de LCOE

En esta sección se presentan todos los LCOEs obtenidos en los escenarios de generación CSP-PTC-TES-PV. Las principales variables, como ya se ha mencionado, son los costos de instalación y el TIR.

3.2.3.1.LCOE con 3 horas de almacenamiento:

Los valores de LCOE en un escenario de 3 horas mínimas de almacenamiento térmico diarias son los resultantes de la **Tabla 3.5**:

Tasa (%)	LCOE por Escenario (\$/MWh)
----------	-----------------------------

	Inferior	Medio	Superior
7	105.00	120.00	136.00
8	115.00	132.00	150.00
9	127.00	145.00	165.00
10	138.00	158.00	180.00
11	150.00	172.00	196.00
12	163.00	187.00	212.00
13	176.00	201.00	229.00

Tabla 3.5 LCOE en base a costos por potencia y TIR con 3 horas de almacenamiento

La

Figura 3.1 muestra la representación gráfica de la **Tabla 3.5**:

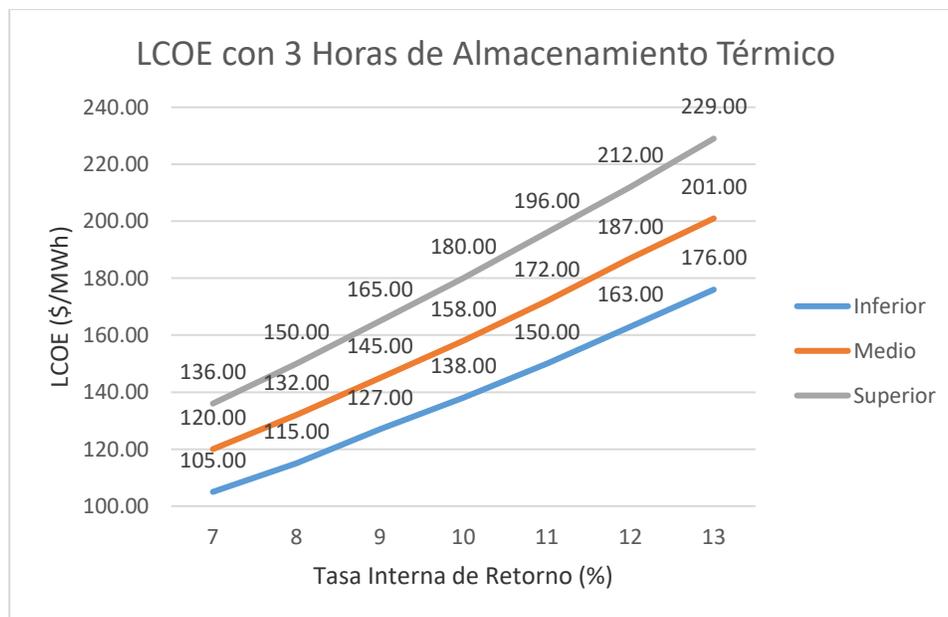


Figura 3.1 LCOE en base a costos por potencia y TIR con 3 horas de almacenamiento

La diferencia de LCOEs entre cada escenario de inversión incrementa al mismo tiempo que el TIR se eleva. Lo mismo ocurre con el incremento basado en el TIR en cada escenario, donde progresivamente el aumento incrementa por una o dos unidades.

3.2.3.2.LCOE con 6 horas de almacenamiento:

Los valores de LCOE en un escenario de 6 horas mínimas de almacenamiento térmico diarias son los resultantes de la **Tabla 3.6**:

Tasa (%)	LCOE por Escenario (\$/MWh)		
	Inferior	Medio	Superior
7	109.00	124.00	140.00
8	120.00	137.00	155.00
9	131.00	150.00	170.00
10	144.00	164.00	185.00
11	156.00	178.00	201.00
12	169.00	193.00	218.00
13	183.00	208.00	236.00

Tabla 3.6 LCOE en base a costos por potencia y TIR con 6 horas de almacenamiento

La **Figura 3.2** muestra la representación gráfica de la **Tabla 3.6**:

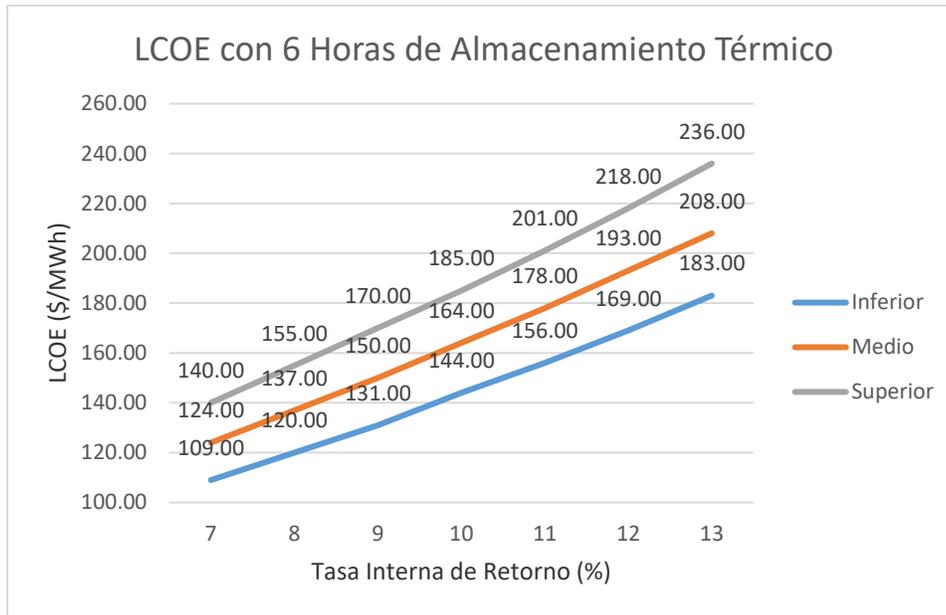


Figura 3.2 LCOE en base a costos por potencia y TIR con 6 horas de almacenamiento

La variación de LCOEs presenta características similares al escenario de 3 horas. Se confirma así que las tendencias de crecimiento de cada curva de escenario son constantes, independientemente de las horas de almacenamiento.

