



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

ANÁLISIS ECONÓMICO DE PLANTA PROTOTIPO DE GENERACIÓN SOLAR CON ALMACENAMIENTO TÉRMICO PARA CLIENTE MINERO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

SEBASTIÁN ANDRÉS PAULSEN DONOSO

PROFESOR GUÍA:

Frank Dinter

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

Catalina Hernández Moris

Ramón Frederick González

SANTIAGO DE CHILE

2024

ANÁLISIS ECONÓMICO DE PLANTA PROTOTIPO DE GENERACIÓN SOLAR CON ALMACENAMIENTO TÉRMICO PARA CLIENTE MINERO

Debido a la actual crisis climática, la búsqueda de reemplazar el uso de energías contaminantes por energías renovables es fundamental para disminuir el calentamiento global que está afectando cada año más a nuestro país y el mundo. Sequías de un 70% entre las regiones de Coquimbo y el Bío Bío, el aumento de temperatura media crece 0.13°C por década y las olas de calor están afectando directamente al ser humano y otras especies. Sin embargo, aún estamos a tiempo para cambiar nuestros métodos y Chile ya se encuentra en este proceso, comprometiéndose a tener una generación de energía con cero contaminantes comprometiéndose a alcanzar la neutralidad de emisiones en la generación de energía.

Por lo anterior y, sumando que Chile tiene una alta demanda energética en la industria minera ubicada en el norte del país (sector privilegiado por su recurso solar), en este trabajo de título se buscará estudiar la viabilidad económica de una planta de generación eléctrica pequeña que combina paneles fotovoltaicos y una planta termosolar con almacenamiento térmico para demostrar la factibilidad de implementar un sistema de este tipo en la industria minera. Para esto, se analizará el costo de inversión, costos de mantención a lo largo de la vida útil de la planta y la energía que esta generará. Debido a que el cliente es una minera, se deberán estudiar los indicadores pertinentes que ayudarán a la toma de decisión sobre la factibilidad de aplicar este proyecto y, además, se debe comparar este mismo a su competencia en el mercado. Se utilizará el software SAM (System Advisor Modeling) y PYTHON para modelar el sistema híbrido de la planta solar y así obtener las características que definirán la generación eléctrica.

Si bien, se han implementado sistemas que aprovechan la energía solar para proveer electricidad a los grandes clientes libres, la mayoría sólo contemplan la tecnología fotovoltaica la cual puede generar sólo durante el día. Hasta hoy, no se han aprovechado todas las tecnologías disponibles para utilizar la energía solar en la industria minera. Esto en parte es debido a la incertidumbre que causa invertir en una tecnología no utilizada en la historia de la minería, por lo que esta tesis aportará con una investigación que ayude a comprobar la viabilidad de apostar por este tipo de tecnología que ayudará a combatir el calentamiento global.

Se eligieron como resultados las configuraciones óptimas de plantas de Energía Solar Concentrada (CSP) más Fotovoltaica para cada localidad, las cuales se caracterizan por una combinación superior de indicadores tecnoeconómicos. Posteriormente, estas configuraciones fueron comparadas con los indicadores de una planta termoeléctrica a carbón, concluyendo que es factible reemplazarla con dos de las tres plantas propuestas, ya que estas pueden generar la misma cantidad de energía. No obstante, es importante destacar que este reemplazo se logra a expensas de un mayor costo por energía generada.

Agradecimientos

En primer lugar, deseo expresar mi profundo agradecimiento a mi familia por el apoyo incondicional que me ha brindado a lo largo de los años. Han sido el motor que me impulsa a perseguir mis sueños y metas, proporcionándome aliento, sabios consejos y amor. Son la base de mi ser, y siempre los llevaré en mi corazón.

Quisiera extender mi gratitud al profesor Frank Dinter, mi guía académico, por brindarme la invaluable oportunidad de colaborar con él en Fraunhofer Chile Research. Gracias a su generosidad, pude realizar mi trabajo de título en el área que más me apasiona. También quiero agradecer a mi profesora coguía, Catalina Hernández, por su atención constante y orientación. Sus sabios consejos han sido y seguirán siendo bien recibidos. Estoy agradecido por haber compartido esta enriquecedora experiencia con una profesional tan destacada.

Por último, quiero expresar mi profunda gratitud hacia los amigos que he hecho en la universidad. Su compañía ha convertido esta etapa en una de las más hermosas de mi vida. Han sido un sostén tanto académico como emocional a lo largo de los años, y sin su apoyo, no habría llegado hasta este punto.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.1.1. Objetivos	3
1.1.1.1. Objetivo General	3
1.1.1.2. Objetivos específicos	3
1.1.2. Alcances	3
2. Marco teórico	4
2.1. Energía en minería de Chile	4
2.2. Energía solar	5
2.2.1. Radiación solar	6
2.3. Tecnología Fotovoltaica	8
2.4. Tecnología de Concentración Solar	10
2.4.1. Componentes principales	11
2.4.2. Torre Central	14
2.4.3. Cilindro Parabólico	16
2.4.4. Fresnel	17
2.5. Tecnología Termoelectrica	19
2.6. Indicadores Tecnoeconómicos	21
Levelized Cost of Energy	21
Factor de Capacidad	22
2.7. Estudios relevantes	22
2.8. Normativas de impacto ambiental	24
2.9. Antecedentes Económicos	25
2.9.1. Planta Termoelectrica de Carbón	25
2.9.2. Planta Fotovoltaica	25
2.9.3. Planta de Torre Central	27
2.9.4. Planta de Cilindro Parabólico	29
2.9.5. Planta Fresnel	30
2.9.6. Factor Escala	31
2.10. Metodología	33
2.10.1. Elección de localizaciones	33
2.10.2. Simulación	35
3. Resultados y Discusión	39
3.1. Simulación de Planta Fotovoltaica	39
3.2. Simulación de planta de Torre Central	41

3.3. Simulación de planta Fresnel	44
3.4. Simulación de planta de Cilindro Parabólico	47
3.5. Análisis de Simulaciones	50
3.6. Planta Híbrida	52
3.7. Comparación con planta Termoeléctrica a carbón	54
4. Conclusiones	55
4.1. Trabajos Futuro	57
Bibliografía	58
Anexos	63

Índice de Tablas

2.1.	Precios de tecnología Fotovoltaica	26
2.2.	Precios de Tecnología Torre Central	27
2.3.	Precios de Tecnología Cilindro Parabólica	29
2.4.	Precios de Tecnología Fresnel	30
2.5.	Ubicaciones	34
2.6.	Forma general del <i>Turbine Fraction</i>	36
3.1.	Indicadores de tecnología Fotovoltaica	40
3.2.	Configuraciones óptimas de Tecnología Torre Central	43
3.3.	Configuraciones óptimas de tecnología Fresnel	46
3.4.	Configuraciones óptimas de Cilindro Parabólico	49
3.5.	Características de plantas elegidas	51
3.6.	Características de plantas híbridas	53
3.7.	Comparación de plantas híbridas c/r Termoeléctrica	54
.1.	Características de plantas óptimas de Torre Central	63
.2.	Características de plantas óptimas Cilindro Parabólico	63
.3.	Características de plantas óptimas Fresnel	63

Índice de Ilustraciones

2.1.	Consumo energético de Chile [3]	4
2.2.	Técnicas para usar la energía solar	6
2.3.	Tipos de Radiaciones [17]	7
2.4.	Ángulo cenital [19]	8
2.5.	Esquema funcionamiento fotovoltaico [20]	9
2.6.	Tecnologías de Concentración Solar	10
2.7.	Esquema de torre central [36]	14
2.8.	Foto de cilindro parabólico [39]	16
2.9.	Esquema de tecnología fresnel [40]	17
2.10.	Efecto coseno	18
2.11.	Esquema de Planta Termoeléctrica [45]	19
2.12.	Diagrama de estudio de impacto ambiental	24
2.13.	Relación precio/tamaño	31
2.14.	Factores de escala	32
2.15.	Ubicación de Minas	33
2.16.	Radiación Global Horizontal	34
2.17.	Ejemplo de matriz <i>TOD Factor</i> y su <i>Turbine Fraction</i> respectivo	37
3.1.	Perfil de generación de tecnología Fotovoltaica	40
3.2.	LCOE de Tecnología Torre Central	41
3.3.	CF de Tecnología Torre Central	42
3.4.	Generación mensual de tecnología de Torre Central	43
3.5.	LCOE de Fresnel	44
3.6.	CF de Fresnel	45
3.7.	Generación mensual de tecnología de Fresnel	46
3.8.	LCOE de Cilindro Parabólico	47
3.9.	CF de Cilindro Parabólico	48
3.10.	Generación mensual de tecnología de Cilindro Parabólico	49
3.11.	Generación mensual de tecnología de plantas híbridas	52

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En el contexto mundial actual, la reducción de emisiones contaminantes se ha convertido en una prioridad ineludible. El creciente impacto del cambio climático, manifestado en amenazas a la estabilidad ambiental, económica y social, exige un enfoque decidido hacia fuentes de energía sostenible, la mitigación de la quema de combustibles fósiles, la promoción de la economía circular y la colaboración global. Compromisos nacionales, movilización financiera y concienciación pública son elementos clave para enfrentar esta urgente crisis y construir un futuro más limpio y sustentable.

Más específicamente, los efectos del calentamiento global ya se empiezan a notar en Chile donde han surgido alarmantes datos. Uno de ellos es que se ha marcado una tendencia de aumento en la temperatura media de un orden de 0.13°C por década, partiendo desde el año 1961. También, ha ocurrido que 9 de los 10 años más cálidos de la historia chilena se encuentran en estos últimos 10 años. En cuanto a la precipitación hay zonas que presentan un déficit de un 70 % en las zonas entre Coquimbo y la región del Bío Bío afectando negativamente la vida animal y vegetal [1]. Estos y otros fenómenos más muestran que el calentamiento global ya está haciendo efectos claros en este país y se debe hacer algo al respecto.

Chile ha tomado posición en este asunto y ha empezado un rumbo claro en reemplazar progresivamente hasta eliminar por completo las emisiones contaminantes. Es por esto que ha formulado una Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP), en donde se compromete en un plazo de 30 años a alcanzar la neutralidad de emisiones, llegando así al año 2050 con una generación energética de 100 % cero emisiones, reducir en un 70 % las emisiones de la industria y minería y, que entre un 30 % a 50 % de las especies en peligro de extinción cuente con un plan de recuperación y conservación.

Mediante el informe nacional de balance de energía de Chile 2020 [2], se ha identificado que el 65 % de la matriz energética primaria (matriz que indica la generación y uso de energías) ha sido de origen fósil, ya sea de petróleo crudo, carbón y gas natural. A pesar que las energías solar, eólica y geotérmicas en conjunto han crecido un 18 % del año anterior, el total de la energía generada proveniente de fuentes renovables, alcanza solamente un 10 % [3]. Esto indica un avance hacia el destino propuesto por el gobierno chileno, sin embargo, queda aún un largo camino para el objetivo de cero emisiones en la generación energética.

Dentro de las actividades de mayor importancia en Chile, se puede nombrar la industria minera, la cual es de gran aporte al país ya que genera un 14,6% del Producto Interno Bruto (PIB) nacional[4], cuya importancia reside en que el PIB es una medida económica que representa el valor total de todos los bienes y servicios producidos en un país en un período específico, sin embargo, esta industria consume una gran cantidad de energía para llevar a cabo sus procesos. Es importante recalcar que estos procesos se realizan mayormente en el sector norte del país, siendo las regiones de Antofagasta, Atacama y Tarapacá las que concentran un 74% de la producción de cobre, un 56% en la producción de molibdeno y un 78% de la producción de plata [5]. Son estas regiones mencionadas anteriormente, lugares que cuentan con un alto nivel de radiación solar (mundialmente privilegiada en términos de recurso solar [6]) que lo hace ser una ubicación altamente atractiva para el desarrollo de la energía solar.

Es aquí donde este informe encuentra su razón de existir. Con el fin de desarrollar información que respalde el hecho de que la energía renovable solar puede ser viable para la industria minera, se abordará el proyecto de una planta híbrida prototipo fotovoltaica y de concentración solar con almacenamiento térmico que combina ambas tecnologías para maximizar la generación de energía renovable. La planta híbrida tiene como objetivo aprovechar el bajo costo y eficiencia de una planta fotovoltaica (PV, Photovoltaic Plant) y combinarlo con la capacidad de almacenar energía de una planta de concentración solar (CSP, Concentrated Solar Plant) a través de un sistema de almacenamiento térmico (TES, Thermal Energy Storage).

Se ha abordado el proyecto de una planta híbrida prototipo fotovoltaica y de concentración solar con almacenamiento térmico, cuyo propósito fundamental es respaldar la viabilidad de la energía renovable solar en la industria minera. La planta híbrida se ha diseñado con la intención de combinar las tecnologías fotovoltaicas y de concentración solar para maximizar la generación de energía renovable. En específico, la planta híbrida busca capitalizar la eficiencia y el bajo costo de una planta fotovoltaica (PV, Photovoltaic Plant) al combinarlo con la capacidad de almacenamiento de energía de una planta de concentración solar (CSP, Concentrated Solar Plant), lograda mediante un sistema de almacenamiento térmico (TES, Thermal Energy Storage).

Con ello este trabajo concluye presentando una propuesta innovadora que integra estas tecnologías de manera sinérgica, proporcionando un enfoque integral para la generación de energía renovable en el ámbito de la industria minera.

1.1.1. Objetivos

1.1.1.1. Objetivo General

Estudiar la viabilidad económica de una planta piloto híbrida de generación eléctrica que combina paneles fotovoltaicos y una planta termosolar con almacenamiento térmico para indicar el impacto económico en la industria minera en Chile.

1.1.1.2. Objetivos específicos

- Estudiar el estado del arte de las tecnologías actuales de producción energética solar.
- Analizar el costo de inversión, costos de mantención a lo largo de la vida útil de la planta.
- Comparar la tecnología escogida a su competencia en el mercado, midiendo sus indicadores económicos (LCOE, CAPEX)
- Analizar los factores de generación eléctrica de la planta mediante programas computacionales.
- Dar una recomendación final sobre la implementación de estas tecnologías.

1.1.2. Alcances

Este informe es considerado de factibilidad, por lo que se evaluará viabilidad técnica, económica y operativa de este proyecto. Las consideraciones tomadas para desarrollar este son las siguientes:

- Se estudiarán 3 tecnologías de plantas de concentración solar combinadas con una planta fotovoltaica.
- Se basará el estudio con datos obtenidos por la literatura reciente de los temas a tratar.
- Se estudiará la viabilidad del proyecto en 3 localidades chilenas donde se ubican actualmente minas activas.
- Las plantas prototipo serán diseñadas para proveer 5MW durante todo el año en estas 3 localidades.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1. Energía en minería de Chile

Chile es un país que tiene como uno de sus pilares económicos la minería, llevándolo a generar un 14,6% del PIB nacional [4], esto significa que desempeña un papel fundamental en la economía al generar una considerable riqueza y producción económica. Esto se debe a su capacidad para producir una gran cantidad de bienes y servicios valiosos, agregar valor mediante innovación y tecnología, emplear a numerosas personas, impulsar exportaciones, atraer inversiones y liderar en términos de avances tecnológicos. Por consiguiente, ha llevado al país a concentrar su mayor inversión al desarrollo de esta actividad, consiguiendo así mismo a tener el mayor consumo energético dentro de sus fronteras.

Según el estudio de consumo energético realizado por el ministerio de energía chileno [3], se expone que el consumo de esta industria corresponde a un 18% de la energía anual utilizada en Chile.

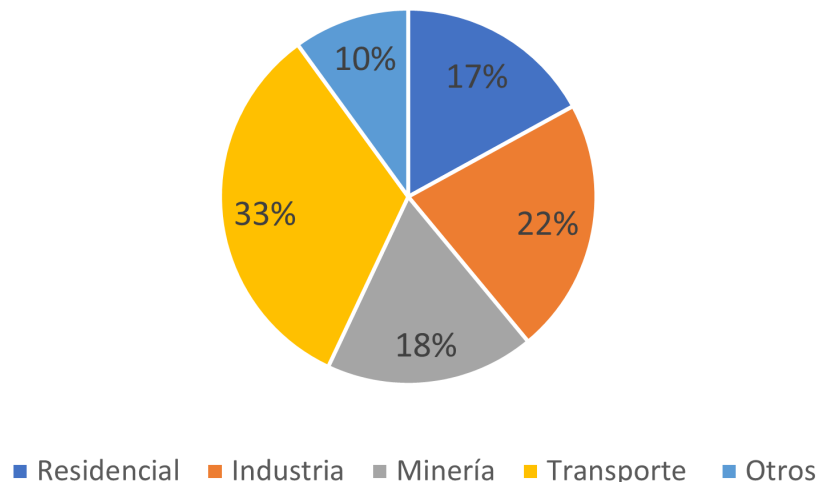


Figura 2.1: Consumo energético de Chile [3]

Es por esta razón que el desarrollo de tecnologías en esta área tiene un impacto impor-

tante en el país y, considerando que esta actividad tiene inicios en los años 1904, hay partes en su proceso de producción que se encuentra desactualizada, creando un gran espacio para integrar nuevas tecnologías que sean más eficientes y sustentables con el ambiente.

En el año 2021, en Chile se llevó a cabo una medición de las emisiones de CO₂, el principal gas de efecto invernadero [7]. Los resultados indicaron que durante ese período se liberaron un total de 105,552 kilotoneladas de CO₂ [8], y se constató que el 15.6 % de estas emisiones se originan de la industria minera donde un 9.6 % de estas son emisiones indirectas (que no provienen directamente de las operaciones mineras, pero que están asociadas indirectamente con la actividad minera en toda su cadena de valor), provenientes de la generación eléctrica. Este hallazgo subraya la importancia crucial de desarrollar tecnologías limpias en este sector productivo, considerando además que la actividad minera en Chile se remonta a los inicios del siglo XX [9]. Esto sugiere que existe un considerable espacio para la integración de tecnologías más eficientes y amigables con el medio ambiente.

Considerando la importancia y el tamaño que tiene esta industria en Chile, no es una decisión sencilla modificar un factor tan importante como lo es la generación de energía. Esta industria puede producir hasta las 24 horas del día [10] por lo que su demanda energética es un requisito de suma importancia. Por consiguiente, es necesario presentar argumentos de peso al proponer una alternativa de generación a esta industria.

2.2. Energía solar

La energía solar es un recurso ampliamente aprovechado de manera directa e indirectamente por los seres vivos de la Tierra, sin embargo, el ser humano descubrió la manera de aprovechar esta energía para más que su propio consumo vital, sino que ha aprendido a utilizarlo para el consumo de su actividad industrial.

Existen dos formas de aprovechar la energía proveniente del sol. La primera es utilizar la radiación para convertirla en electricidad mediante celdas fotovoltaicas, las cuales se componen por un material semiconductor de silicio formando una célula solar. Esta técnica consiste en capturar los fotones emitidos por el sol en este material semiconductor y excitar los electrones de este, así se crea una corriente eléctrica utilizable para almacenar o utilizar directamente. La segunda técnica consiste en utilizar la radiación solar para concentrarla térmicamente y así generar calor. Este calor puede ser aprovechado directamente en un proceso, almacenado o utilizado para evaporar agua a altas temperaturas y mediante una turbina generar electricidad.



(a) Celda Fotovoltaica [11]



(b) Concentración Solar [12]

Figura 2.2: Técnicas para usar la energía solar

La energía solar La energía solar experimenta actualmente un notable crecimiento [añadir ref], impulsado por su abundancia y naturaleza renovable en determinadas ubicaciones. Este recurso emerge como una fuente energética versátil, capaz de satisfacer tanto las demandas de consumo eléctrico a nivel domiciliario, como el suministro para viviendas a través de paneles fotovoltaicos instalados en sus techos[13], hasta abastecer procesos industriales demandantes, como los vinculados a la industria minera [14]. La eficiencia de recolección de energía solar de una planta específica dependerá de su tamaño, y su capacidad puede equipararse a la producción de grandes centrales termoeléctricas basadas en combustibles fósiles, las cuales en Chile se están procurando eliminar debido a su impacto negativo en el calentamiento global.

Una de las principales limitaciones de la energía solar, a pesar de ser una fuente de energía renovable y sostenible, radica en su variabilidad, que está relacionada con el ciclo día-noche, las condiciones climáticas locales y, por consiguiente, las estaciones del año. Los días nublados, lluviosos o con nieve pueden reducir drásticamente la cantidad de energía que se puede generar. Esto significa que no se puede contar siempre con un suministro constante de energía solar, lo que puede ser problemático en regiones con climas variables. Además, la producción de energía solar sigue un patrón diurno, alcanzando su punto máximo durante las horas de máxima radiación solar. Esto significa que durante la noche no se genera energía eléctrica y se requieren sistemas de almacenamiento costosos [15], como baterías, para mantener un suministro constante de energía durante las horas sin sol. Sucede también, que la cantidad de luz solar disponible varía significativamente a lo largo del año debido a la inclinación de la Tierra y su órbita alrededor del sol. En invierno, los días son más cortos y la radiación solar es menos intensa, lo que reduce la producción de energía solar. Esto puede requerir un dimensionamiento más grande de los sistemas solares o la incorporación de otras fuentes de energía para compensar la baja producción en invierno. Sin embargo, a pesar de estos inconvenientes, se han generado tecnologías capaces de predecir estas variaciones y se cuentan con mediciones anuales de la radiación de los territorios, por ende, estos efectos negativos pueden ser mitigados.

2.2.1. Radiación solar

La cantidad de radiación solar que recibe un lugar geográfico determinado solo puede conocerse de manera precisa realizando mediciones sobre el terreno. Las distintas componentes de la radiación solar relevantes para la producción de energía solar son tres: la radiación horizontal global (GHI), la radiación normal directa (DNI) y la radiación horizontal difusa

(DHI), las cuales se muestran en la Figura 3. Por definición se definen como:

- **DNI** es el tipo de radiación que proviene directamente del rayo del sol y no es dispersada o absorbida por la atmósfera de la tierra [16].
- **DHI** es aquella que ha sido perturbada por la atmósfera y por lo tanto su dirección y magnitud son alteradas [16].
- **GHI** corresponde a la suma total de las componentes de radiación antes mencionadas, y se puede calcular tal como se expresa en la ecuación 1. [16]

$$GHI = DHI + DNI * \cos(\alpha_{cenit}) \quad (2.1)$$

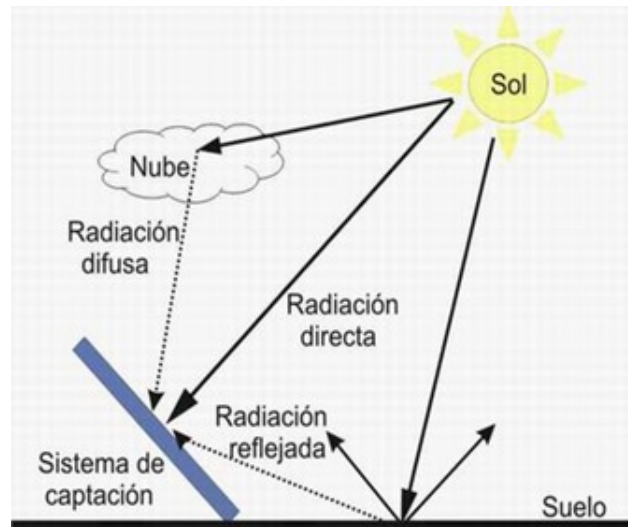


Figura 2.3: Tipos de Radiaciones [17]

La importancia de estas componentes yace en la tecnología fotovoltaica, ya que es la única que puede hacer uso de la radiación global, en cambio, la tecnología de concentración solar solo puede hacer uso de la radiación directa.

Otro fenómeno que afecta la recepción de la radiación en la tierra es el **ángulo cenital**. Este ángulo, como describe la figura 3, es el cual está formado entre los rayos solares incidentes y una línea perpendicular a la superficie de la Tierra. Cuando el Sol se encuentra en la posición de mayor perpendicularidad con el suelo (ángulo cenital bajo), los rayos solares tienen que atravesar una menor cantidad de atmósfera para llegar a la superficie de la Tierra. En esta posición, los rayos solares son más directos, lo que resulta en una mayor intensidad de radiación solar [18].

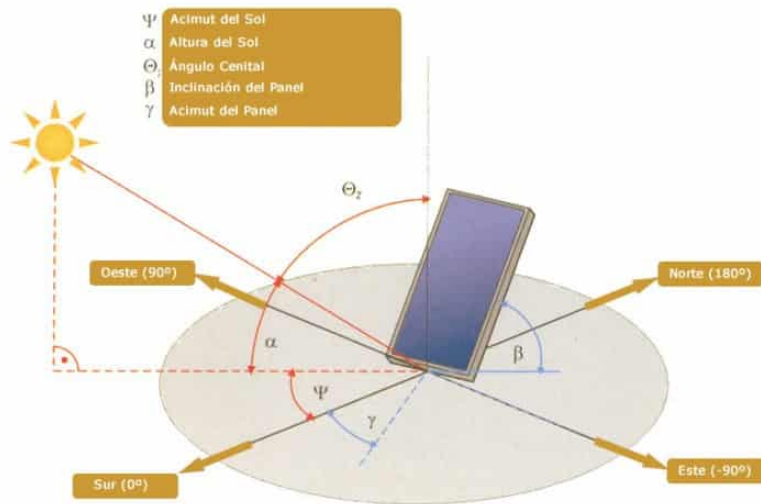


Figura 2.4: Ángulo cenital [19]

De esta forma, en el caso de planificar el uso de la energía solar, se hace absolutamente necesario el estudio de ubicación geográfica en la que se encontrará la planta, ya que para sacar el mayor beneficio del recurso solar es necesario orientar los paneles solares en la dirección en la cual se encuentre con el cenit con mayor perpendicularidad.

2.3. Tecnología Fotovoltaica

Una de las tecnologías más utilizadas actualmente para aprovechar la energía solar son los paneles fotovoltaicos. Estos paneles están constituidos principalmente por células solares que son la unidad básica de un panel fotovoltaico y están hechas principalmente de un material semiconductor llamado Silicio. El funcionamiento básico de una célula fotovoltaica consiste en que la capa inferior de Silicio se encuentra dopada con Boro que facilita una carga positiva (P) mientras que la parte superior está dopada con Fósforo, que facilita una carga negativa (N). Esta unión de superficie permite que cuando los fotones recibidos por la radiación solar impactan en el panel excitan los electrones del material semiconductor provocando la liberación de los electrones de sus átomos creando así una corriente continua. Luego, debido a las capas N y P de la célula solar se crea un campo eléctrico que facilita este flujo de electrones.

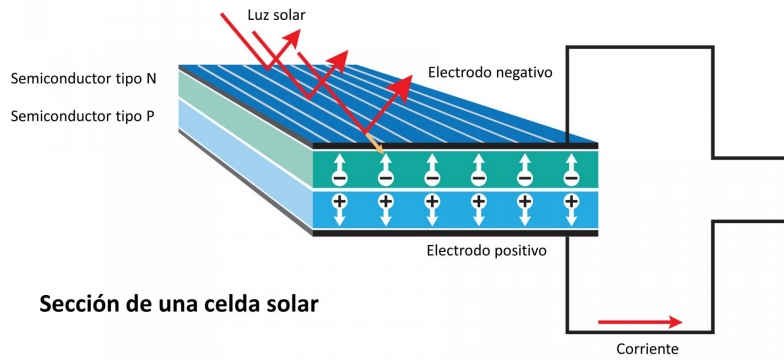


Figura 2.5: Esquema funcionamiento fotovoltaico [20]

La generación eléctrica creada por una célula solar es baja por lo que se conectan varias células en serie y en paralelo para formar un módulo y así poder utilizar esta técnica a una mayor escala. También, por lo general es común contar con más de un módulo para poder alimentar con energía a instalaciones de consumo menor como un domicilio hasta instalaciones mayores como puede ser una planta minera, todo dependerá de cuantos módulos se dispongan y la cantidad de recurso solar disponible.

La corriente eléctrica generada por esta tecnología es continua, por lo que será necesario un inversor para convertir esta en una corriente alterna. Se puede utilizar solamente un inversor para convertir la electricidad producida por más de un módulo, esto será definido por la capacidad de los módulos y del inversor. Para dimensionar la cantidad y magnitud de los inversores se ocupa el valor conocido como "DC-AC Ratio", que resulta en la división de la cantidad de electricidad continua proveniente de los paneles fotovoltaicos con el valor de la capacidad nominal de los inversores. Esta relación toma valores entre 1.1 a 1.4, sobredimensionando la generación de corriente eléctrica debido a que se debe minimizar la cantidad de inversores para aminorar los costos y, considerando que la capacidad máxima de generación eléctrica de los paneles fotovoltaicos solo se alcanza en una fracción del día, no se estará perdiendo una cantidad considerable de energía [21]. Esta medida permite aprovechar de mejor forma la capacidad de los inversores y reducir los costos.

Debido a que el sol adopta distintas posiciones en el cielo durante el año, implica que el ángulo de incidencia de la radiación emitida por el también varíe. Esto resulta en que la posición de los paneles solares tenga un impacto importante en la generación de electricidad. Para seguir el movimiento del sol y así maximizar la generación eléctrica se pueden instalar seguidores solares que automáticamente orientarán al panel solar en dirección del sol. Estos seguidores pueden ser de 1 o 2 ejes.

La generación eléctrica de esta tecnología dependerá netamente de la cantidad de radiación solar que se encuentre disponible en la zona. Esto convierte esta tecnología en una fuente intermitente de energía, ya en la noche y en los días nublados afectan severamente o totalmente la generación eléctrica. Hay formas de mitigar esta intermitencia agregando baterías que almacenen la electricidad y luego sea liberada en momentos de necesidad, sin embargo,

el costo de inversión para este método suele elevar considerablemente el valor de un proyecto.

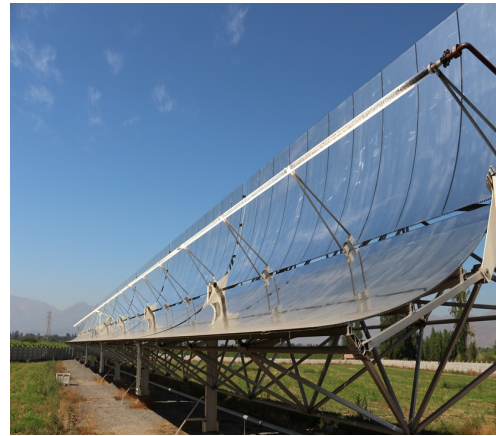
2.4. Tecnología de Concentración Solar

La tecnología de concentración solar o CSP (Concentrated Solar Power) es un enfoque avanzado para aprovechar la energía solar de manera más eficiente. A diferencia de los paneles fotovoltaicos que capturan la luz solar y generan electricidad, la concentración solar utiliza sistemas ópticos especiales, como espejos y lentes, para enfocar la radiación solar en un área más pequeña y así almacenar la energía calórica en un fluido de transferencia o Heat Transfer Fluid (HTF) y así utilizarla para algún proceso que requiera temperaturas elevadas o para la generación de electricidad.

Existen varias tecnologías que ocupan este principio, y en este trabajo se considerarán la tecnología de torre central, cilindro parabólico y fresnel que serán explicadas a mayor detalle más adelante.



(a) Torre Central [22]



(b) Cilindro Parabólico [23]



(c) Fresnel [24]

Figura 2.6: Tecnologías de Concentración Solar

Una de las grandes problemáticas que existen en las energías renovables de bajo costo como la solar fotovoltaica y eólica, es su fiabilidad en mantener una generación constante, habiendo déficits energéticos en períodos en que no hay sol o el viento se detiene. Esta proble-

mática tiende a hacer estas tecnologías dependientes de una fuente adicional de generación que tenga la capacidad de proporcionar energía supliendo la insuficiencia generada por estas erráticas fuentes de energía. Además, esta falta de control en la generación de electricidad de estos métodos previamente mencionados no solamente crea insuficiencia en la generación eléctrica, sino que también una gran cantidad de energía es pérdida debido a la sobregeneración producida en el caso en que la demanda energética sea baja o que la fuente renovable entregue mayor energía que la necesaria. Esto es visible en la investigación generada por Eric O'Shaughnessy en el 2018, la cual descubren que sumando las pérdidas generadas de Chile, Estados Unidos, China y Alemania, son 6.5 millones de kWh son perdidos debido a que la energía generada no es utilizada ni almacenada [25].

Debido a estas problemáticas, una de las grandes ventajas que presentan las plantas CSP es la flexibilidad de generación que proporciona estos sistemas, ya que estos pueden contar con una capacidad de almacenamiento térmico de fácil acceso y de mejor rentabilidad que las baterías de litio utilizadas comúnmente [26] para almacenar energía eléctrica, de esta forma combinar las tecnologías renovables de bajo costo con la flexibilidad energética de una planta CSP es una gran propuesta a la generación eléctrica libre de CO₂.

2.4.1. Componentes principales

Bloque de Potencia

El bloque de potencia en una planta de energía solar de concentración (CSP) comparte similitudes fundamentales con una planta termoeléctrica convencional, ya que su principio de funcionamiento es esencialmente el mismo. El objetivo primordial de este subsistema es la conversión de energía térmica en energía eléctrica, una transición crucial en el proceso de generación de electricidad a partir de la radiación solar.

En esta etapa, se emplea un elemento esencial llamado generador de vapor. La función de este componente es transferir eficientemente el calor del HTF al agua en estado líquido, para posteriormente convertirla en vapor sobrecalentado. Este vapor de alta temperatura y presión se utiliza como el impulsor para la generación de electricidad en el siguiente paso del proceso. Para lograr esta conversión de calor en vapor, se implementa un proceso que involucra una disposición cuidadosa de intercambiadores de calor. Estos intercambiadores de calor están diseñados y dispuestos estratégicamente para optimizar al máximo la transferencia de calor desde el HTF al agua. La eficiencia en esta transferencia es esencial para garantizar que la mayor cantidad posible de energía térmica se convierta en energía mecánica, y finalmente en electricidad.

Después de generar el vapor sobrecalentado, este se introduce en una turbina a vapor. La turbina aprovecha la energía del vapor para generar movimiento en sus palas, que a su vez está conectado a un generador eléctrico. Esta conexión entre la turbina y el generador permite convertir la energía mecánica en energía eléctrica.

En la etapa final del proceso, el vapor de escape es dirigido hacia un condensador que opera utilizando agua como medio refrigerante que transforma el vapor a su estado líquido y así pudiendo ser reutilizado en el ciclo nuevamente.

Fluido calorportador o Heat Transfer Fluid (HTF)

El HTF es el encargado de adquirir el calor obtenido por los heliostatos de la CSP para luego ser almacenado o enviado a generar electricidad. Este componente puede ser de diversos materiales como lo son en aceite térmico, sales o vapor de agua. La decisión sobre qué tipo de HTF y cuanto se necesita recae en las condiciones en las cual se trabajará, es decir, a que temperaturas va a operar, cuanto vapor debe generar, a que presión debe alcanzar el vapor, que tanto factor de seguridad se está dispuesto a mantener. El HTF elegido tendrá un gran impacto en la generación de la planta ya que un mayor coeficiente de transferencia de calor puede mejorar la eficiencia de la planta [27], también como la cristalización a bajas temperaturas puede generar problemas en la planta [28], las temperaturas altas pueden aumentar la eficiencia entre otros factores que afectan la eficiencia de la generación.

El HTF desempeña un papel central al capturar el calor recolectado por los espejos en una planta de CSP. Posteriormente, este calor puede ser almacenado o utilizado para la generación de electricidad. El HTF puede adoptar diversas formas, como aceite térmico, sales o incluso vapor de agua. La elección del tipo y cantidad de HTF se determina según las condiciones de operación tales como el tipo de tecnología de la CSP y las temperaturas a las que se trabajará, la cantidad y presión vapor que se debe generar, el margen de seguridad requerido y entre otros factores.

Espejos

Los espejos desempeñan un papel crucial al dirigir la radiación solar hacia el receptor específico de la tecnología utilizada en las plantas de energía solar de concentración (CSP). Estos espejos se sitúan en los heliostatos y constan de tres capas: una capa protectora de cobre, una capa reflectante de plata y una capa superior de vidrio grueso. La optimización de las densidades de estas capas implica encontrar el equilibrio óptimo entre coste, durabilidad y capacidad de reflexión que variarán dependiendo de las condiciones del lugar. Condiciones como la exposición al viento, exposición a polvo y arena pueden disminuir la eficiencia de los espejos y reducir su vida útil [29].

Estos elementos reflectantes pueden tener una configuración plana o curva, según la ubicación del receptor definida por la tecnología adoptada en la planta, ya sea cilindro parabólico, tecnología Fresnel o torre central.