3.2.3.3.LCOE con 9 horas de almacenamiento:

Los valores de LCOE en un escenario de 9 horas mínimas de almacenamiento térmico diarias son los resultantes de la **Tabla 3.7**:

Tasa (%)	LCOE por Escenario (\$/MWh)		
	Inferior	Medio	Superior
7	110.00	125.00	142.00
8	121.00	138.00	156.00

9	133.00	152.00	171.00
10	145.00	165.00	187.00
11	158.00	180.00	203.00
12	171.00	195.00	220.00
13	185.00	210.00	238.00

Tabla 3.7 LCOE en base a costos por potencia y TIR con 9 horas de almacenamiento

La **Figura 3.3** muestra la representación gráfica de la **Tabla 3.7**:

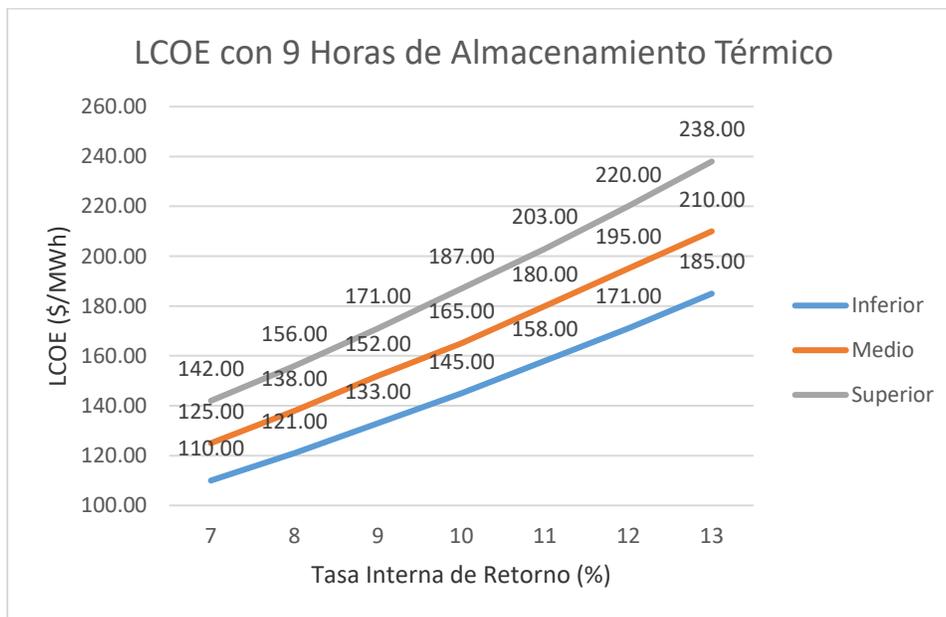


Figura 3.3 LCOE en base a costos por potencia y TIR con 9 horas de almacenamiento

Se repiten las características observadas en los escenarios de 3 y 6 horas.

3.2.3.4.LCOE con 12 horas de almacenamiento:

Los valores de LCOE en un escenario de 12 horas mínimas de almacenamiento térmico diarias son los resultantes de la **Tabla 3.8**:

Tasa (%)	LCOE por Escenario (\$/MWh)		
	Inferior	Medio	Superior
7	109.00	124.00	140.00
8	120.00	137.00	155.00
9	132.00	150.00	170.00
10	144.00	164.00	185.00
11	156.00	179.00	202.00
12	170.00	194.00	218.00
13	183.00	209.00	236.00

Tabla 3.8 LCOE en base a costos por potencia y TIR con 12 horas de almacenamiento

La **Figura 3.4** muestra la representación gráfica de la **Tabla 3.8**:

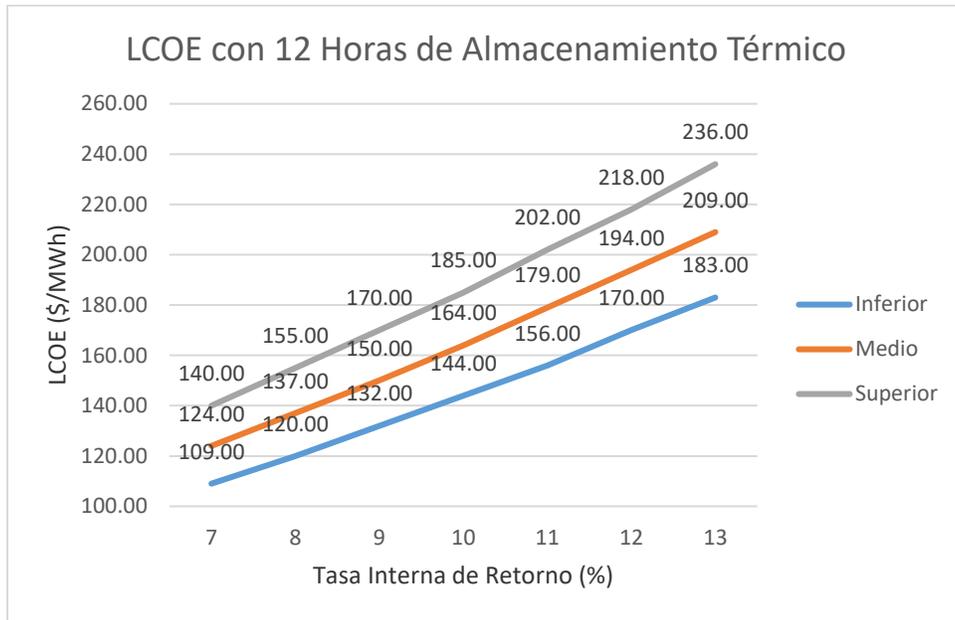


Figura 3.4 LCOE en base a costos por potencia y TIR con 12 horas de almacenamiento

Se repiten las características de los anteriores tres escenarios.

3.2.3.5.LCOE con 15 horas de almacenamiento:

Los valores de LCOE en un escenario de 15 horas mínimas de almacenamiento térmico diarias son los resultantes de la **Tabla 3.9**:

Tasa (%)	LCOE por Escenario (\$/MWh)		
	Inferior	Medio	Superior
7	107.00	123.00	139.00
8	118.00	135.00	153.00
9	130.00	149.00	168.00

10	142.00	162.00	183.00
11	154.00	176.00	199.00
12	167.00	191.00	216.00
13	180.00	206.00	233.00

Tabla 3.9 LCOE en base a costos por potencia y TIR con 15 horas de almacenamiento

La **Figura 3.5** muestra la representación gráfica de la **Tabla 3.9**:

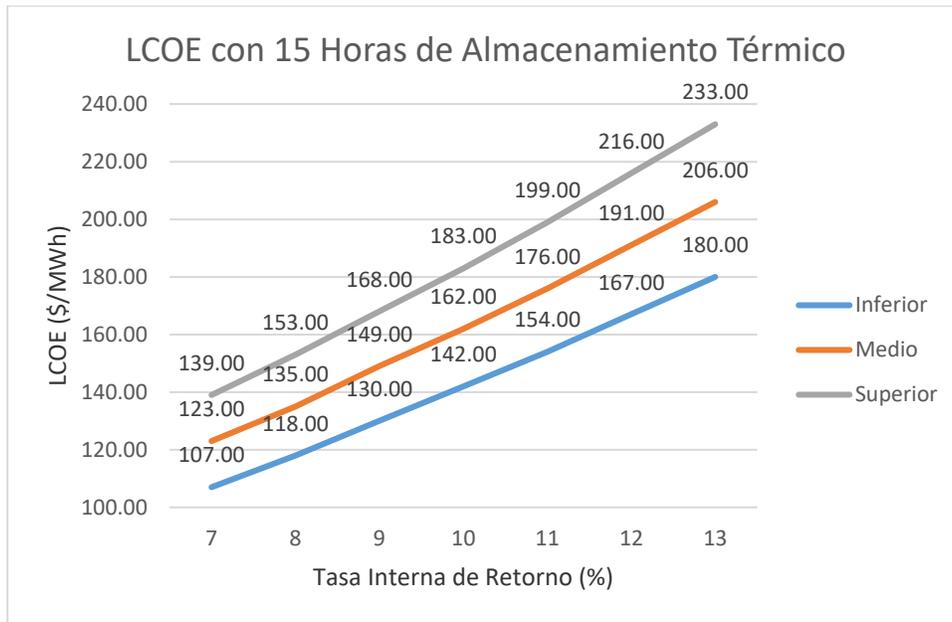


Figura 3.5 LCOE en base a costos por potencia y TIR con 15 horas de almacenamiento

Se repiten las variaciones entre escenarios de inversión y porcentajes de TIR de todos los escenarios de almacenamiento previos. No obstante, al contar este escenario con generación firme durante 24 horas, puede ser considerada para ser remunerada por potencia firme. Las generadoras ReR de potencia firme tienen prioridad en el sistema para recibir el pago mensual de S/.20.52/kW-mes [58]. Considerando una tasa de cambio de 4 PEN por

dólar, 25 años de vida útil de la planta y una potencia contratada de 50000 kW, la planta recibiría ingresos adicionales de 76.9 MMUSD.

Considerando los costos de O&M de la **Tabla 3.3** y los costos de instalación de la **Tabla 3.4**, esto le permitiría a la central disminuir sus LCOEs con TIR de 7% hasta los valores del escenario de 3 horas de almacenamiento (105, 120 y 136 \$/MWh). Sin embargo, conforme incrementa el TIR, los pagos se mantienen constantes, de modo que la reducción de LCOE se vuelve cada vez menor y no puede compararse con este escenario con TIR superiores. Por ende, no se considera lo suficientemente beneficioso para evaluarse a fondo en este estudio.

Los resultados obtenidos de la evaluación económica serán contrastados con trabajos previos. En específico, se discutirán los valores de LCOE obtenidos con el trabajo de Vladimir Said Carrera, la viabilidad de los escenarios con la tesis Andrea Álvarez Vera y la sensibilidad de los LCOEs con el estudio de Francisco Pliego Ruiz.