Soportes y rastreadores

Los espejos mencionados previamente están instalados en soportes móviles que cuentan con un avanzado sistema de seguimiento solar. Estos sistemas son capaces de rastrear con precisión la trayectoria del sol a lo largo del día, lo que les permite ajustar su orientación de manera dinámica con el propósito de maximizar la captación de radiación solar y dirigirla con mayor eficiencia hacia el receptor designado. Estos sistemas de seguimiento solar pueden operar en uno o dos ejes, según la tecnología específica empleada en la planta de energía. La calidad de un sistema de seguimiento solar resulta de suma importancia en el proceso de generación de electricidad en una planta CSP, ya que su implementación adecuada podría incrementar notablemente, hasta en un 40.4 % [30], la cantidad de energía solar capturada y aprovechada. Esta optimización garantiza un rendimiento óptimo y realza la eficacia global de la instalación, haciendo hincapié en la vital importancia de la tecnología de seguimiento en el panorama de la energía renovable.

Recibidor

El recibidor, también conocido como receptor o captador, desempeña un papel fundamental al recibir la radiación solar procedente de los espejos, canalizando esta energía directamente hacia el agua para su vaporización o hacia el fluido de transferencia, con el fin de su posterior uso o almacenamiento. La configuración del recibidor varía según la tecnología empleada en la planta CSP. Por ejemplo, en el caso de una torre central, la alineación de los espejos concentra la radiación en un único punto focal, lo que requiere que el recibidor esté colocado a mayor distancia de los espejos y posea una geometría más concentrada. En contraste, en tecnologías como el sistema Fresnel y el cilindro parabólico, los espejos dirigen la luz solar hacia un eje transversal, demandando que el recibidor sea colocado en proximidad a los espejos y a lo largo del eje transversal por el cual circula el fluido de transferencia de calor.

Almacenaje térmico

Una vez transmitido el calor hacia el HTF se pueden realizar 2 acciones, utilizar la energía directamente ya sea para generar energía eléctrica instantáneamente u otro proceso que requiera energía térmica, o almacenar este HTF en un estanque para luego ser utilizado más tarde. Para esto se tienen los sistemas de almacenaje térmico, el cual puede ser utilizado mediante diversas técnicas expuestas a continuación:

- **Almacenamiento de calor sensible:** Mediante el uso de materiales como agua, rocas, cerámica, sales, entre otros, es posible almacenar energía térmica al cambiar la temperatura de un medio de almacenamiento. En estos sistemas, la temperatura y la energía permanecen proporcionales, lo que significa que a medida que se añade más energía a un material, su temperatura aumenta en consecuencia [31].
- **Almacenamiento de calor latente:** El almacenamiento de calor latente es un proceso mediante el cual se almacena energía térmica en un material al cambiar su fase, generalmente de sólido a líquido o de líquido a gas, sin un cambio significativo en su temperatura. Durante la fase de transición, el material absorbe o libera una cantidad considerable de energía sin experimentar un aumento o disminución notables de temperatura. Cuando se necesita esa energía térmica almacenada, como en aplicaciones de calefacción o refrigeración, el material vuelve a su estado original, liberando la energía almacenada [32].
- **Almacenamiento termoquímico:** es un proceso que implica la conversión de energía térmica en energía química y viceversa. En este sistema, la energía térmica se almacena en forma de productos químicos que pueden experimentar reacciones exotérmicas (liberación de calor) o endotérmicas (absorción de calor) según sea necesario. Cuando se necesita liberar energía térmica, se desencadenan las reacciones químicas adecuadas, liberando calor en el proceso. Por otro lado, cuando se requiere almacenar energía térmica, se llevan a cabo las reacciones endotérmicas, lo que implica la absorción de calor [33].

Estos sistemas son una de las grandes ventajas que tienen las plantas de concentración solar ya que, hasta el momento, son los sistemas de almacenaje con mejor relación almacenaje/costo en comparación a las tecnologías ya existentes.

2.4.2. Torre Central

Una planta solar de torre central es una instalación de energía solar concentrada que aprovecha la radiación solar para generar electricidad de manera eficiente. En esta planta, se utilizan espejos reflectantes planos llamados heliostatos, los cuales están distribuidos en una amplia área alrededor de una torre receptora. Estos heliostatos tienen la función de seguir el movimiento del sol durante el día, reflejando y concentrando la radiación solar hacia un punto específico en la parte superior de la torre [34].

En la cima de la torre receptora se encuentra el receptor. En este receptor circula un HTF, como sales fundidas, aceite térmico o agua. Cuando la radiación solar concentrada incide sobre el receptor, el HTF se calienta a altas temperaturas y, debido al alto flujo de calor incidido en el receptor que en promedio llegan entre 200 kW/m^2 a 1000 kW/m^2 , estas temperaturas pueden llegar hasta más de 537°C en el caso de que el HTF sea agua y a más de 565°C en caso de ser sales. En el caso de las plantas más modernas, se están alcanzando más de 700°C en las sales para alcanzar mejores rendimientos [35].

El calor generado en el HTF puede ser utilizado de distintas formas, la primera es que el calor sea utilizado inmediatamente para generar electricidad y en este caso, si el HTF es vapor, este será enviado directamente a la turbina donde esta convertirá la energía térmica en energía mecánica, que luego se transformará en energía eléctrica. En caso de que el HTF sea otro material distinto al agua, el calor será transferido a través de intercambiadores de calor donde cederá la energía del HTF al agua y así generando vapor a alta presión para luego ser enviado a la turbina. La segunda forma, es utilizar el calor absorbido por el HTF de manera indirecta, es decir, que pueda ser almacenado en un estanque térmico para aprovechar su energía en desfase de la radiación solar. Este enfoque estratégico proporciona flexibilidad operativa al permitir la gestión eficiente del excedente de calor durante períodos de baja demanda o alta radiación solar. Al almacenar energía de esta manera, se mejora la estabilidad en la generación de energía renovable, asegurando suministro incluso en condiciones climáticas desfavorables o durante las horas nocturnas. En conjunto, esta capacidad de almacenamiento fortalece la viabilidad y confiabilidad de la energía solar de concentración, consolidándola como una opción robusta y adaptable para satisfacer las demandas energéticas a largo plazo.

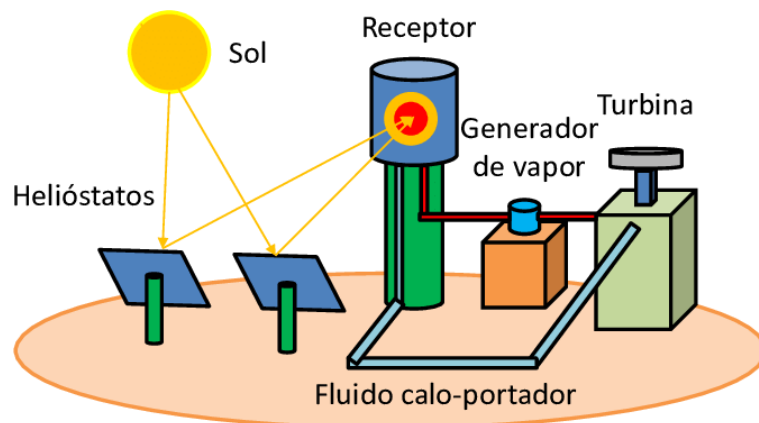


Figura 2.7: Esquema de torre central [36]

Para garantizar una eficiencia óptima en la captura de radiación solar, la planta solar de torre central requiere un sistema de control y seguimiento preciso. Este sistema ajusta continuamente la posición de los heliostatos para mantener la concentración de la radiación solar en el receptor de la torre.

La mayor planta CSP de torre central en funcionamiento hasta el año 2021 llamada *Ivanpah Solar Electric Generating System* ubicada en Estados Unidos tiene una capacidad neta de turbina de 377MW y, en este mismo país, se encuentran 2 plantas en desarrollo con una capacidad planeada de 500MW [37].

2.4.3. Cilindro Parabólico

En las plantas de cilindro parabólico, se utilizan espejos curvos en forma de parábola para reflejar y enfocar la radiación solar en un tubo receptor situado en el punto focal. El campo colector donde se ubican los espejos se compone de varios canales de forma lineal y paralela en un eje norte-sur. Esto permite que el sistema de seguimiento solar se facilite ya que solo es de un eje, sin embargo, debe mover mayor estructura que en el caso de un espejo de torre central [35]. La forma de contabilizar el campo solar de esta tecnología es mediante loops, los cuales son una unidad básica que consiste en una serie determinada de colectores solares conectados en hilera entre ellos los cuales calientan el flujo de HTF a una temperatura deseada [38].

El fluido térmico, generalmente aceite sintético, fluye a través del tubo receptor y se calienta al absorber el calor concentrado. Este fluido térmico caliente puede ser almacenado o utilizado para calentar agua, y así, a través de un intercambiador de calor, generar vapor a alta presión. El vapor resultante impulsa una turbina conectada a un generador eléctrico, produciendo así electricidad.

La eficiencia anual solar-eléctrica de esta tecnología alcanza un valor entre 10 %-16 % y tiene un costo relativamente bajo en comparación a tecnologías de torre central [28]. Además, estas plantas pueden ser compatibilizadas con plantas termoeléctricas convencionales fósiles. Estas son unas de las razones por las cuales las plantas cilindro parabólico han sido la más comúnmente utilizada de las plantas CSP, teniendo una presencia de alrededor de un 80 % entre las plantas CSP instaladas en el mundo. [37].



Figura 2.8: Foto de cilindro parabólico [39]

2.4.4. Fresnel

La tecnología Fresnel, al igual que las tecnologías previamente descritas, también está compuesta por espejos reflectantes, con un sistema de seguimiento solar, que apuntan a un receptor para calentar un HTF. Este luego puede ser almacenado o utilizado para generar electricidad a través de vapor a alta presión en una turbina. La gran diferencia radica en que esta tecnología utiliza espejos reflectantes planos, los que se organizan en filas simulando una gran parábola, para reflejar la radiación solar hacia un receptor ubicado en una línea focal, tal como se aprecia en la Figura 9. El receptor, que consta de múltiples tubos conectados entre sí en fila, permite que un fluido térmico circule por ellos y absorba el calor. Luego el fluido térmico calentado se utiliza para ser almacenado o para generar vapor a través de un intercambiador de calor, y este vapor mueve una turbina que está conectada a un generador eléctrico para producir energía eléctrica [34]. Esta tecnología, al igual que el Cilindro Parabólico, se organiza mediante loops.

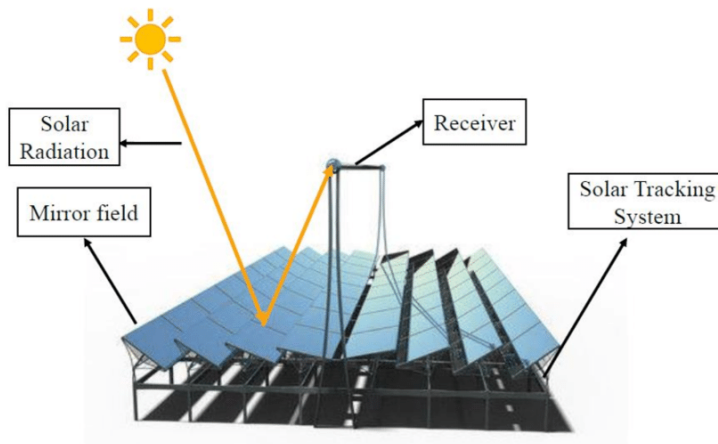


Figura 2.9: Esquema de tecnología fresnel [40]

Esta tecnología cuenta una inversión monetaria aún más baja en comparación con el cilindro parabólico. La razón detrás de esto radica en que la estructura que sostiene los espejos planos es menos robusta, lo que resulta en la necesidad de utilizar menos material [41]. Sin embargo, la tecnología Fresnel presenta una menor eficiencia óptica ya que existe una pérdida de calor considerable por el efecto coseno [42]. Este efecto, como se puede ver en la figura 10, aparece por la disposición de los espejos al orientarse para dirigir la radiación solar.

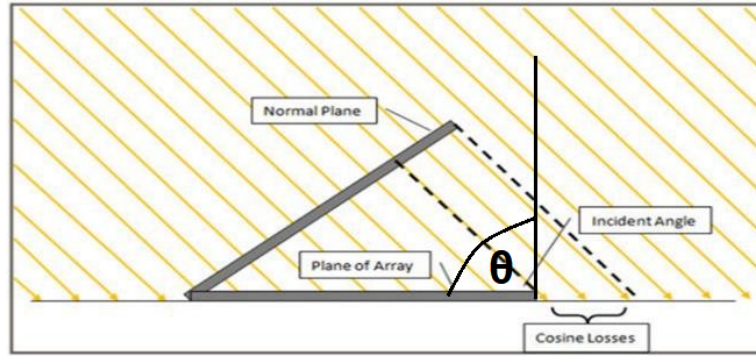


Figura 2.10: Efecto coseno

Cuando la radiación solar golpea una superficie de manera inclinada, la cantidad de energía que alcanza esa superficie por unidad de área disminuye. Esta disminución se debe a que la radiación se proyecta en la dirección normal, y dicha proyección se reduce conforme el ángulo entre la radiación solar y la normal aumenta. Matemáticamente, este fenómeno se describe utilizando la función coseno del ángulo de incidencia, y la relación entre la radiación incidente y la efectiva se formula mediante la ley del coseno mostrada en la fórmula 2 [43], donde θ es el ángulo formado por la dirección de la radiación y la normal de la superficie del plano.

$$E_{efectiva} = E_{incidente} * \cos(\theta) \quad (2.2)$$

En consecuencia, esta tecnología necesita de un mayor campo solar para conseguir la misma cantidad de energía que el cilindro parabólico.

El tamaño de este tipo de planta varía generalmente de entre 10MW hasta 200MW, aunque esto no evita que existan plantas de generación menor de 1MW, mostrando así una versatilidad en la capacidad de instalación de esta tecnología [37].

2.5. Tecnología Termoeléctrica

Una central termoeléctrica clásica opera mediante un proceso que comienza con la generación de calor a partir de la combustión de combustibles fósiles, como carbón, petróleo o gas natural. Como se puede ver en la figura 11, este calor intenso se obtiene en una caldera o reactor, donde se quema el combustible, liberando energía térmica en forma de calor y gases calientes [44]. Luego, dentro de la central, el calor generado en la caldera es utilizado para calentar agua, transformándola en vapor a alta presión y temperatura. El vapor resultante almacena una cantidad significativa de energía térmica y se convierte en el medio a través del cual se transmitirá esta energía para la generación de electricidad [44].

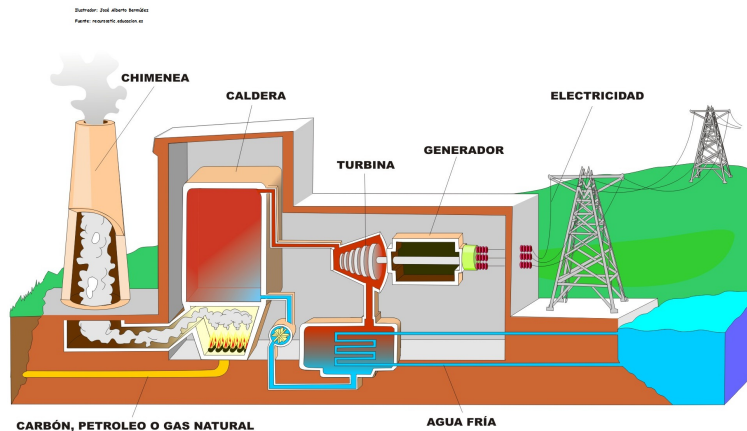


Figura 2.11: Esquema de Planta Termoeléctrica [45]

Este vapor a alta presión se dirige a una turbina de vapor, una estructura compuesta de álabes o palas que giran alrededor de un eje. Al impactar el vapor las palas de la turbina, su energía cinética se convierte en energía mecánica, provocando que la turbina gire a alta velocidad. Este movimiento rotativo se conecta a un generador eléctrico, donde la energía mecánica es transformada en electricidad mediante principios electromagnéticos. Existen 2 ciclos para aprovechar este vapor a alta presión:

- **Ciclo abierto:** El calor generado por la combustión del combustible se utiliza para calentar un fluido, como aire o gases de escape. Este fluido caliente expande en una turbina de gas, la cual está conectada a un generador eléctrico. Aunque este método es directo, parte del calor se pierde en los gases de escape, lo que reduce la eficiencia general, alcanzando una eficiencia de la energía entregada en forma de calor y el trabajo realizado por la turbina que oscila entre un 35 % a un 40 % [46].
- **Ciclo cerrado:** Se integran dos ciclos de generación de energía. En el ciclo de gas, el combustible se quema en una turbina de gas similar a la de la central de ciclo abierto, generando energía mecánica y eléctrica. Sin embargo, aquí se utiliza el calor residual de los gases de escape para calentar agua y crear vapor en un generador de vapor. Esto permite aumentar la eficiencia del ciclo alcanzando valores de hasta un 48 % [47].

La electricidad generada en el generador es de alta tensión. A través de transformadores, esta tensión se ajusta según las necesidades de transmisión y distribución en la red eléctrica,

permitiendo que la electricidad fluya a través de líneas de alta tensión hacia las subestaciones y centros de distribución. En estas ubicaciones, la tensión se reduce para ser entregada a hogares, industrias y otras demandas de consumo.

Tras pasar por la turbina, el vapor se enfría y condensa a través de un sistema de enfriamiento, retornando al estado líquido. Esta agua condensada se recicla y vuelve a la caldera para reiniciar el ciclo. Los gases resultantes de la combustión, que contienen contaminantes y dióxido de carbono, son tratados en sistemas de control de contaminación antes de ser liberados al ambiente.

Esta tecnología ha sido la fuente energética más dominante durante las últimas décadas, teniendo el año 1985 una participación en la generación eléctrica mundial de un 63.59% [48]. Sin embargo, este protagonismo ha dado lugar a una problemática significativa, ya que las emisiones gaseosas de CO_2 liberadas a la atmósfera han generado un efecto invernadero, atrapando calor y contribuyendo así al calentamiento global y al cambio climático.

Aunque la industria ha realizado esfuerzos para mantenerse actualizada mediante la actualización de su tecnología, logrando reducir sus emisiones de CO_2 en un 22% entre 1997 y 2022 [49], no ha sido suficiente para contrarrestar los efectos actuales y futuros en nuestro planeta.

2.6. Indicadores Tecnoeconómicos

En el contexto de la evaluación de proyectos de generación eléctrica, dos indicadores tecnoeconómicos destacan por su relevancia: El costo nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) y el Factor de Capacidad (CF, por sus siglas en inglés). Estos indicadores desempeñan roles fundamentales al proporcionar una perspectiva integral que abarca tanto aspectos económicos como técnicos en la evaluación de la eficiencia y la viabilidad de instalaciones energéticas. El LCOE cuantifica el costo de generar una unidad de energía eléctrica a lo largo de la vida útil de una instalación, mientras que el Factor de Capacidad mide la eficiencia operativa expresando la proporción de la capacidad máxima utilizada durante un período determinado. Estos indicadores son esenciales para tomar decisiones informadas en la planificación y gestión de infraestructuras energéticas sostenibles.