En comparación con los resultados obtenidos en el estudio del ingeniero Vladimir Said Carrera [7], los costos finales obtenidos en el análisis económico resultaron ser mucho mayores en todos los escenarios, a pesar de contar con precios promedio mucho menores y la misma zona de emplazamiento. Sin embargo, esto se debe a que su análisis económico se basó enteramente en obtener un LCOE lo suficientemente grande para compensar la inversión de la planta, es decir, con un TIR de 0%.

Cuando se estimó el LCOE utilizando únicamente la fórmula **Ecuación 2.5**, el precio de una central CSP-PTC sin paneles PV con factor de planta 1.9 (antes de considerar el 13% adicional) llegó valores mucho menores que los de Vladimir en todos los escenarios de inversión:

Estudio	LCOE con TIR 0% en base a escenarios de inversión (USD/MWh)		
	Inferior	Medio	Superior

Costo (USD/kW)	7600	8400	9800
Estudio de Carrera	140	151	171
Costo (USD/kW)	4186	4980	5774
Estudio Actual	59.98	68.71	77.44

Tabla 3.10 Comparación de LCOEs con TIR nulo [7]

Cabe mencionar que contar con 5 años adicionales de vida útil respecto al diseño de Carrera le otorga más tiempo a la planta para generar ingresos. Asimismo, su valor de O&M era de 83 USD/kW-año, mientras que en este estudio se utilizaron valores de O&M en base a la energía producida y las horas de almacenamiento. Los detalles técnicos de la planta CSP-PTEC-TES descrita en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se hallan en el Anexo 1.

Los costos marginales futuros del mercado eléctrico peruano no pueden predecirse con exactitud, especialmente en un panorama donde las incertidumbres abundan y se depende mucho del crecimiento económico. En el estudio de la alumna de UTEC Andrea Álvarez Vera en conjunto con una empresa privada, se crearon múltiples escenarios de costos marginales, resumidos en la **Tabla 3.11**. Estos dependen de la puesta en operación de distintas plantas de generación hasta el año 2028 en base a la demanda energética esperada de proyectos mineros en el sur [8].

Costo Marginal	Planta	Puesta en operación	Precio y años (USD/MWh)
A	C. H. San Gabán	2024	75 (2025)
	SIT GAS	2026	
	C. H. Lluta y C. H. Lluclla	2028	

B	C. H. San Gabán	2026	120 (2025)
	SIT GAS	2026	
	C. H. Lluta y C. H. Lluclla	2028	
C	C. H. San Gabán	2024	150 (2026 & 2027)
	SIT GAS	2028	
	C. H. Lluta y C. H. Lluclla	2028	

Tabla 3.11 Escenarios de costo marginal [8]

Los LCOEs de todos los escenarios de almacenamiento y TIR fueron comparados con los valores de la **Tabla 3.11** para determinar la viabilidad de cada uno:

Horas de Almacenamiento	Escenarios de Costo	Tasa Interna de Retorno (%)	Escenarios de Costo Marginal (USD/MWh)		
			A (75)	B (120)	C (150)
3	Inferior	7		105	
		8		115	
		9			127
		10			138
		11			150
	Medio	7		120	
		8			132
		9			145
	Superior	7			136
		8			150
6	Inferior	7		109	
		8		120	
		9			131
		10			144
	Medio	7			124
		8			137
		9			150
	Superior	7			140

9	Inferior	7		110		
		8			121	
		9			133	
		10			145	
	Medio	7			125	
		8			138	
	Superior	7			142	
12	Inferior	7		109		
		8		120		
		9			132	
		10			144	
	Medio	7			124	
		8			137	
		9			150	
	Superior	7			140	
	15	Inferior	7		107	
			8		118	
9					130	
10					142	
Medio		7			123	
		8			135	
		9			149	
Superior		7			139	

Tabla 3.12 Viabilidad económica de cada escenario

Cuando se comparan los resultados de la **Tabla 3.12** con los de Álvarez [8], quien utilizó una tecnología más costosa, mas también trabajo con TIR de 7% y superior, pueden parecer bastante desfavorables. En efecto, su estudio alcanzó LCOEs para escenarios de 9 horas de almacenamiento cercanos a 72 USD/MWh con 7% de TIR y escenarios de costo superior e inferiores a 100 USD/MWh con 10% de TIR. Al igual que en este estudio, sus resultados con 15 horas de almacenamiento fueron mucho mejores, siendo incluso menores que 70 USD/MWh con 10% de TIR en los últimos años.

Un factor importante de por qué sus costos fueron inferiores utilizando una tecnología más costosa fue la reducción anual de los costos. Gracias a la información proporcionada por la empresa, Álvarez fue capaz de calcular LCOEs distintos en todos sus escenarios en base al año de puesta en operación de las plantas. Sus costos estimados para el año 2027 eran

significativamente menores que los del año 2022. En cambio, en este estudio se emplean valores relevantes a la fecha de estudio, donde lo más cercano a realizarse sería predecir un año aproximado en el que un escenario medio sería tan bajo como uno inferior.

Entre otros motivos se puede encontrar remuneraciones por potencia de la planta y 30 años de vida del proyecto, pero estos no son factores cruciales. Adicionalmente, cuenta con información y recursos confidenciales de una empresa privada, lo que lo hace más difícil de comparar con un estudio casi independiente. En resumen, los costos bajos de su proyecto se deben a los recursos e información confidencial de la empresa.