Levelized Cost of Energy

El LCOE sirve como una métrica para evaluar varias tecnologías de generación de electricidad. Este indicador económico considera el gasto global asociado con la construcción y operación de una instalación generadora de energía a lo largo de su vida útil, dividido por la producción total de energía generada durante ese período. Alternativamente, el LCOE puede entenderse como el precio mínimo al cual la electricidad debería venderse para cubrir todos los costos y alcanzar el punto de equilibrio a lo largo de la vida del proyecto. Ampliamente utilizado como una herramienta de referencia, el método LCOE proporciona un medio para comparar la rentabilidad de diversas tecnologías de generación de energía [50]. La ecuación [51] que calcula este valor se puede ver en la siguiente fórmula 2.3:

$$LCOE = \frac{CAPEX_0 + \sum_{t=1}^N \frac{OPEX_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{Produccion_t}{(1+i)^t}} \quad (2.3)$$

Donde:

- **Capital Expenditure (CAPEX):** Gastos de capital, es decir, la inversión inicial necesaria para adquirir, construir o mejorar activos a largo plazo, como instalaciones, equipos o infraestructuras.
- **Operating Costs (OPEX):** Gastos operativos, es decir, los costos recurrentes y necesarios para mantener y operar una instalación a lo largo de su vida útil.
- **i:** Tasa de degradación
- **t:** Tasa de interés
- **N:** Vida útil del proyecto

Factor de Capacidad

El CF de una planta de generación eléctrica es una medida que describe la eficiencia con la que la planta produce energía en relación con su capacidad máxima teórica. Este factor se expresa como un porcentaje y se calcula dividiendo la producción real de energía de la planta durante un período específico entre su capacidad máxima posible en ese mismo período [52]. La fórmula para calcular este indicador se muestra a continuación:

$$CapacityFactor = \frac{EnergiaProducida}{CapacidadMaxima} * 100 \quad (2.4)$$

En este trabajo, la capacidad máxima de las plantas será considerado el producir 5MW por cada hora del año.

2.7. Estudios relevantes

Debido a los actuales cambios climáticos que ha presentado nuestro planeta, se han enfocado muchos esfuerzos en implementar y mejorar tecnologías sustentables con el medio ambiente. Es por esto que en estos últimos años se han creado varios estudios sobre la implementación de plantas CSP y fotovoltaicas.

Zurita et al., 2018 [15], hizo un estudio el cual analiza la factibilidad económica de implementar una planta híbrida de 100MWe constituida por CSP de torre central con TES (Thermal Energy Storage) + PV con almacenamiento BESS (Battery Energy Storage System). Se lleva a cabo un análisis paramétrico sobre el tamaño de la planta fotovoltaica, el múltiplo solar, la capacidad en horas de TES y el tamaño de la BESS.

Se muestra en esta investigación que más del 60% de la energía es producida por la planta CSP + TES, y que la energía entregada por la BESS alcanza un máximo de 12% en el caso más favorable. Sin embargo, de todos los casos estudiados se concluye que la combinación que obtuvo el menor LCOE es una planta de 130 MW de PV, 2.2 de Solar Multiple, 14 horas de TES y 0 MWh de BESS. Este estudio muestra que el impacto de implementar una batería para los paneles fotovoltaicos es negativo.

Franchini et al., 2013 [53] publica un artículo que analiza el desempeño de una planta Solar Rankine Cycle (SRC) y una Integrated Solar Combined Cycle (ISCC) cuando estas se combinan con las tecnologías CSP de torre central y cilindro parabólico. Para establecer los requerimientos de las plantas SRC e ISCC en este estudio se utilizan como base, plantas existentes en la actualidad, ocupando como ejemplo de SRC la planta SEGS VI ubicada en Kramer Junction, California, y para la planta ISCC se usa un modelo estudiado por G. Barigozzi et al., 2012 [54]. Luego se simulan los casos mediante un programa computacional TRNSYS la cual lleva a los siguientes resultados:

- En el caso de la tecnología CSP de cilindro parabólico se tiene una eficiencia de energía recolectada a energía eléctrica de un 13.2% para una planta SRC y un 18% para una planta ISCC.
- Ocupando una tecnología CSP de torre central se tiene una eficiencia de energía recolectada a energía eléctrica de un 19.5% para una planta SRC y un 21.8% para una planta ISCC.

Ambas tecnologías CSP cuentan con la misma área de recolección solar de 100.000 m^2 , por lo que en conclusión, en términos de eficiencia eléctrica y de espacio, la tecnología de torre central presenta mejor rendimiento, mostrando así en esta investigación la superioridad en eficiencia energética de la recolección por torre central a por la cilindro parabólica.

Morosini et al., 2022 [55] realiza un estudio el cual analiza el desempeño y los costos de implementar una planta CSP de torre central de baja escala (5MW). Para esto utiliza un algoritmo computacional donde se varían diferentes composiciones de la planta, cambiando el fluido de transferencia de calor entre 2 tipos de sales, sistema de generación eléctrica (Ciclo Rankine y ciclo supercrítico de CO₂ (sCO₂)), cambiando el receptor de la torre central y cambian también la disposición de la planta, ocupando una o varias torres en la planta. Esto llevó a los siguientes resultados que muestran el impacto económico del método utilizado para la generación eléctrica.

- Al variar el números de torres y la disposición de heliostatos en la planta, se realiza una comparación entre el caso de una planta constituida de solo una torre central con una planta de varias torres modulares. Resulta que, al utilizar el ciclo sCO₂, la planta con una torre central obtiene un LCOE que es 7% ($10\$/MWh$) más bajo que una planta con varias torres modulares. En el caso de usar un sistema rankine, la planta de una torre central muestra un LCOE 15% ($20\$/MWh$) menor que en el caso de un sistema de varias torres modulares.
- El sistema que presentó un menor CAPEX ($10.046\$/kWh$) fue la planta rankine con una torre central
- El sistema que contó con un mayor CAPEX ($6050\$/kWh$) fue la planta rankine con multiples torres.

En el año 2020 Behar et al., [56] realizó un estudio que muestra una metodología para diseñar y estimar el costo de una planta de torre central. Esta tecnología se encuentra popularizando cada vez más y se han concretado varios proyectos que resultan funcionales y viables. Sin embargo, estos proyectos se encuentran a grandes escalas, produciendo electricidad en magnitudes cercanas a 100MW.

Es por esta razón que este trabajo ayuda a poder estimar el valor de una planta con generación de 5MW hasta 100MW, ayudando a estimar el valor de plantas de baja escala de las cuales no hay mucha información al respecto. Estos resultados se basan en valores de los sistemas que, si tienen esta escala de producción, ocupando como referencia el valor de plantas fotovoltaicas y de cilindros parabólicos para ajustar un factor de escala que ponderará el valor de una planta de torre central según su diseño de operación.

2.8. Normativas de impacto ambiental

En el contexto actual de país, se han creado políticas públicas para poder implementar un proyecto de forma que se deben medir y mitigar todos los tipos de impacto que se generen. Esto convierte la instalación de un proyecto en un acto consciente y ayuda a evitar o mitigar daños colaterales hacia la flora, fauna y sociedad que se encuentre en los alrededores de un proyecto de magnitud significativa.

Para llevar estas normativas a cabo, en los últimos años el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) ha creado una serie de guías para describir los proyectos de distintas índoles para luego ser evaluados y recibir la aprobación o rechazo del proyecto. En el caso de centrales solares de generación de energía eléctrica a mayores de 3MW si requerirá un estudio de impacto ambiental (EIA) para ser evaluado por el organismo regional y así aprobar/reprobar el proyecto. El proceso de esta evaluación se encuentra descrita en la guía presentada por la SEIA[57] y se encuentra resumida en el siguiente diagrama:

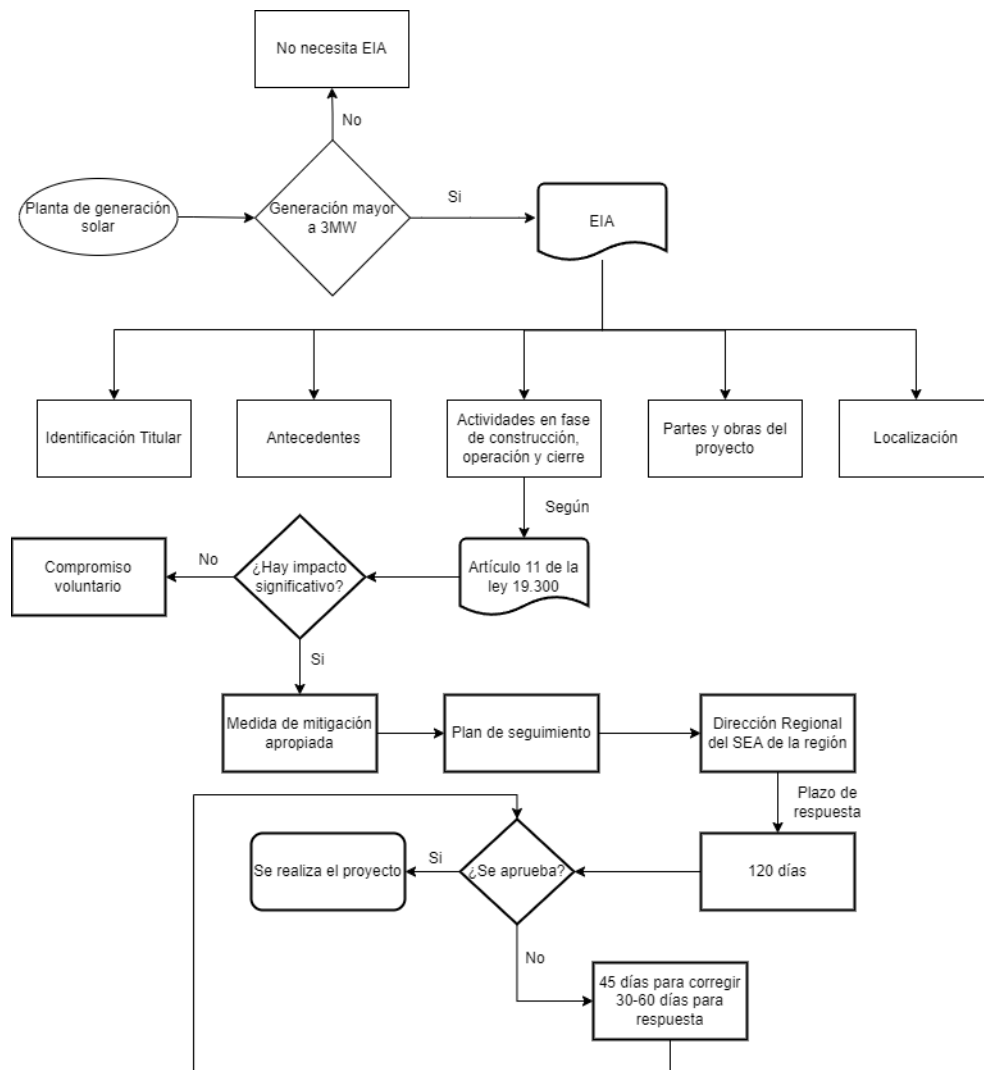


Figura 2.12: Diagrama de estudio de impacto ambiental

2.9. Antecedentes Económicos

2.9.1. Planta Termoeléctrica de Carbón

Mediante la investigación realizada por la International Energy Agency (IEA) el 2020 [58], se ha podido recolectar la información acerca del LCOE de las plantas termoeléctrica de carbón. En este trabajo se hace una separación en 2 tipos de plantas, las plantas con y sin captura, utilización y almacenaje de CO_2 . Para este trabajo de título se exponen ambos valores pero sólo se tomará en cuenta solo el valor de las plantas sin captura de CO_2 ya que según la investigación, es más representativo de la industria actual.

En el caso de una termoeléctrica de carbón con captura de CO_2 se tiene un LCOE de 116 [USD/MWh] con un 85% de CF. Ahora, en el caso de una planta termoeléctrica de carbon sin captura de CO_2 se tiene un LCOE de [88 USD/MWh] asumiendo el CF de un 85%. Este último LCOE considera un costo social de emisión de CO_2 calculado por la IEA con un valor de $30USD/tCO_2$. En Octubre del 2022, en Chile este costo de emisión es de $32.5USD/tCO_2$ [59] y se encuentra en un aumento gradual debido a su compromiso de alcanzar una neutralidad de carbono para el año 2050 [60]. Debido a la cercanía de valores es posible adoptar el valor entregado por la IEA en este trabajo.

j Dicho esto, el valor LCOE de una planta termoeléctrica de carbon sin captura de CO_2 es de [88 USD/MWh] asumiendo el CF de un 85% y el LCOE de una termoeléctrica de carbón con captura de CO_2 es de 116 [USD/MWh] con un 85% de CF.

2.9.2. Planta Fotovoltaica

Para realizar la evaluación económica de la planta fotovoltaica se ha utilizado la investigación realizada por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) el año 2020 [61], en la cual se lleva a cabo una recopilación de los costos involucrados en los componentes, instalación y mantención de este tipo de plantas. Debido a que la planta tiene una capacidad de 5MW o más, se le considera como una planta Utility Scale, por lo que los precios son más baratos que las plantas de escala comercial o residencial. La planta tiene una vida útil de 30 años [15] con una tasa de interés de 5.5% [62]. Los parámetros que considera y su valor son expuestos en la tabla 2.1:

Tabla 2.1: Precios de tecnología Fotovoltaica

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción	Ref
Factor de degradación (d)	0.7	%	Tasa de degradación de la planta, valor que representa la pérdida de eficiencia de la planta a través de los años	[61]
Módulo	0.41	USD/Wdc	Valor de los módulos fotovoltaicos con seguimiento solar de un eje.	[61]
Inversor	0.05	USD/Wdc	Valor de los inversores	[61]
BOS eléctrico y estructural	0.28	USD/Wdc	Sistema de seguimiento solar, conductos y accesorios, cajas de transición, tableros de distribución, en el sitio transmisión y otros sistemas eléctricos.	
Trabajo de instalación	0.13	USD/Wdc	Valor del costo de mano de obra	[61]
EPC overhead	0.09	USD/Wdc	Costos asociados con EPC SG&A, almacenamiento, envío y logística	[61]
Developer overhead	0.12	USD/Wdc	Valores generales tales como nóminas, instalaciones, viajes, legales honorarios, administrativos, comerciales desarrollo, finanzas y otros funciones corporativas	[61]
Contingencia	3	%	Valor del presupuesto del proyecto para abordar riesgos del proyecto	[61]
Ganancia EPC/Developer	0.1	USD/Wdc	Ganancias del equipo de instalación	[61]
O&M	1	% de capex	Valor de la operación y mantención de la planta	[63]
Tasa de descuento	5.5	%		[62]

2.9.3. Planta de Torre Central

Para la evaluación económica de la planta de Torre Central se ha utilizado los valores expuestos por el NREL [64] el año 2019. Esta investigación recopila los costos de la tecnología de Torre Central actualizada de ese año con el fin de renovar los costos implementados en el programa SAM. La planta tiene una vida útil de 30 años [15] con una tasa de interés de 5.5 % [62]. Los valores obtenidos por esta investigación se exponen a continuación en la tabla 2.2:

Tabla 2.2: Precios de Tecnología Torre Central

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción	Ref
Factor de degradación (d)	0.2	%	Tasa de degradación de la planta, valor que representa la pérdida de eficiencia de la planta a través de los años	[65]
Preparación de Sitio	16	USD/m ²	Preparación del sitio para construcción e instalación de el campo solar	[64]
Campo Solar	140	USD/m ²	Valor de los heliostatos	[64]
Torre	3000000	USD	Valor base de construir la torre central	[64]
Recibidor	103000000	USD	Valor base del recibidor en la torre central	[64]
TES	22	USD/kWt	Costo del almacenamiento térmico	[64]
Bloque de Potencia	1040	USD/kWe	Costo del sistema de generación de energía eléctrica	[64]
Balance de Planta	290	USD/kWe	Costo del sistema generador de vapor	[64]
Contingencias	5	% de CAPEX	Valor del presupuesto del proyecto para abordar riesgos del proyecto	[64]
O&M Fijo	66	USD/kW-y	Costos de operación y mantención asociado a la capacidad máxima de la planta	[64]
O&M Variable	3.5	USD/kW-y	Costos de operación y mantención asociados a la generación de la planta	[64]
Tasa de descuento	5.5	%		[62]

El costo de la torre y el receptor expuesto en la tabla 2.2 son genéricos y pensados para plantas de alrededor de 100MW. Para escalar este valor se utiliza el método presentado por Aly A. et al., 2019 [66] en la cual se ocupan las siguientes ecuaciones para obtener una mejor aproximación de los precios de estos componentes.

$$C_{torre} = Torre * exp[X_{torre}(h_{torre} - \frac{h_{rec}}{2} + \frac{h_h}{2})] \quad (2.5)$$

- C_{torre} : Costo total de la torre
- Torre: Costo de referencia de la torre
- X_{torre} : Factor de escala de la torre
- h_{torre} : Altura de la torre
- h_{rec} : Altura de receptor
- h_h : Altura de heliostatos

$$C_{Rec} = Recibidor \left(\frac{A_{rec}}{A_{Recibidor}} \right)^{X_{rec}} \quad (2.6)$$

- C_{Rec} : Costo total de la torre
- Recibidor: Costo de referencia del receptor
- X_{rec} : Factor de escala del receptor
- A_{rec} : Área del receptor
- $A_{Recibidor}$: Área del receptor de referencia

2.9.4. Planta de Cilindro Parabólico

Para la evaluación económica se utiliza la misma investigación mostrada en la planta de Torre Central realizada por el NREL el año 2019 [64]. En esta investigación también se recopilan los costos de los componentes, instalación y mantenimiento de una planta Cilindro Parabólico. La planta tiene una vida útil de 30 años [15] con una tasa de interés de 5.5 % [62] Sus valores son expuestos en la tabla 2.3.

Tabla 2.3: Precios de Tecnología Cilindro Parabólica

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción	Ref
Factor de degradación (d)	0.2	%	Tasa de degradación de la planta, valor que representa la pérdida de eficiencia de la planta a través de los años	[67]
Preparación de sitio	25	\$/m ²	Preparación del sitio para construcción e instalación del campo solar	[64]
Campo solar	150	\$/m ²	Valor del sistema de espejos y estructura	[64]
Sistema de HTF	60	\$/m ²	Costo del HTF a utilizar	[64]
TES	62	\$/kWh-t	Costo del almacenamiento térmico	[64]
Bloque de potencia	910	\$/kWe	Costo del sistema de generación de energía eléctrica	[64]
BOP	90	\$/kWe	Costo del sistema generador de vapor	[64]
Contingencias	5	%	Valor del presupuesto del proyecto para abordar riesgos del proyecto	[64]
O&M Fijado	66	\$/kW-y	Costos asociado a la capacidad máxima de la planta	[64]
O&M Variable	4	\$/MWh	Costos asociados a la generación de la planta	[64]
Tasa de descuento	5.5			[62]

2.9.5. Planta Fresnel

En cuanto a los precios de los componentes de la planta Fresnel, no hay información disponible sobre los valores específicos de esta tecnología. No obstante, según lo expuesto en la sección 2.4.4 de este trabajo, se puede concluir que esta tecnología no debería ser más costosa que la de cilindro parabólico por lo descrito en el trabajo de NREL [68]. Por lo tanto, se ha decidido utilizar los mismos valores encontrados para la tecnología de cilindro parabólico, ya que esta puede servir como un límite superior en los costos de los componentes. Con esto en mente, a continuación se presentan los valores estimados para este trabajo en la tabla 2.4:

Tabla 2.4: Precios de Tecnología Fresnel

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción	Ref
Factor de degradación (d)	0.2	%	Tasa de degradación de la planta, valor que representa la pérdida de eficiencia de la planta a través de los años	[67]
Preparación de sitio	25	\$/m ²	Preparación del sitio para construcción e instalación del campo solar	[64]
Campo solar	150	\$/m ²	Valor del sistema de espejos y estructura	[64]
Sistema de HTF	60	\$/m ²	Costo del HTF a utilizar	[64]
TES	62	\$/kWh-t	Costo del almacenamiento térmico	[64]
Bloque de potencia	910	\$/kWe	Costo del sistema de generación de energía eléctrica	[64]
BOP	90	\$/kWe	Costo del sistema generador de vapor	[64]
Contingencias	5	%	Valor del presupuesto del proyecto para abordar riesgos del proyecto	[64]
O&M Fijado	66	\$/kW-y	Costos asociado a la capacidad máxima de la planta	[64]
O&M Variable	4	\$/MWh	Costos asociados a la generación de la planta	[64]
Tasa de descuento	5.5	%		[62]

2.9.6. Factor Escala

En el ámbito de la generación eléctrica, surge un fenómeno interesante conocido como el "Factor Escala", que describe la relación entre el tamaño de una planta de generación eléctrica y el costo de sus componentes. Se observa que en plantas de menor capacidad de producción, los componentes necesarios para su operación tienden a ser más costosos [56].

Tomando como referencia el trabajo de Behar et al 2020 [56], se realiza un ajuste en los precios cotizados de las tecnologías a estudiar en el presente trabajo, el cual consiste en encontrar el precio real de los componentes tomando en cuenta que la generación de la planta es de 5MW.

Mediante la recopilación de precios de la tecnología fotovoltaica realizada por el NREL [69], se puede notar en la siguiente figura 2.13 el aumento del precio específico por generación de una planta al variar el tamaño de esta. Estos datos consideran solamente los costos de los componentes e instalación, no se consideran los costos de operación. Además, se considera que se genera la energía determinada por la capacidad nominal de la planta, es decir, con un CF de un 100 %.

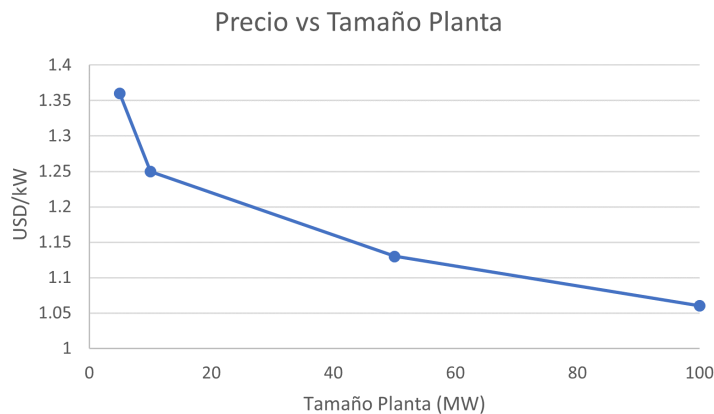


Figura 2.13: Relación precio/tamaño

Ahora, los precios mostrados en las tecnologías de las secciones 2.9.2 a 2.9.4, son valores presentados por el NREL, el cual considera como base una planta de 100MW de generación. Esto se ha tomado en cuenta y se ha creado una relación entre el precio específico de los distintos tamaños de planta con el precio de la planta de 100MW, así, se podrá encontrar el factor de escala que permite obtener el precio real de los componentes de una planta energética.

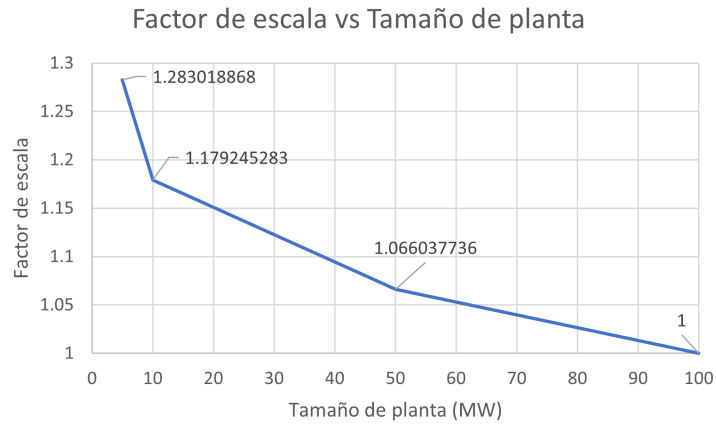


Figura 2.14: Factores de escala

Finalmente, en la figura 14 se puede ver que los componentes de una planta de 5MW son un 1.283 más caros que los componentes de una planta de 100MW. Este valor es de suma importancia ya que con esta constante es posible acercarse más a la realidad de trabajar con el costo de implementar las tecnologías de las plantas a estudiar en este trabajo. Esto será considerado para el cálculo del LCOE en cada una de las tecnologías.

2.10. Metodología

2.10.1. Elección de localizaciones

La energía obtenida por una planta de generación solar será regida fundamentalmente por la ubicación geográfica y la cantidad de radiación solar que llegue a su superficie. Esta radiación puede ser alterada por una gran cantidad de factores, tales como la niebla, smog, altitud, nubosidad, entre otros [70]. Por esta razón se ha elegido realizar el estudio planteado en este trabajo en más de una localidad, para así analizar la viabilidad de realizar este proyecto a pesar de las diversidades geográficas. Además, considerando que se planea estudiar el beneficio de implementar una planta de generación solar para abastecer a la industria minera, se han ubicado estas plantas en lugares habitados por minas activas en Chile utilizando el mapa minero de la SONAMI [71]. Las tres minas elegidas son las minas de **Collahuasi**, **Salvador**, **Los Pelambres** y se pueden ver ubicadas en la figura 2.15 a continuación:



Figura 2.15: Ubicación de Minas

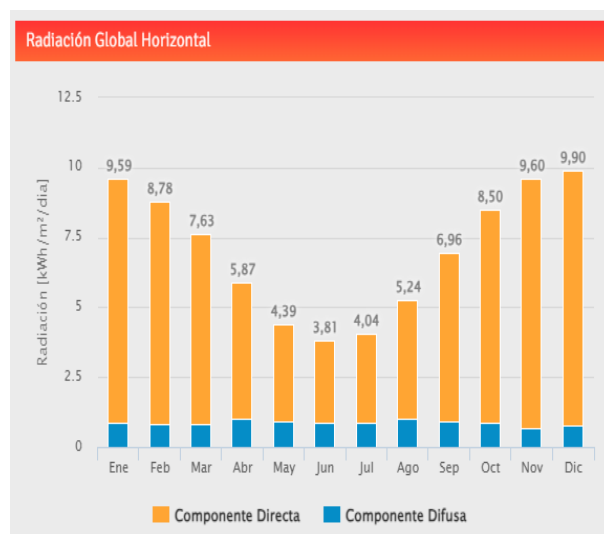
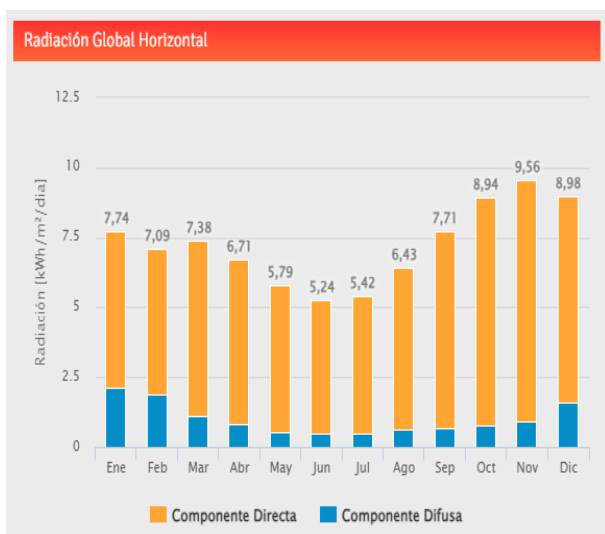
Una vez obtenida las coordenadas donde se ubicará la planta, se recopila la información proveída por el Explorador Solar del Ministerio de Energía de Chile [72], la cual entrega la cantidad de radiación recibida por la zona de todas las horas durante un año. Con ello, estos datos permitirán calcular la cantidad de radiación que se podrá ocupar en la planta de generación solar. Esta información se puede ver expuesta en la tabla 2.5 y los gráficos de la figura 2.16.

	Collahuasi		Salvador		Los Pelambres	
Ubicación	Lat: -20.97	Long: -68.68	Lat: -26.26	Long: -69.60	Lat. -31.82	Long: -70.58
DNI (kWh/(m²año))	3741.25		3642.7		2777.65	

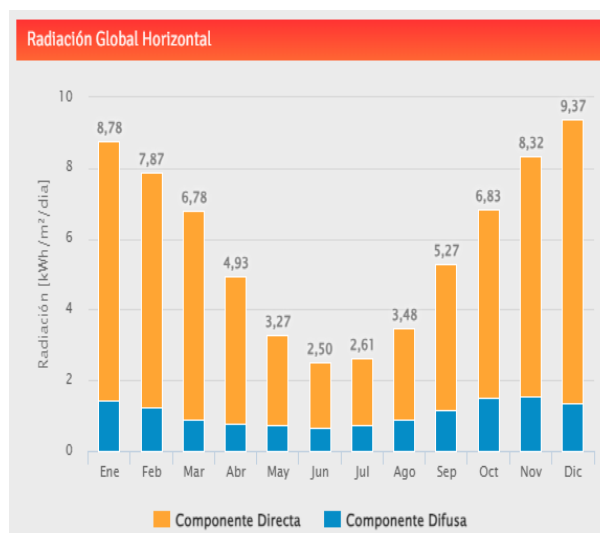
Figura 2.16: Radiación Global Horizontal

(a) Collahuasi

(b) Salvador



(c) Los Pelambres



2.10.2. Simulación

Para simular la generación de esta planta híbrida se utilizará la librería de PySAM, la cual es una interfaz de programación de aplicaciones (API) desarrollada para facilitar la interacción con el System Advisor Model (SAM). SAM es un programa computacional creado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) que se utiliza para el análisis de sistemas de energía renovable.

La librería PySAM está escrita en Python y permite a los usuarios acceder a las funciones y capacidades de SAM mediante scripts o programas escritos en Python. Al utilizar PySAM, los desarrolladores y analistas pueden integrar las capacidades de SAM en flujos de trabajo personalizados, automatizar análisis, y realizar cálculos avanzados utilizando la flexibilidad y potencia de Python.

Este proceso comienza al diseñar una planta fotovoltaica con una capacidad de 5.5MW. La planta se expone a la radiación solar de la ubicación específica donde se instalará. Mediante los datos del Explorador Solar, se extrae la radiación incidentes de las 8760 horas del año. Luego, mediante la simulación de PySAM, se extrae la generación por hora de la planta fotovoltaica y así se obtiene el perfil de generación de esta planta, es decir, se obtiene el patrón temporal de producción de energía eléctrica a lo largo del día y del año. Este perfil de generación tendrá la forma de un vector de 8760 valores que representan cuantos kW de energía eléctrica es generada por la planta PV e inyectada a la red. A este vector se le llamará " Gen_{pv} " para futuras menciones. Posterior a esto se calcularán los indicadores económicos y técnicos llamados Levelized Cost of Energy (LCOE) y Capacity Factor (CF).

Después de completar la simulación de la planta fotovoltaica, se procederá a diseñar la planta de concentración solar. Es necesario asegurarse de que el tamaño de la planta de concentración sea suficiente para generar hasta 5 MW de energía eléctrica en su máxima producción. Para esto se debe diseñar una planta de mayor generación que 5MW para poder aumentar el CF debido a que en la mayor cantidad de horas la planta fotovoltaica no genera a su mayor capacidad. Además, la planta de concentración debe ser capaz de suministrar la energía faltante para alcanzar los 5 MW cuando la planta fotovoltaica no esté generando toda la capacidad necesaria. Para crear el perfil de generación de la planta CSP se generará el vector llamado $Gen_{residual}$ el cual será definido como:

$$Gen_{residual} = 5000kW - Gen_{pv} \quad (2.7)$$

Entregando así el perfil de generación ideal de la planta CSP en forma de un vector horario anual.

El perfil de generación de PySAM toma la forma de una matriz de tamaño 12x24 (Se le llamará a esta matriz " $Perfil\ CSP$ ") que representa la fracción de generación de la turbina necesaria para suplir la demanda requerida. Esta define la generación de las 24 horas de un día representativo de cada mes. Los valores de la matriz $Perfil\ CSP$ son números del 1 al 9, donde en este caso 1 es el valor mínimo de activación de la turbina y 9 es la turbina trabajando a la mayor capacidad impuesta por el usuario. Estos valores son denominado Time of Delivery Factors ($TOD\ Factors$). PySAM solicita también asignarle un valor a cada $TOD\ Factor$ con números del 0 al 1, donde 0 es la turbina apagada y 1 es la turbina trabajando a

máxima capacidad, a estos valores se les llamará *Turbine Fraction*.

En la interfaz de SAM se define una vez el *Turbine Fraction* y estos valores regirán durante las 24 horas de los 12 meses. Con el objetivo de encontrar los *Turbine Fraction* más precisos, se definirán 12 vectores de *Turbine Fraction* representativos de cada mes. Luego estos son promediados, obteniendo así el *Turbine Fraction* de un día representativo del año. Esto permite alcanzar una buena optimización en el perfil de generación de la planta llevando a evitar el exceso y déficit de generación en la planta.

Para obtener estos valores, primero, se normaliza el vector $Gen_{residual}$, obteniendo de esta forma el vector *Turbine Fraction* ideal de la generación de la planta. Luego, este vector que contiene el *Turbine Fraction* de todas las horas del año, es dividido en 12 vectores que representarán cada mes del año. A continuación, por cada uno de los 12 vectores, se crea un vector del día promedio de cada mes, es decir, un vector que describa la generación de la turbina (a través del *Turbine Fraction*) durante las 24 horas de un día promedio del mes a los que se le denominarán "*Vectores promedio*". Seguidamente, con el objetivo de generar los *Turbine Fraction* más representativos del año, se crea un espacio vectorial equiespaciado de 8 intervalos y 9 valores, esto se crea extrayendo el valor mínimo y el máximo de este vector y se divide por 8 creando así el espacio entre intervalos llamado delta. A cada uno de estos espacios se le asignará un valor del 1 al 9 en forma creciente. El espacio equiespaciado tendrá la siguiente forma mostrada en la tabla 2.6:

Tabla 2.6: Forma general del *Turbine Fraction*

TOD	1	2	3	4	.	.	.	8	9
Turbine Fraction	min	min + delta	min + 2*delta	min + 3*delta				min + 7*delta	max

Ocupando este espacio equiespaciado se reemplazan los valores de los *Vectores promedio* por un valor ubicado en los intervalos del espacio equiespaciado correspondiente a su mes obteniendo así los valores de *TOD Factor* y su *Turbine Fraction* correspondiente. De esta manera, se termina obteniendo una matriz de *TOD Factor* de tamaño 12x24 y una matriz de 9x12 con los *Turbine Fraction* equivalentes a la conversión de los *TOD Factor* a el nivel de generación de la turbina. Finalmente, se promedian los *Turbine Fraction* convirtiendo la matriz 9x12 a un vector 9x1, el cual representará la fracción de generación de la turbina promedio de todas las horas del año. En la figura 2.17 se muestra un ejemplo gráfico de los valores de *Turbine Fraction* (Ubicado en la columna izquierda) y de la matriz de los *TOD Factor* (Matriz 12x24 de la derecha). El ejemplo en la imagen es válido sólo para la mina ubicada en Los Pelambres.

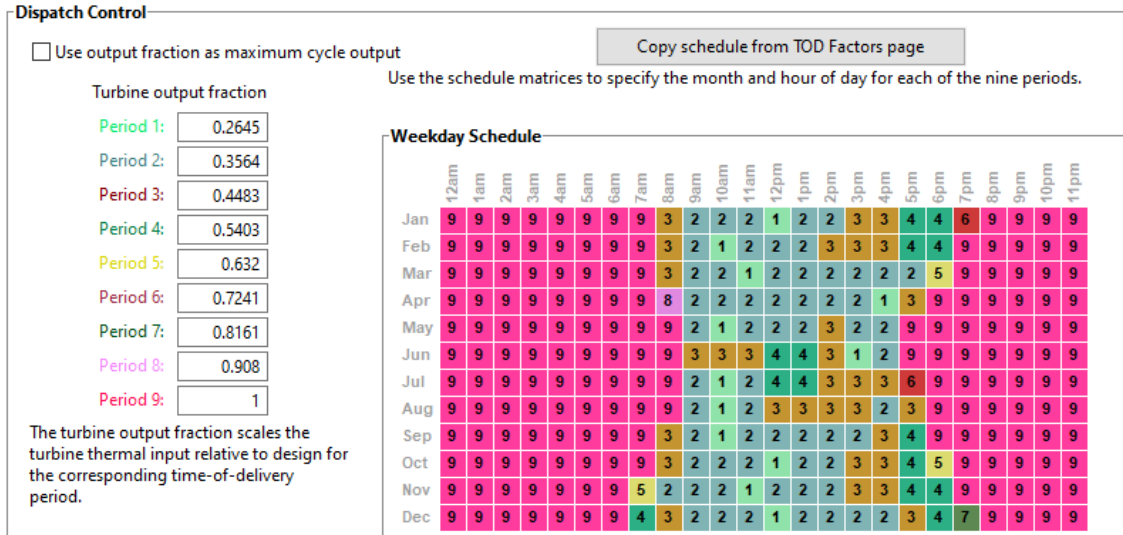


Figura 2.17: Ejemplo de matriz *TOD Factor* y su *Turbine Fraction* respectivo

Una vez obtenido este perfil de generación se continúa diseñando la planta CSP, estableciendo la capacidad máxima de la turbina considerando las pérdidas energéticas del sistema para que a su generación máxima entregue 5MW de energía eléctrica, provocando que la capacidad máxima de estas plantas sea mayor a 5MW.