Para evaluar la sensibilidad de los LCOEs respecto a los escenarios de TIR y costos de inversión, se empleó la información recopilada en la tesis de maestría de Francisco Pliego Ruiz [15]. En su análisis utiliza relaciones entre porcentajes de inversión y el incremento y decremento del LCOE, cuyos valores se hallan en la **Tabla 3.13**:

Variable	Incremento de variable (%)	Incremento de LCOE (%)
Inversión	25	22.5

Tabla 3.13 Sensibilidad de LCOE en base a inversión [15]

La variación de LCOEs en base a la inversión fue no fue fácil de estimar, ya que la diferencia entre los escenarios de inversión no es exactamente de 25%. Para estimar esta relación, se tomará en incremento porcentual de la inversión y el del LCOE para cada escenario de horas de almacenamiento. Como referencia, se elaboró un escenario de 24 horas de almacenamiento sin hibridación, cuyas especificaciones técnicas se hallan en el **Anexo 2**. Los resultados se presentan en la **Tabla 3.14**:

Horas de Almacenamiento		Escenarios de costos		
		Inferior	Medio	Superior
3	Inversión (USD)	194,329,212.55	230,948,595.02	269,873,517.76
	Incremento (%)		18.84	38.87
		105.00	120.00	136.00

	LCOE (USD/MWh)	Incremento (%)	14.29	29.52
6	Inversión (USD)	244,141,457.99	290,209,221.46	338,582,525.20
		Incremento (%)	18.87	38.68
	LCOE (USD/MWh)	109.00	124.00	140.00
		Incremento (%)	13.76	28.44
9	Inversión (USD)	294,122,502.95	349,672,096.01	407,526,026.74
		Incremento (%)	18.89	38.56
	LCOE (USD/MWh)	110.00	125.00	142.00
		Incremento (%)	13.64	29.09
12	Inversión (USD)	342,540,569.39	407,272,665.02	474,310,300.93
		Incremento (%)	18.90	38.47
	LCOE (USD/MWh)	109.00	124.00	140.00
		Incremento (%)	13.76	28.44
15	Inversión (USD)	392,243,419.87	466,403,146.49	542,868,413.38
		Incremento (%)	18.91	38.40
	LCOE (USD/MWh)	107.00	123.00	139.00
		Incremento (%)	14.95	29.91
24	Inversión (USD)	473,772,357.3	563,637,443.72	653,502,530.13
		Incremento (%)	18.97	37.94
	LCOE (USD/MWh)	118.00	137.00	156.00
		Incremento (%)	16.10	32.20

Tabla 3.14 Incremento porcentual de inversión y LCOE con TIR de 7% entre cada escenario de costos

Los incrementos de LCOE se dividen entre sus respectivos incrementos de inversión y estos se multiplican por 25 para dar un valor aproximado del incremento de LCOE del 0% de la inversión al 25% y 50%. Los resultados se encuentran en la **Tabla 3.15**:

Horas de Almacenamiento	Incremento de LCOE de 0% a 25% de la inversión (USD/MWh)	Incremento de LCOE de 0% a 50% de la inversión (USD/MWh)
3	18.95	37.97
6	18.23	36.76
9	18.05	37.72
12	18.21	36.97
15	19.77	38.94
24	21.22	42.44

Tabla 3.15 Incremento del LCOE en base a la inversión

Los valores de los escenarios con hibridación tuvieron una diferencia mayor con el valor esperado que el escenario de 24 horas sin paneles PV. Esto se debe a que una parte significativa de su generación energética proviene de una tecnología más barata, mientras que los valores de la **Tabla 3.13** se basan exclusivamente en una tecnología de torre central mucho más costosa. Por ende, se esperaba una diferencia mayor en el resto de escenarios.

CONCLUSIONES

El presente estudio ha evaluado la viabilidad técnica y económica de implementar la tecnología solar de concentración con hibridación fotovoltaica en el sur del Perú. Para este fin, fue necesario revisar las bases de datos referentes a la temática de la investigación y elaborar múltiples escenarios de diseño e inversión. Con los resultados obtenidos, se concluyó lo siguiente:

- Se identificó como lugar de emplazamiento óptimo el distrito del Algarrobal en Moquegua, situado en las coordenadas $-17^{\circ}39'47''$, $-71^{\circ}04'46''$, gracias a su gran potencial solar y espacio libre de zonas de conflictos sociales y ambientales. Esto permitió una gran reducción de equipos para la central; no obstante, siendo los lugares ideales para la generación solar como este escasos en el Perú, existe mayor competencia por el uso de la zona con la implementación de tecnología a menores costos.
- La planta diseñada distribuyó su operación entre el campo de paneles fotovoltaicos durante el día y el campo de colectores cilindros parabólicos y su bloque eléctrico durante la tarde y noche. Debido a la hibridación entre estas dos tecnologías, se pudo diseñar una planta solar capaz de producir energía de forma ininterrumpida y que permite generación renovable base.
- Muchos valores en el estudio tuvieron que ser asumidos en base a información conocida, mas no eran exactos o infalibles. Los costos de mantenimiento fueron asignados en base a un rango específico sin detalles de su cálculo y se asumió que su valor más alto iría en el escenario con menos producción y el más bajo al de mayor producción. Debido a que no se cuenta con suficiente data financiera sobre esta tecnología y su desenvolvimiento en Latinoamérica, se tomó un valor de depreciación conservador. Estas consideraciones hacen que los resultados de esta investigación tengan viabilidad reducida, al menos con la información adquirida al momento de su ejecución.