Existirá un período en que las plantas CSP y Fotovoltaica generarán más de 5MW, creando una sobregeneración, la cual será descartada y no tomada en cuenta para los siguientes cálculos. Hay que recordar que esta planta está pensada para suplir energéticamente a una mina, por lo que un exceso de energía no será utilizado y no será tomado en cuenta la opción de utilizar este exceso de producción.

Ahora, una vez establecido los perfiles de generación de cada caso, se debe definir el tamaño del Solar Multiple (SM) y las horas de almacenamiento térmico (TES). Estos últimos 2 parámetros mencionados no tienen un valor óptimo trivial, ya que varía dependiendo de la ubicación, tecnología y la relación entre estos 2 valores. Para encontrar este óptimo, se realiza una tarea de iteración en donde se calcula el LCOE y el CF de una variedad de combinaciones de SM y TES. La idea es minimizar el LCOE con el máximo CF y de esta forma encontrar la mejor combinación de estas variables y, por consecuencia, obtener una planta más eficiente técnica y económicamente. Ahora, para encontrar el óptimo de la configuración de la planta no basta con tener los valores del LCOE y el CF. En general, la configuración con el mínimo LCOE no calza con el máximo CF, por lo que se recurrirá a un sistema de puntajes de estos valores para encontrar la mejor combinación de estos indicadores. Para esto, se realizará una ponderación estandarizada de los indicadores, donde se toman los 3 mejores resultados por ubicación, se normalizan los indicadores y luego son multiplicados entre ellos. Este proceso queda representado en la siguiente ecuación 2.8.

$$Puntaje_1 = \left[1 - \frac{LCOE_1}{\sum_1^3 LCOE_i} \right] * \frac{CF_1}{\sum_1^3 CF_i} \quad (2.8)$$

Este puntaje permitirá elegir con buen criterio la configuración de planta que sea conside-

rada la más eficiente técnica y económicamente ya que se podrá maximizar el CF y minimizar el LCOE al mismo tiempo.

El proceso descrito se debe repetir para todas las tecnologías en las distintas localizaciones y se compararán sus indicadores económicos y técnicos finalmente con una planta termoeléctrica.

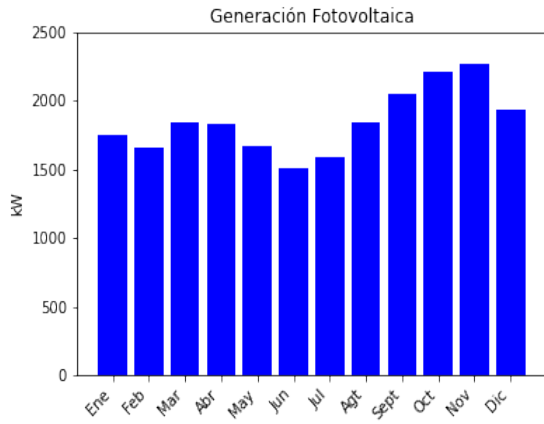
Capítulo 3

Resultados y Discusión

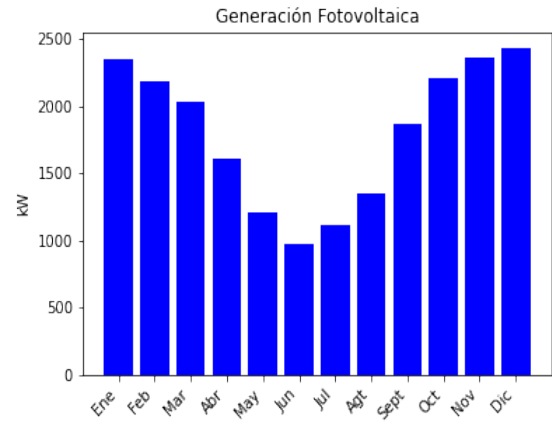
3.1. Simulación de Planta Fotovoltaica

Para comenzar la sección de resultados, se muestran a continuación el perfil de generación eléctrica mensual de la planta fotovoltaica ubicada en las 3 ubicaciones de las minas a estudiar. Esta planta cuenta con una capacidad máxima de producción de 5.5MW, el tipo de módulo utilizado es el estándar del programa SAM los cuales llevan un sistema de rastreo solar de un 1 eje. El sistema tiene una relación de inversores AC-DC de 1.3 y los paneles se encuentran montados a 0° azimut y 0° tilt. El resto de los inputs son los estándar del programa SAM

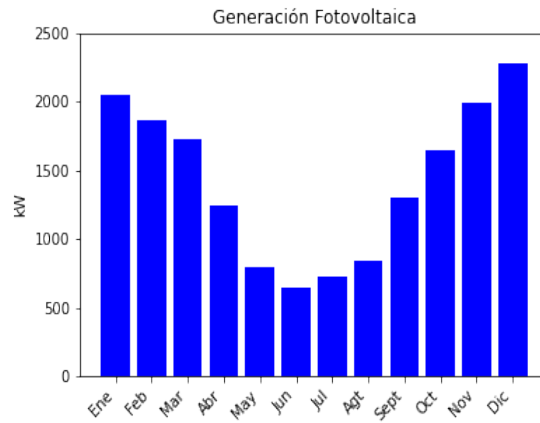
A continuación se muestran los perfiles de generación obtenidos en las distintas localidades a estudiar:



(a) Collahuasi



(b) Salvador



(c) Los Pelambres

Figura 3.1: Perfil de generación de tecnología Fotovoltaica

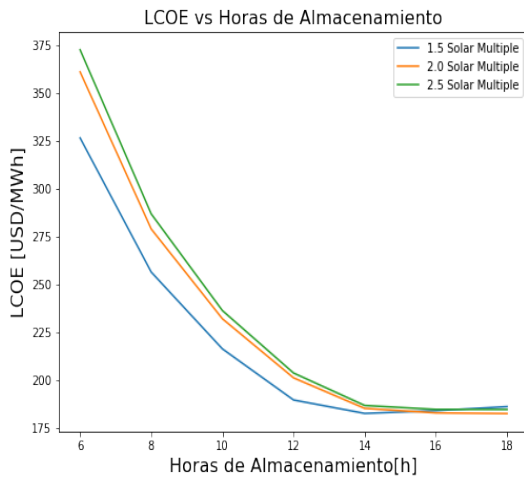
Los indicadores económicos y técnicos alcanzados por estas plantas son mostrados a continuación en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Indicadores de tecnología Fotovoltaica

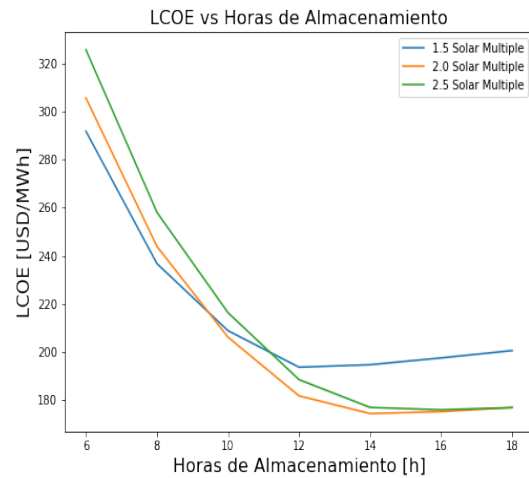
Ubicación	LCOE [USD/MWh]	CF [%]
Collahuasi	29.69	36.9 %
Salvador	30.85	36.1 %
Los Pelambres	39.80	28.4 %

3.2. Simulación de planta de Torre Central

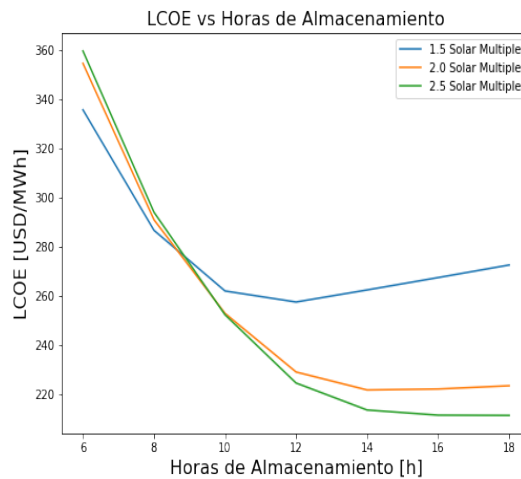
Se presentará a continuación los resultados de la simulación de la planta de Torre Central, esta planta cuenta con una capacidad máxima de producción de 5.32MW y una generación estimada de 5MW (considerando la pérdidas), tiene un factor de conversión bruto a neto de 0.93 y una eficiencia térmica de ciclo de 0.412. Cada heliostato tiene una superficie reflectante cuadrada cuya área es de $144.37 m^2$. Los heliostatos se encuentran ubicados alrededor de los 360° de la torre central y la ubicación de estos heliostatos variará dado a la ejecución de una optimización de cada caso a estudiar, minimizando el efecto shadowing y la distancia con la torre central. Esta planta cuenta con un almacenamiento en base a sal solar (60% $NaNO_3$ [73]), la cual se almacena en su estado frío como mínimo a $280^\circ C$ y en estado caliente como mínimo a $500^\circ C$. El resto de los inputs son los estándares del programa SAM.



(a) Collahuasi

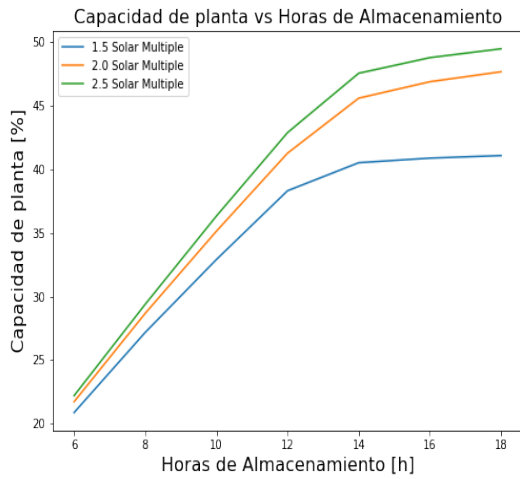


(b) Salvador

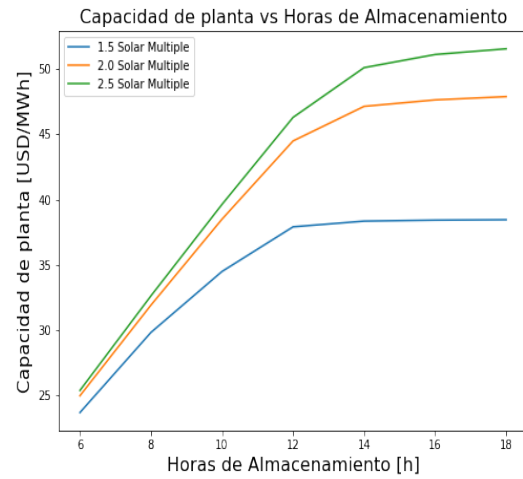


(c) Los Pelambres

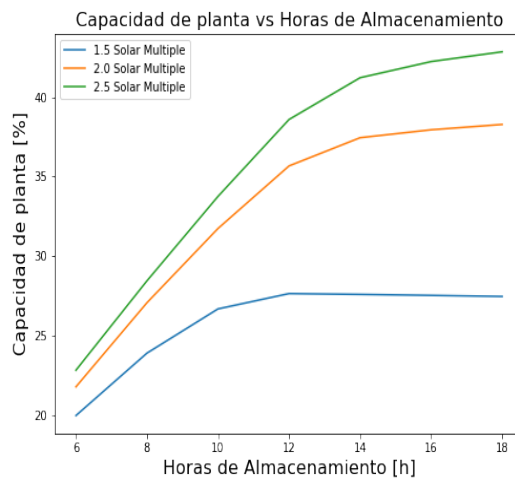
Figura 3.2: LCOE de Tecnología Torre Central



(a) Collahuasi



(b) Salvador



(c) Los Pelambres

Figura 3.3: CF de Tecnología Torre Central

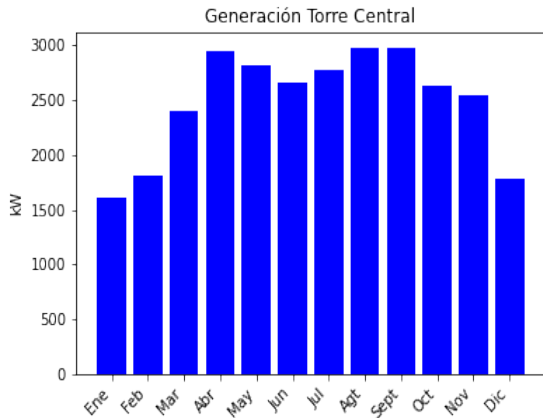
En los resultados presentes en la figura 3.2 se puede observar un decrecimiento del LCOE a medida que aumentan las horas de TES, sin embargo este comportamiento se va atenuando hasta alcanzar un punto de inflexión en el cual el LCOE se mantiene constante o aumenta su valor. Son alrededor de estos puntos de inflexión en donde se encuentra la configuración óptima de la planta. Es posible notar en los gráficos CF vs Horas de almacenamiento (fig 3.3) que existe un constante comportamiento creciente donde aumentar el SM y el TES significa un aumento de CF. No obstante, la pendiente de estas curvas van disminuyendo hasta llevar a la pendiente a 0 en algunos casos.

Utilizando el sistema de puntajes mediante la ecuación 2.8 son recopiladas las mejores configuraciones de las plantas y luego se resalta en rojo la escogida como mejor opción debido a su combinación de indicadores.

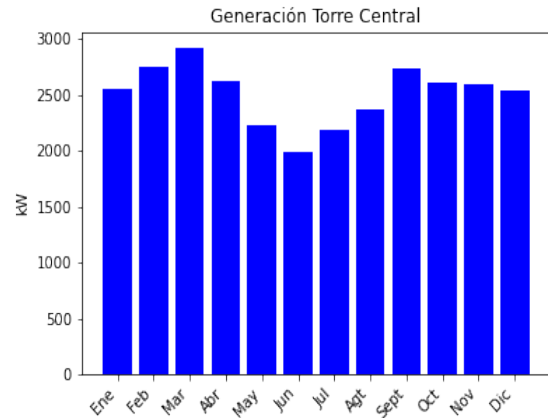
Tabla 3.2: Configuraciones óptimas de Tecnología Torre Central

Ubicación	SM [-]	TES [h]	LCOE [USD/MWh]	CF [%]	Puntaje [-]
Collahuasi	1.5	14	182.77	40 %	0.203
	2	14	185.39	46 %	0.227
	2.5	14	186.91	48 %	0.236
Salvador	1.5	12	193.66	38 %	0.181
	2	14	174.38	47 %	0.237
	2.5	14	176.94	50 %	0.250
Los Pelambres	1.5	12	257.61	28 %	0.161
	2	14	221.78	37 %	0.237
	2.5	16	211.51	42 %	0.273

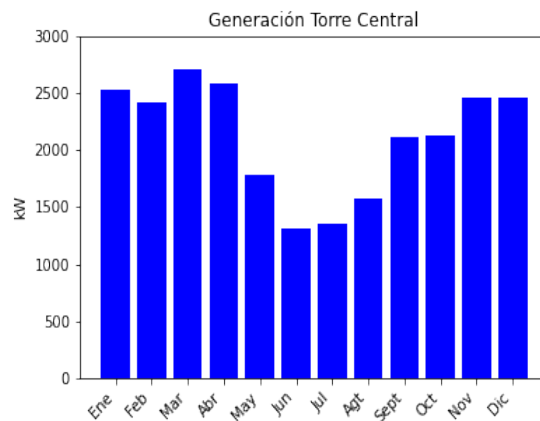
A continuación, se exponen los gráficos correspondientes a los casos más óptimos de generación mensual de energía por localidad, mostrando la variación promedio a lo largo del año.



(a) Collahuasi



(b) Salvador

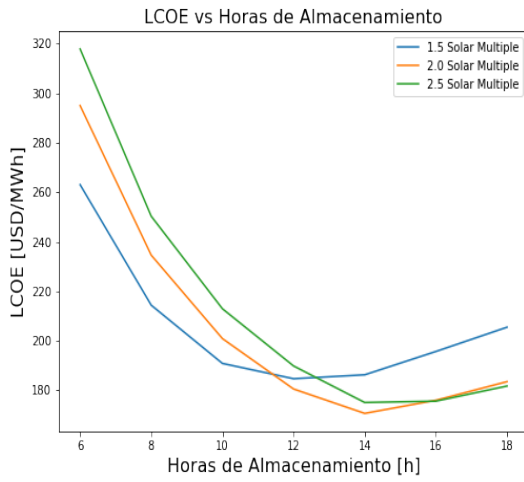


(c) Los Pelambres

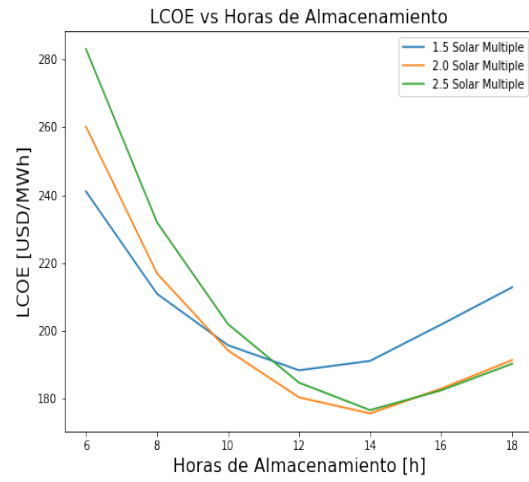
Figura 3.4: Generación mensual de tecnología de Torre Central

3.3. Simulación de planta Fresnel

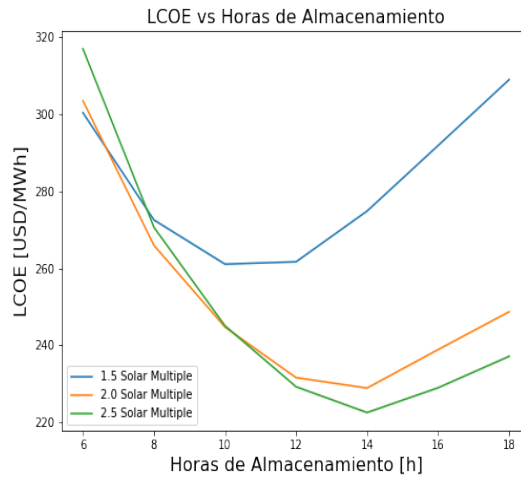
En las siguientes figuras se presentarán los indicadores técnicos y económicos de la tecnología Fresnel, la cual cuenta con una capacidad máxima de producción de 5.55MW y una generación estimada de 5MW (considerando la pérdidas), un factor de conversión bruto a neto de 0.9 y una eficiencia térmica de ciclo de 0.397. Esta planta estará configurada para tener 8 colectores por cada loop, donde cada colector tiene un área de 470.3 m^2 . El HTF de almacenamiento es de sal solar, la cual se dispone en su almacén frío como mínimo a 238°C y en el almacén caliente como máximo a 593°C . El resto de los inputs son los estándares del programa SAM.