- Todos los escenarios factibles para la construcción de estos proyectos toman lugar en la segunda mitad de la década, puesto a que es recién entonces cuando la demanda energética supera a la oferta y los costos marginales del mercado incrementan. Podría existir una factibilidad económica de los proyectos en el mediano plazo, mas no en el corto.
- El escenario que resultó más rentable a nivel de LCOE fue el que solo contaba con tres horas de almacenamiento, siendo el de quince horas el segundo más factible. La diferencia de LCOE entre ambos escenarios es aproximadamente de cinco dólares por megavatio-hora. En el escenario de inversión inferior puede alcanzar un TIR de 11% con costo marginal C, 9% en el medio y 8% en el superior. En el costo marginal B puede llegar a 8% con costos de inversión bajos y 7% con medios.
- El factor de planta tan bajo del escenario de tres horas que tendría el campo CSP-PTC-TES hace que la ventaja de producir de noche sea muy baja en comparación con instalar más equipos fotovoltaicos e incrementar la producción durante el día, por lo que se sugiere en su lugar el escenario de quince horas de almacenamiento gracias a su factor de planta elevado y ganancias mayores. En el escenario de inversión inferior puede alcanzar un TIR de 10%, 9% en el medio y 7% en el superior con costo marginal C. En el costo marginal B puede llegar a 8% con costos de inversión bajos y, de contarse con remuneración por potencia firme, 7% con costos medios.

Mediante el análisis técnico-económico, por medio de la hibridación entre cilindros parabólicos con almacenamiento térmico y paneles solares fotovoltaicos, se determinó que es factible la producción solar de concentración en el mercado energético peruano entre el 2025 y el 2027, siempre y cuando el mercado presente las condiciones óptimas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Dirección de Planificación de Transmisión, “Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, Periodo 2021 - 2030,” COES, Lima, Perú, Feb. 2019.
- [2] “Demanda de energía eléctrica se aplazaría en función a la recuperación de la economía peruana, según ESAN.” El Comercio. <https://elcomercio.pe/economia/peru/demanda-de-energia-electrica-se-aplazaria-en-funcion-a-la-recuperacion-economica-segun-esan-ncze-noticia/?ref=ecr> (accessed Sept. 23, 2020).
- [3] C. Butrón, “El sector eléctrico peruano: situación y perspectivas,” COES, Lima, Lima, Perú, Feb. 2019. [Online]. Available: https://www.comexperu.org.pe/upload/seminars/foro/seminario_21022019/Presentaci%C3%B3n%20del%20Sr.%20C%C3%A9sar%20Butr%C3%B3n.pdf
- [4] Dirección General de Electricidad, “Principales indicadores del sector eléctrico a nivel nacional, Septiembre 2020,” Ministerio de Energía y Minas, Perú, 2020. [Online]. Available: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/8%20Cifras%20preliminares%20del%20Sector%20Elctrico%20-%20Agosto%202020.pdf>
- [5] M. Hoogwijk and W. Graus, “Global potential of renewable energy sources: a literature assessment,” Gleneagles Dialogue on Climate Change, Ecofys, Rep. PECSNL072975, 2008.
- [6] “Climate Ambition Summit 2020,” Estados Unidos, Reino Unido, Francia, 2020. [Online]. Available: <https://www.climateambitions summit2020.org/>
- [7] V. S. Carrera Párraga, “Análisis técnico y económico de la implementación de una planta de energía termosolar de concentración de tipo cilindro parabólico (CSP-PTC) y de su hibridación,” M.S. thesis, Dept. Energy Eng., Universidad de Ingeniería y Tecnología (UTEC), Lima, Perú, 2019.
- [8] A. Y. Álvarez Vera, “Desarrollo de escenarios técnico-económicos para la incorporación de una planta híbrida SPT- TES + PV en el sur del Perú,” M.S. thesis, Dept. Energy Eng., Universidad de Ingeniería y Tecnología (UTEC), Lima, Perú, 2021.

- [9] “Concentrated solar power had a global total installed capacity of 6,451 MW in 2019.” Helioscsp. <http://helioscsp.com/concentrated-solar-power-had-a-global-total-installed-capacity-of-6451-mw-in-2019/> (accessed Sept. 29, 2020).
- [10] J. S. Muñoz, “Análisis de escenarios de interconexiones internacionales de Chile con un enfoque en alta penetración de energía solar,” M.S. thesis, Dept. Elect. Eng., Univ. de Chile, Santiago de Chile, RMDS, Chile, 2018
- [11] Banco Mundial. “Global Solar Atlas.” Global Solar Atlas. <https://globalsolaratlas.info/map> (accessed Sep. 26, 2020).
- [12] UTEC. (2019). Solarimetría (Solar Radiation). [PDF Slides]. Available: <https://utec.instructure.com/courses/1443>
- [13] SENAMHI. “Mapas de la Radiación Solar del Perú.” DeltaVolt. <https://deltavolt.pe/atlas/atlassolar> (accessed Oct. 10, 2020).
- [14] “Solargis.” Solargis. apps.solargis.com/prospect/map (accessed 10 Oct. 2020).
- [15] F. Pliego Ruiz, “Concentrating solar power potential of Peru,” M. S. thesis, Dept. of planning, Aalborg Univ., Aalborg, Denmark, 2019.
- [16] “Visor Power BI.” COES. <https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI> (accessed 3 May 2021).
- [17] L. Crespo, Z. Dobrotkova, C. Philibert, C. Richter, G. Symbolotti, C. Turchi, X. Wenhua. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series
- [18] UTEC. (2019). Negocio de la Generación Eléctrica. [Online]. Available: <https://utec.instructure.com/courses/1438>
- [19] R. De la Cruz, A. Suclupe, E. Guevara, “Reporte Semestral de Monitoreo de Electricidad, Año 9 – Número 17,” Osinergmin, Lima, Perú, Oct. 15, 2020. [Online]. Available: [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/Reportes de Mercado/Osinergmin-RSMME-I-2020.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/Osinergmin-RSMME-I-2020.pdf)
- [20] “Levelized Cost of Electricity.” Science Direct. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/levelized-cost-of-electricity> (accessed May 21, 2021)

- [21] S. A. Kalogirou, “Solar Energy Collectors,” in *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*, 2nd ed. San Diego, CA, USA: Elsevier, 2014, ch. 3, sec. 2, pp. 139-152. [Online]. Available: <https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=wYRqAAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=S.+A.+Kalogirou,+%E2%80%9CSolar+Energy+Engineering:+Processes+and+Syste ms,%E2%80%9D&ots=LbzYA-GQOR&sig=qK6CpfpErz4AqPkdr3vvynVpgk#v=onepage&q=S.%20A.%20Kalogiro u%2C%20%E2%80%9CSolar%20Energy%20Engineering%3A%20Processes%20and %20Systems%2C%E2%80%9D&f=false>
- [22] A. Castejón, G. Santamaría, “Instalaciones Solares Fotovoltaicas,” Editex, Madrid, España, 2010.
- [23] UTEC. (2018). Energía Solar FV (Red). [PDF Slides]. Available: <https://utec.instructure.com/courses/1443>
- [24] J. M. Navarro Berrozpe, R. Mariñosa Rodríguez, J. L. Escosa González, L. A. Germán Bes. Guía técnica para la utilización de la energía solar fotovoltaica en instalaciones de abastecimiento de agua potable
- [25] A. Miller, B. Lumby, “Review of CSP Technologies” in *Utility Scale Solar Power Plants; Guide for Developers*, New Delhi, India: IFC, 2012, ch. Appendix A, sec. 4, pp. 152-179.
- [26] World Bank, “Review of CSP Technologies,” in *Middle East and North Africa Region Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power (CSP) Projects*, Washington, DC, USA: W. B., 2011, ch. 1, sec. 1, pp. 9-19. [Online]. Available: https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/DocumentLibrary/ESMAP_MENA_Local_Manufacturing_Chapter_1.pdf.
- [27] L. Aichmayer, “Solar receiver development for gas-turbine based solar dish systems,” M. S. thesis, KTH R. I. o. T., Stockholm, SC, Sweden, 2018. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/324721620_Solar_receiver_development_for_gas-turbine_based_solar_dish_systems
- [28] H. Al Smadi, “Comparison of Linear Fresnel Collector and Parabolic Through Collector Fields,” University of Freiburg, Freiburg, Germany, 2018.

- [29] M. Günther, M. Joemann y S. Csambor, “Parabolic Trough Technology,” in *Advanced CSP Teaching Materials*, Germany: DLR, 2012, ch. 5, sec. 2-3, pp. 9-50.
- [30] M. A. Guillamón López, “Central Termosolar de 50 MW en Murcia con CCP,” B. S. thesis, Dept. of Energy Sys., Esc. Téc. Sup. De Minas, Murcia, 2012. [Online]. Available:
http://oa.upm.es/14008/1/PFC_MIGUEL_ANGEL_GUILLAM%C3%93N_L%C3%93PEZ.pdf
- [31] Q. Zhang, X. Li, Z. Wang, C. Chang, H. Liu, “Experimental and theoretical analysis of a dynamic test method for molten salt cavity receiver,” in *Renewable Energy*, A.A.M. Sayigh, China: Elsevier, 2013, pp. 214-221.
- [32] “System Advisor Model.” National Renewable Energy Laboratory. <https://sam.nrel.gov/> (accessed May 20, 2021).
- [33] K. A. Camacho Bernal, “Modelación y simulación de un sistema de concentración solar cilíndrica parabólica para la generación de 100 kW en el departamento de la Guajira-Colombia,” B. S. thesis, Fac. of Eng., Univ. Auto. de Bucaramanga, Bucaramanga, Colombia, 2019.
- [34] A. Caglar, “Design of a Parabolic Trough Solar Collector using a Concentrator with High Reflectivity,” Akdeniz University, Antalya, Turkey, 2016.
- [35] A. A. Hachicha, “Numerical modelling of a parabolic trough solar collector,” Ph.D. dissertation, Dept. of Therm. Motors and Machines, Univ. Politécnica de Catalunya, Cataluña, Spain, 2011.
- [36] M. A. Lema C., “Diseño e Implementación de un Sistema Automático de Purificación de Agua por medio de Energía, Reflexión Solar y Luz Ultravioleta,” M.S. Thesis, Electric and Electronic Eng. Fac., Quito, Ecuador, 2015. [Online]. Available:
https://www.researchgate.net/figure/Figura-114-Seguimiento-Solar-en-un-Eje-de-un-CCP-14_fig5_321082570
- [37] A. Zurita, C. Mata-Torres, J. M. Cardemil, R. A. Escobar, “Assessment of time resolution impact on the modeling of a hybrid CSP-PV plant: A case of study in Chile,” in *Solar Energy*, Chile: Elsevier, 2020, sec. 2-5, pp. 554-566. [Online]. Available:
<http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/175312/Assessment-of-time-resolution-impact.pdf?sequence=1>