(a) Collahuasi

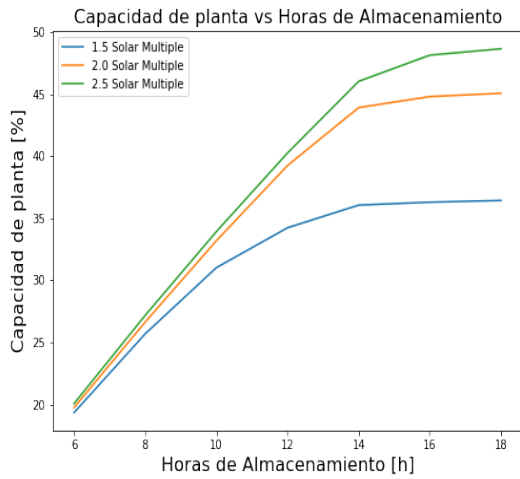


(b) Salvador

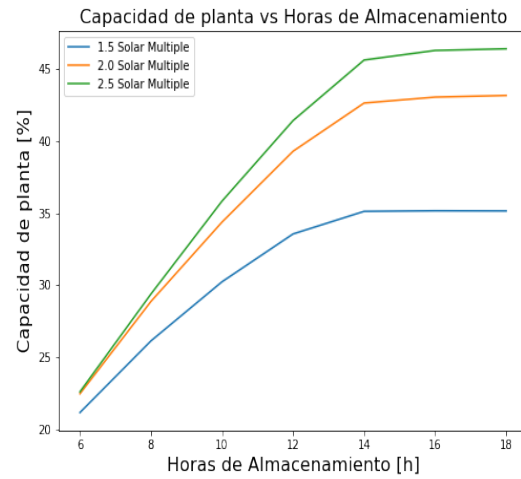


(c) Los Pelambres

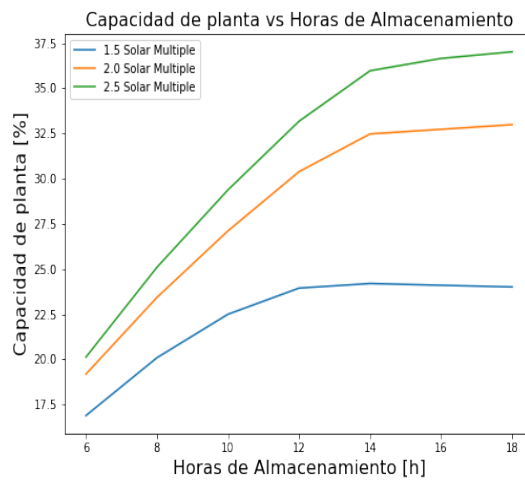
Figura 3.5: LCOE de Fresnel



(a) Collahuasi



(b) Salvador



(c) Los Pelambres

Figura 3.6: CF de Fresnel

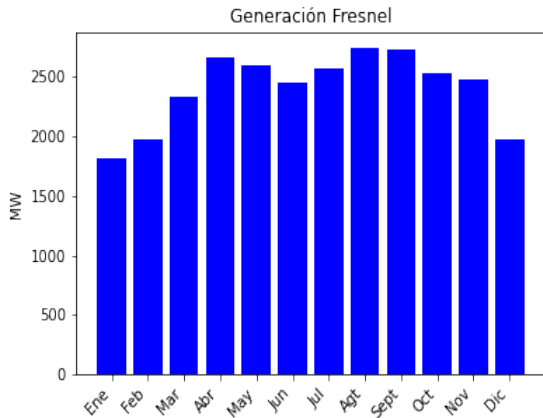
El comportamiento de las curvas en los gráficos de las figuras 3.5 y 3.6 es similar a los de la tecnología de Torre Central ya que en ambas figuras (3.5 y 3.6) existe un decrecimiento en las pendientes de los gráficos "LCOE vs horas de almacenamiento". A medida que se aumentan las horas de almacenamiento el LCOE baja hasta alcanzar un punto de inflexión. Este punto de inflexión tiende a coincidir con el aplanamiento de la pendiente en los gráficos de CF vs horas de TES. Se observa también que el LCOE mínimo se alcanza en distintos SM pero siempre con 14 horas de almacenamiento, sin embargo, el CF siempre será mayor con un SM y horas de almacenamiento mayor.

La siguiente tabla 3.3 permite elegir la configuración óptima de las plantas en las 3 ubicaciones.

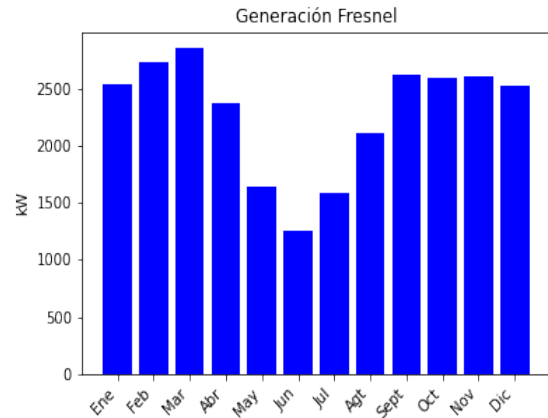
Tabla 3.3: Configuraciones óptimas de tecnología Fresnel

Ubicación	SM [-]	TES [h]	LCOE [USD/MWh]	CF [%]	Puntaje [-]
Collahuasi	1.5	14	186.21	36 %	0.182
	2	14	175.92	45 %	0.233
	2.5	16	175.56	49 %	0.253
Salvador	1.5	12	188.33	34 %	0.180
	2	14	175.61	43 %	0.236
	2.5	14	176.57	46 %	0.252
Los Pelambres	1.5	12	261.69	24 %	0.164
	2	14	228.88	32 %	0.239
	2.5	14	222.52	36 %	0.268

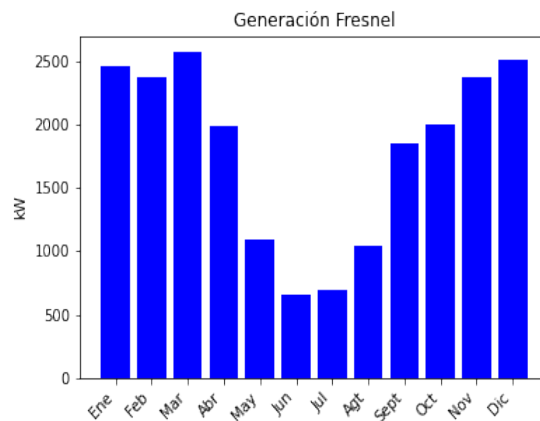
A continuación, se exponen los gráficos correspondientes a los casos más óptimos de generación mensual de energía por localidad, mostrando la variación promedio a lo largo del año.



(a) Collahuasi



(b) Salvador

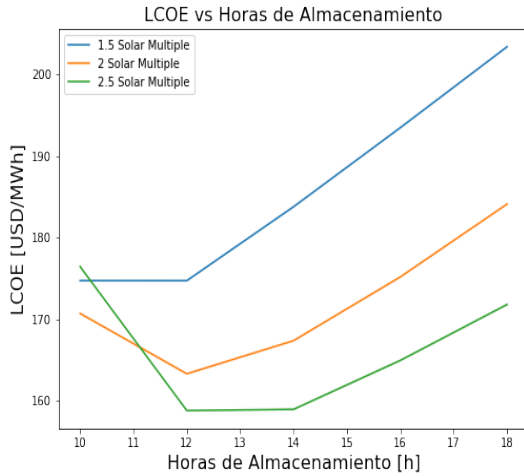


(c) Los Pelambres

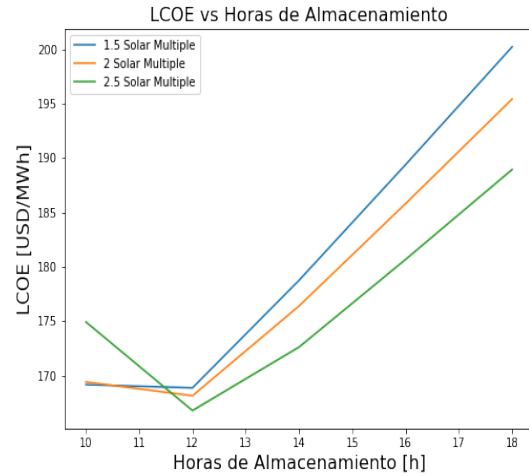
Figura 3.7: Generación mensual de tecnología de Fresnel

3.4. Simulación de planta de Cilindro Parabólico

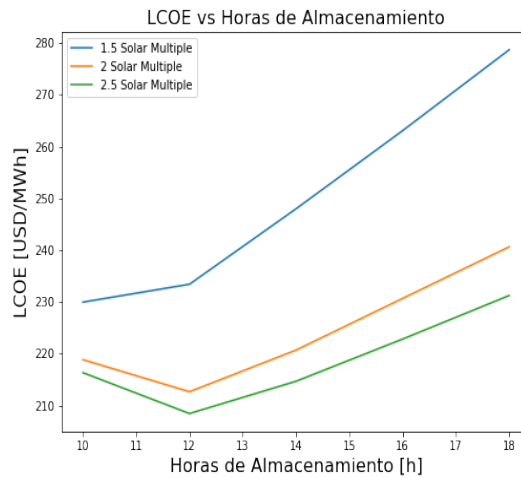
En las siguientes figuras se presentarán los indicadores técnicos y económicos de la tecnología Cilindro Parabólico para las tres ubicaciones a estudiar. Esta planta tiene una capacidad máxima de generación de 5.2MW y una generación estimada de 5MW (considerando la pérdidas), un factor de conversión bruto a neto de 0.9 y una eficiencia térmica de ciclo de 0.356. La planta está configurada para tener 8 colectores por loop donde cada colector tiene un área de 656 m^2 de apertura. El HTF de almacenamiento es de sal solar la cual dispone en su almacén frío una temperatura mínima de 238°C y una máxima de 593°C . El resto de los inputs son los estándares del programa SAM



(a) Collahuasi

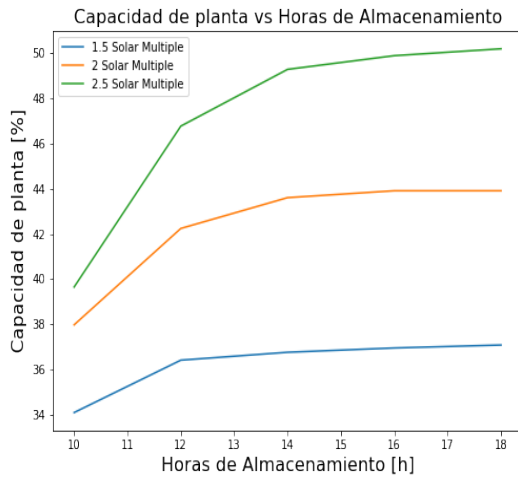


(b) Salvador

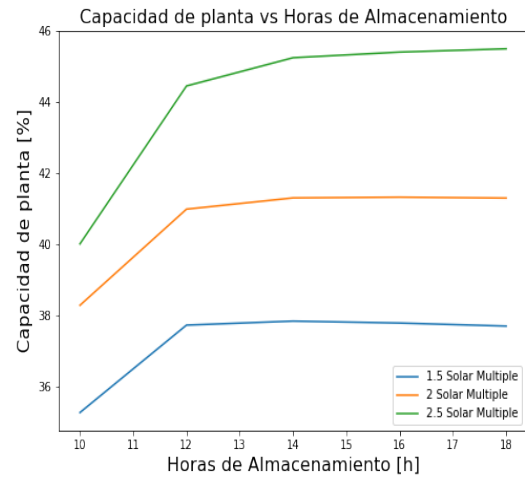


(c) Los Pelambres

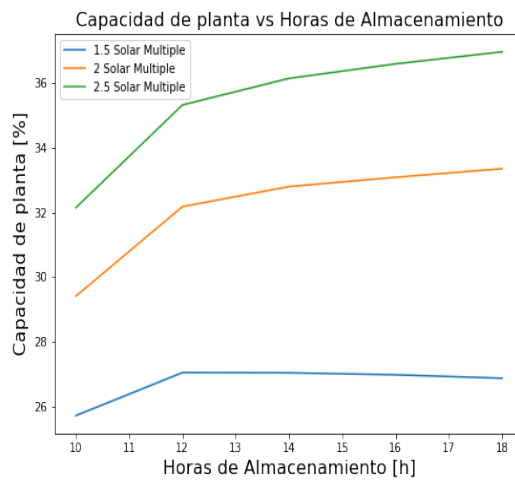
Figura 3.8: LCOE de Cilindro Parabólico



(a) Collahuasi



(b) Salvador



(c) Los Pelambres

Figura 3.9: CF de Cilindro Parabólico

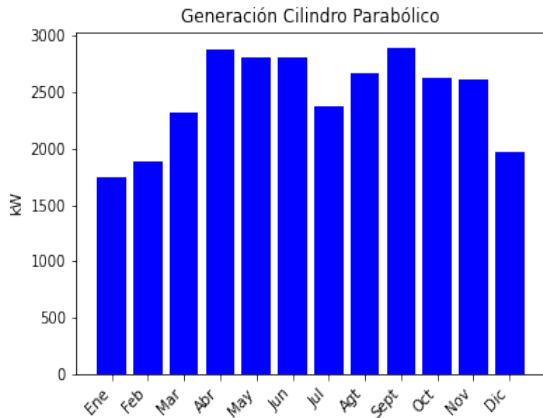
Observando los resultados de los gráficos LCOE vs horas de almacenamiento (ver figura 3.8), se puede notar de forma marcada el punto de inflexión en el cual la curva cambia de pendiente negativa a positiva. Este punto es alcanzado en distintos valores de horas de almacenamiento dependiendo del SM y de la ubicación. Es posible ver también, que mientras mayor sea el SM se alcanzarán menores valores de LCOE y mayores valores de CF.

Analizando los resultados obtenidos por las iteraciones se pueden rescatar las configuraciones de planta que ofrecen los mejores indicadores. Estas son presentadas en la siguiente tabla 3.4:

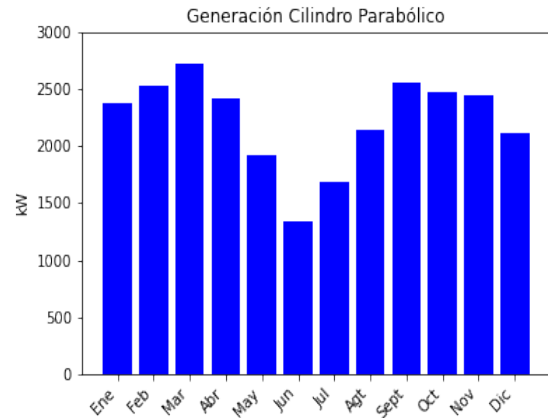
Tabla 3.4: Configuraciones óptimas de Cilindro Parabólico

Ubicación	SM [-]	TES [h]	LCOE [USD/MWh]	CF [%]	Puntaje [-]
Collahuasi	1.5	12	171.73	36 %	0.1865
	2	12	163.31	44 %	0.2334
	2.5	14	158.95	46 %	0.2478
Salvador	1.5	12	168.78	37 %	0.2009
	2	12	168.14	41 %	0.2231
	2.5	12	166.78	44 %	0.2428
Los Pelambres	1.5	10	229.97	26 %	0.1783
	2	12	212.67	32 %	0.2325
	2.5	12	208.46	35 %	0.2577

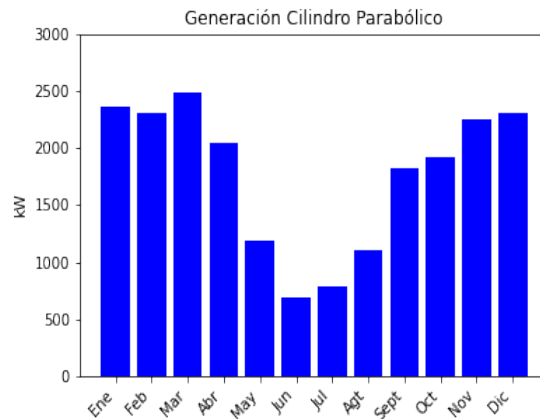
A continuación, se exponen los gráficos correspondientes a los casos más óptimos de generación mensual de energía por localidad, mostrando la variación promedio a lo largo del año.



(a) Collahuasi



(b) Salvador



(c) Los Pelambres

Figura 3.10: Generación mensual de tecnología de Cilindro Parabólico

3.5. Análisis de Simulaciones

Luego de haber simulado y organizado las generaciones de las diferentes plantas se pueden extraer valiosa información de estas, en primer lugar es posible ver una clara tendencia a obtener mejores indicadores en la localidad de Collahuasi, luego en Salvador y por último en Los Pelambres. Este fenómeno está relacionado con la cantidad de radiación solar disponible en cada zona, donde la mayor cantidad se encuentra en Collahuasi que tiene un 2% más radiación promedio por año que Salvador y un 35% más que en Los Pelambres tal como se puede ver en la tabla 2.5. Sin embargo, a pesar de que la radiación promedio anual en Collahuasi es muy similar a la de Salvador, se puede notar una diferencia en la distribución de generación a lo largo de los meses en las figuras de generación mensual 3.4, 3.7 y 3.10, mostrando que en Collahuasi se mantiene más estable la generación durante el año que en las otras localidades, teniendo mínimos de generación menos drásticos. Se debe notar, que en estas simulaciones hay energía que no es aprovechada dado ya que el almacenamiento se encuentra a su máxima capacidad y la demanda de la mina ya está siendo suplida, es por esto que la generación en los meses de mayor radiación es bastante similar en las 3 localidades. Por el contrario, un problema mayor es la falta de energía, que sucede generalmente en los meses de menor radiación incidente. Debido a esta razón la localidad de Collahuasi presenta mejores LCOE la mayoría de los casos, ya que en los meses de menor radiación es capaz de proveer más energía que en otras localidades.