- [38] K. Vignarooban, X. Xu, A. Arvay, A.M. Kannan, “Heat transfer fluids for concentrating solar power systems—A review” in *Applied Energy*, 2016, pp. 383–396.
- [39] J. Oyetola Oyekale, M. Petrollese, V. Tola, G. Cau, “Conceptual design and preliminary analysis of a CSP-biomass organic Rankine cycle plant,” presented at the 31st Int. Conf. on E.C.O.S. and Environ. Impact of Energy Syst., Guimaraes, Portugal, Jun. 17-22, 2018.
- [40] “Centrales Termosolares Situación a Nivel Nacional.” Protermosolar. <https://www.protermosolar.com/la-energia-termosolar/situacion-internacional/> (accessed Oct. 15, 2020).
- [41] “Energía Térmica Solar para la industria.” Cosolpo. <https://www.cosolpo.com/> (accessed Oct. 24, 2020).
- [42] Cleanenergybrief. “Chile: Asociación de Concentración Solar de Potencia se une a la Red Iberoamericana de Energías Renovables.” *Energía Limpia XXI*. <https://energialimpiaparatodos.com/2020/07/08/chile-asociacion-de-concentracion-solar-de-potencia-se-une-a-la-red-iberoamericana-de-energias-renovables/> (accessed Oct. 15, 2020).
- [43] L. M. Terrazos Úngaro, “Viabilidad técnica y económica para la construcción de una central termosolar en la región Puno,” Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú, 2014.
- [44] J. Jorgenson, M. Mehos, P. Denholm, “Comparing the net cost of CSP-TES to PV deployed with battery storage,” in *National Renewable Energy Laboratory*, 2016, pp. 2-8, doi: 10.1063/1.4949183.
- [45] R. El Char, S. Bontemps, V. Fotuhi, “Solar PV Vs. CSP: who will win the race in Saudi?,” in *Access Position Paper*, Oct. 2013. [Online]. Available: https://www.access-power.com/images/access_broucher.pdf
- [46] M. Taylor, “CSP Cost Reduction Potential,” International Renewable Energy Agency (IRENA), 2019.
- [47] IRENA (2020), *Renewable Power Generation Costs in 2019*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [48] “Google Maps.” Google. <https://www.google.com.pe/maps/@-12.107776,-77.037568,12z?hl=es&authuser=0> (accessed 26 May 2021).

- [49] “Plataforma Nacional de Datos Georreferenciados Geo Perú.” Gobierno del Perú. <https://www.geoperu.gob.pe/> (accessed Jun. 5, 2021)
- [50] “Mapa SEIN.” OSINERGMIN. <https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/MapaSEIN/#> (accessed 10 May 2021).
- [51] M. A. Geyer, R. Osuna, A. Esteban, W. Schiel. Eurotrough – Parabolic Trough Collector Developed for Cost Efficient Solar Power Generation
- [52] Schott Solar CSP Receivers. “SCHOTT PTR - Model 70 Premium - Receivers for Integrated Lifetime Insurance.” Xprt Energy. <https://www.energy-xprt.com/products/schott-ptr-model-70-premium-receivers-for-integrated-lifetime-insurance-302906> (accessed 10 May 2021).
- [53] “DOWTHERM™ RP Synthetic Organic Heat Transfer Fluid Technical Data Sheet.” Dow. <https://www.dow.com/en-us/document-viewer.html?randomVar=3965784015245088282&docPath=/content/dam/dcc/documents/en-us/productdatasheet/176/176-01473-01-dowtherm-rp-synthetic-organic-heat-transfer-fluid-tds.pdf> (accessed 1 Mar. 2021).
- [54] “JAM72S20 440-465/MR Series.” JA Solar. <https://autosolar.pe/pdf/Panel-ja-solar-455w-24v.pdf> (accessed Sep. 26, 2020).
- [55] U.S. Energy Information Administration. “Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2021.” Independent Statistics & Analysis. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf (accessed Jun. 20, 2021)
- [56] T.T. Tran, A.D. Smith, “Smith. Incorporating performance-based global sensitivity and uncertainty analysis into LCOE calculations for emerging renewable energy technologies,” *Appl. Energy* 2018, 216, 157–171.
- [57] M. Wittenstein, G. Rothwell, W. D’haeseleer, Y. Matsuo, L. Varro, P. Frankl, M. Baritaud, J. Keppler, C. Yu, M. Deffrennes, “Projected Costs of Generating Electricity,” International Energy Agency and Nuclear Energy Agency, Paris and Issy-les-Moulineaux, France, 2015.
- [58] Cenergia, “Análisis y propuesta de modificación del marco normativo para promover el desarrollo de sector eléctrico en el SEIN,” Ministerio de Energía y Minas, Lima, Perú, 2020.

4. ANEXOS

4.1. Características técnicas de planta CSP-PTC-TES de 17 horas de almacenamiento

Características técnicas	CSP (17 horas)
Múltiplo Solar	2.15
Cantidad de colectores por lazo	8
Cantidad de lazos	141
Calor almacenado (MWth)	3874
Volumen de fluido (m3)	56,205.66
Área de colectores (ha)	242.06

4.2. Características técnicas de planta CSP-PTC-TES de 24 horas de almacenamiento

Características técnicas	CSP (24 horas)
Múltiplo Solar	3.02
Cantidad de colectores por lazo	8
Cantidad de lazos	198
Calor almacenado (MWth)	5435
Volumen de fluido (m3)	78,844.05
Área de colectores (ha)	340.33