Fijándose en las mismas figuras de generación mensual (3.4, 3.7 y 3.10) es posible apreciar que las generaciones se encuentran lejos de llegar a los 5MW. Esto proviene del hecho a que estos valores son un promedio, sin embargo no significa que no sea capaz de entregar 5MW de energía cuando es necesario. Además, las plantas CSP no están configuradas para generar 5MW constantes, ya que estas limitan su generación al suplido energético de la planta fotovoltaica. Es el conjunto de la planta CSP y Fotovoltaica la cual debe generar los 5MW. Este conjunto será estudiado en la próxima sección del informe.

Ahora, observando las tablas de configuraciones óptimas es posible comparar el rendimiento de las diferentes tecnologías. La tecnología de Torre Central muestra los valores más altos de CF en las ubicaciones de Salvador y Los Pelambres, demostrando la capacidad de aprovechar los bajos índices de radiación incidentes para generar una mayor cantidad de energía que las otras tecnologías, sin embargo, no es la tecnología con el LCOE mas bajo. Por otro lado, la tecnología Cilindro Parabólica presenta los valores de LCOE más bajos de las 3 tecnologías, no obstante, el CF de esta tecnología se destaca en la localidad de Collahuasi pero carece en Salvador y Los Pelambres ante las otras 2 tecnologías. Esto se debe a que necesita menor tamaño de campo solar para generar una cantidad similar de energía. Por último los indicadores de la tecnología Fresnel oscilan entre las otras 2 tecnologías, obteniendo LCOE y CF similares a las otras 2 pero sin destacar en ninguno de los casos estudiados. Por otra parte, la tecnología Fresnel cuenta con el menor consumo de agua de todas las tecnologías estudiadas, utilizando alrededor de un 37% menos.

Con los resultados obtenidos es posible notar que el LCOE mínimo no siempre es alcanzado en el caso de generación máxima. Esto se puede ver en el comportamiento de las curvas de los gráficos "LCOE vs Horas de almacenamiento" en los cuales tienen un comportamiento convexo. La razón por la que esto sucede es que al aumentar la cantidad de horas de

almacenamiento la energía eléctrica producida compensa el gasto extra de una inversión de almacenaje más grande. Sin embargo, al llegar a cierto punto de horas de almacenamiento, la cantidad extra de energía producida no compensa el precio de aumentar el almacenaje, aumentando el costo de generar energía. Esto crea un punto de inflexión en los gráficos y, así, da forma a una curva convexa. Es posible observar este fenómeno en la relación entre el LCOE y el SM en casos tales como el de la figura 3.5 donde el LCOE mínimo se alcanza con un SM de 2 y no 2.5. A pesar de que se genera mayor energía en la planta con SM de 2.5 (observado en el gráfico CF vs horas de almacenamiento 3.6), la relación entre el costo de inversión con la cantidad de energía producida es menor en comparación a la planta con SM de 2, provocando un aumento del costo de la energía producida y, por ende, aumentando el LCOE.

También, observando los gráficos de CF vs Horas de almacenamiento, se ve un comportamiento similar en todos los casos estudiados. Aumentar el SM y las horas de almacenamiento significa un aumento en la generación de la planta. Ahora, este aumento no es lineal para ninguno de estas 2 variables. Por un lado, se puede notar que la cantidad de energía extra generada por aumentar el SM de 1.5 a 2, no es la misma que aumentar de 2 a 2.5 ya que el espacio entre curvas es distinto en todos los casos estudiados. Por otro, se puede apreciar un decrecimiento de la pendiente en estas curvas, evidenciando que un aumento en las horas de almacenamiento de la planta no necesariamente produce un aumento considerable de generación eléctrica. Para ejemplificar esto se puede observar en el gráfico 3.6 en el cual al aumentar de 14 a 16 horas de almacenamiento prácticamente no aumenta la generación, sin embargo, al aumentar de 6 a 8 horas de almacenamiento hay alrededor de un 5% de aumento en el CF. Esto se debe a que las plantas tienen un límite de producción impuesto por la cantidad de radiación recibida por la zona, y aumentar la cantidad de horas de almacenamiento no hará que se reciba más energía y, por ende, no habría más generación.

A pesar de estos comportamientos no lineales, es posible encontrar una configuración óptima de los casos estudiados mediante el sistema de puntajes. Este sistema se aplicó nuevamente a los casos óptimos por localización, es decir, se seleccionó la tecnología que presenta mejor puntaje según donde se ubica la planta para seleccionar las mejores opciones. A continuación se presenta en la tabla 3.5 la descripción de las mejores plantas CSP con sus respectivos indicadores sin considerar a la planta fotovoltaica. Se pueden encontrar la descripción del resto de las plantas CSP óptimas en el anexo.

Tabla 3.5: Características de plantas elegidas

Ubicación	Tecnología	Tamaño Campo de Heliostatos [m ²]	Uso de agua anual [m ³]	CAPEX [MUSD]	OPEX [MUSD]	SM [-]	TES [h]	LCOE [USD/MWh]	CF [-]
Collahuasi	Cilindro Parabólico	57,728	4,268	40.702	8.009	2.5	14	159.0	49.9%
Salvador	Torre Central	62,680	4,857	47.179	7.980	2.5	14	176.9	50.1%
Los Pelambres	Torre Central	61,857	4,577	47.797	7.754	2.5	16	211.5	42.2%

3.6. Planta Híbrida

Una vez escogidas las plantas óptimas para cada ubicación se pasará mostrar el perfil de generación anual a través de los siguientes gráficos:

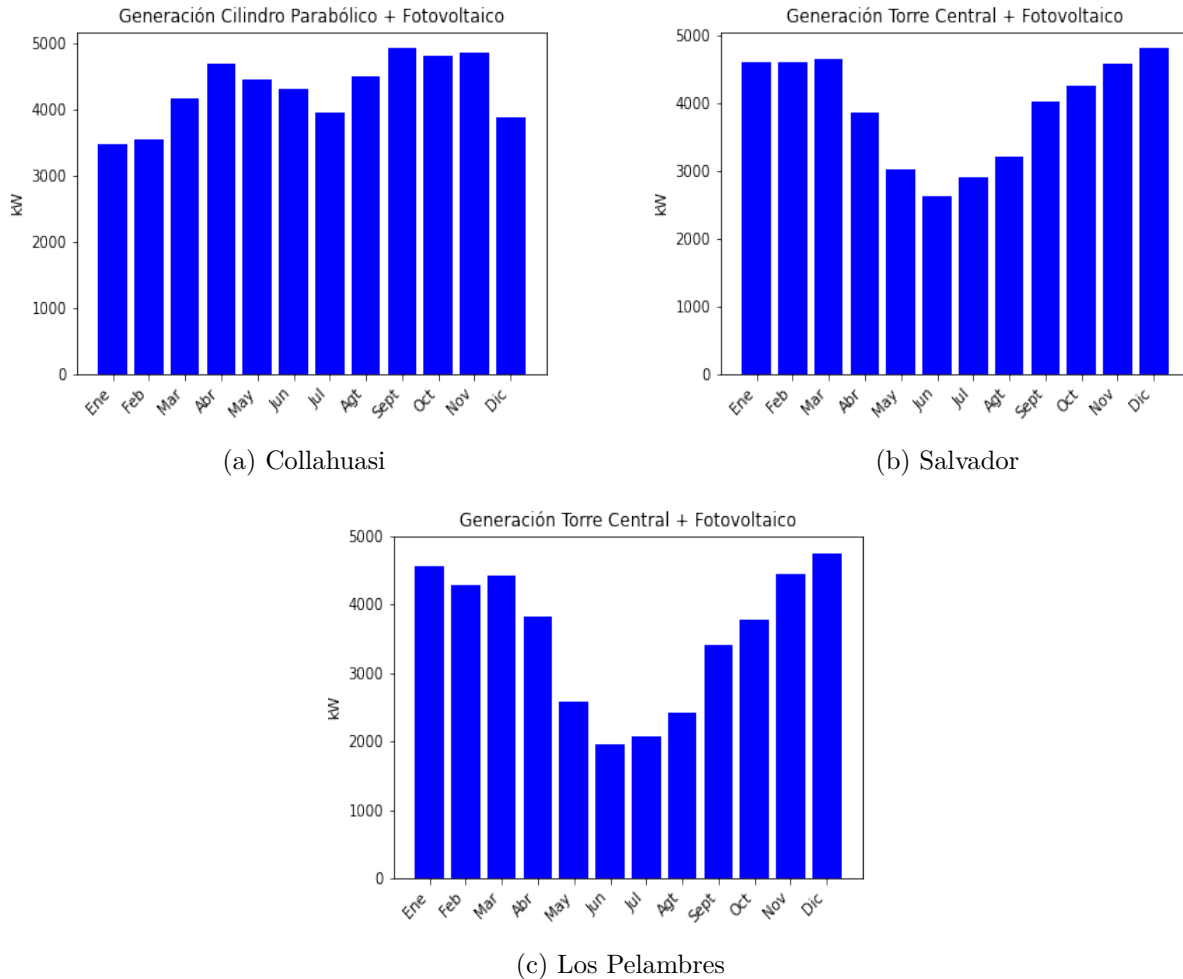


Figura 3.11: Generación mensual de tecnología de plantas híbridas

Estos resultados muestran el promedio de como estas plantas generarán electricidad durante el año, alcanzando en promedio valores muy cercanos a los 5MW durante meses de alta radiación. Sin embargo, mediante la configuración de la planta descrita en la metodología, es muy difícil que se alcance como promedio los 5MW ya que el máximo de generación son 5MW y, considerando estas configuraciones de planta y las condiciones climáticas, no es posible una generación máxima el 100 % del tiempo, ya que hay períodos en los que la planta fotovoltaica no genera energía y el almacenaje de energía no da abasto para que la planta CSP supla todas las horas del día, por lo que alcanzar los 5MW permanentes requeriría aumentar las dimensiones de la planta de forma que se realizaría con una inversión ineficiente de dinero. Por otro lado, todas las localidades presentan meses con una notable baja de generación (entre Mayo y Agosto) debido a la estacionalidad invierno/verano. Elevar la generación en estos períodos requeriría aumentar las dimensiones de la planta lo que significaría una mayor sobreenergación de energía en los otros meses y así desperdiciando energía. Esto significaría, nuevamente, invertir ineficientemente el dinero en busca de subir este porcentaje de genera-

ción. Por esto se debe buscar una fuente de energía auxiliar para poder suplir la energía en períodos de escasez solar.

Ahora, se muestra a continuación en la figura 3.6 los indicadores correspondientes a las tecnologías CSP y Fotovoltaica óptimas de las 3 localidades estudiadas:

Tabla 3.6: Características de plantas híbridas

Ubicación	Tecnología CSP	SM [-]	TES [h]	Uso de agua [m ³]	CAPEX total [MUSD]	OPEX total [MUSD]	LCOE [USD/MWh]	CF [-]
Collahuasi	Cilindro Parabólico	2.5	14	4,268	46.801	8.947	103.59	85.3%
Salvador	Torre Central	2.5	14	4,857	53.277	8.917	115.77	86%
Los Pelambres	Torre Central	2.5	16	4,577	53.896	8.692	142.43	71%

Es posible notar una gran disminución del LCOE en comparación a los resultados considerando solo la planta CSP. Bajó en 55.41 [USD/MWh] en Collahuasi, 61.13 [USD/MWh] en Salvador y 69.09 [USD/MWh] en Los Pelambres. Así también, los valores de CF subieron considerablemente, aumentando en un 35.4 % en Collahuasi, un 35.9 % en Salvador y un 28.8 % en Los Pelambres.

Esto muestra la gran simbiosis que tiene la tecnología CSP con la fotovoltaica, en donde se suple la falencia de flexibilidad de generación que tiene la planta fotovoltaica con el control de generación que tienen las plantas CSP. Por otro lado, la planta fotovoltaica influye con su bajo costo de generación al alto costo de generación que tienen las plantas CSP.

3.7. Comparación con planta Termoeléctrica a carbón

Ahora, con los indicadores de las plantas híbridas diseñadas se continúa realizando la comparación de estas, relacionando el valor del indicador de la planta híbrida con el de la Termoeléctrica a carbón ($LCOE = 80$ [USD/MWh]; $CF = [85\%]$), de la siguiente forma:

$$\%_{LCOE} = \left(1 - \frac{LCOE_{Hib}}{LCOE_{Termo}}\right) * 100 \quad (3.1)$$

$$\%_{CF} = \left(1 - \frac{CF_{Hib}}{CF_{Termo}}\right) * 100 \quad (3.2)$$

Tabla 3.7: Comparación de plantas híbridas c/r Termoeléctrica

Ubicación	Tecnología	%_{LCOE}	%_{CF}
Collahuasi	Cilindro Parabólico + Fotovoltaica	17.7 %	0.4 %
Salvador	Torre Central + Fotovoltaica	31.6 %	1.4 %
Los Pelambres	Torre Central + Fotovoltaica	61.9 %	-16.9 %

Se puede observar mediante el $\%_{LCOE}$ que el precio de generar energía con las plantas híbridas es desde un 18 % hasta un 62 % más caro que con una planta termoeléctrica a carbón. Ahora bien, observando el $\%_{CF}$, se puede notar que en la ubicación de Collahuasi y Salvador se puede generar un 0.35 % y un 1.45 % más de energía que una planta Termoeléctrica a carbón, no obstante, en Los Pelambres se puede generar un 16.89 % menos de lo que generaría una termoeléctrica a carbón.

Bajo las condiciones impuestas en este trabajo se puede decir que si se puede reemplazar una planta Termoeléctrica a carbón debido a que se puede producir la misma cantidad de energía con una planta híbrida, no obstante, dependerá de la localidad, ya que si no existe suficiente radiación solar en la zona no podrá igualar la cantidad de energía utilizando una configuración óptima de la planta. Por otro lado, la generación de energía siempre será más cara en el caso de las plantas híbridas, por lo que económicamente sería más viable invertir en una planta termoeléctrica a carbón.

Se debe destacar que el costo de estas plantas híbridas son fuertemente influenciadas por el factor escala debido a que se está diseñando una planta de 5MW, hecho el cual aumenta un 28 % la inversión del CAPEX en comparación a una planta de 100MW. Considerando que el CAPEX representa alrededor de un 86 % de la inversión total, si se desea instalar una planta de 100MW se puede mejorar el LCOE hasta un 24.1 % en las plantas híbridas, por lo que en el caso de Collahuasi, se podrá generar energía a menor costo que una termoeléctrica a carbón por un 6.1 % menos y, en el caso de Salvador y Los Pelambres, se generaría energía por un costo de 7.9 % y un 37.9 % mayor que una termoeléctrica a carbón respectivamente.

Capítulo 4

Conclusiones

Al haber concluido este trabajo, se puede afirmar que se pudo estudiar con éxito la viabilidad económica de una planta híbrida (CSP + Fotovoltaica) en la industria minera. Se realizó una investigación acerca del estado del arte de estas tecnologías donde se creó una base de información para generar un análisis económico. Se localizaron 3 minas activas, Collahuasi en la región de Tarapacá, Salvador en la de Atacama y Los Pelambres en la de Coquimbo para estudiar su recurso solar y estudiar la viabilidad de instalar una planta en estas ubicaciones. Utilizando el software SAM y Python se logró optimizar la configuración de las plantas y simular su generación en base a radiación solar de la zona, para luego calcular sus indicadores tecnoeconómicos LCOE y CF. Finalmente, se comparan los indicadores calculados con referencia de una planta termoeléctrica a carbón encontrados en la literatura para terminar con una recomendación al lector sobre estos resultados finales.

Se puede afirmar que las tecnologías de generación en base a recurso solar son una buena opción de utilizar los recursos renovables para generar electricidad, ahora bien, la mejor forma de utilizar este recurso es combinando la tecnología CSP con la Fotovoltaica. Se puede notar que el costo de la generación en la tecnología fotovoltaica es bajo, sin embargo, si no cuenta con un sistema de baterías eléctricas carece de disponibilidad energética a lo largo del día, característica vital en la minería ya que estas pueden producir hasta las 24 horas del día. Por otro lado, la tecnología CSP con almacenamiento térmico cuenta con una gran capacidad de disponibilidad energética pero su costo de producción eléctrica es caro en comparación a la fotovoltaica. Es por esto que realizar una combinación de ambas tecnologías puede dar como resultado una buena generación en base a recursos renovables, con una alta capacidad de planta a un precio competitivo con el mercado.

Es necesario destacar que realizar un trabajo de optimización a las configuraciones de las plantas, en este trabajo se pudo observar el impacto que puede tener aumentar o disminuir el SM y las horas de almacenamiento en el precio de generación de la energía o la cantidad de energía generada por la planta. La configuración óptima serán valores que variarán dependiendo de la radiación solar incidente, dando como resultado el tamaño del campo solar, las horas de almacenamiento térmico y el tipo de tecnología CSP más conveniente a utilizar.

En los resultados de las simulaciones se puede notar que hay una clara tendencia a obtener mejores resultados de los indicadores al ubicar la planta híbrida más al norte del país. La elección de la tecnología utilizada en la planta y sus dimensiones se realizan en base a los

indicadores LCOE y CF, los cuales buscan minimizar el costo monetario de implementar la planta con el LCOE y por otro lado maximizar la generación eléctrica con el CF, ambos factores importantes para la industria minera. En la ubicación de Collahuasi se obtuvo la planta con indicadores más favorables la cual consiste en una planta Fotovoltaica de 5.5MW más una planta Cilindro Parabólica de 5.2MW, un SM de 2.5 y 14 horas de almacenamiento. Esta planta producirá un 0.353 % más de energía que una termoeléctrica a carbón por un precio 18 % más caro (LCOE: 103.59 [USD/MWh]; CF:85.353 %). En el caso de Salvador y Los Pelambres lo más conveniente es instalar una planta Fotovoltaica de 5.5MW más una planta de Torre Central de 5.32MW, un SM de 2.5 con 14 y 16 horas de almacenamiento respectivamente. En el Salvador se logró generar energía a un costo 32 % más caro que una termoeléctrica a carbón y producirá un 1.43 % más (LCOE: 115.77 [USD/MWh]; CF: 86.43 %). En Los Pelambres se obtuvo una generación 62 % más caro que una termoeléctrica a carbón generando un 16.9 % menos (LCOE: 142.43 [USD/MWh]; CF: 71.1 %). Los valores de estas plantas son resultado de la radiación solar incidente de las zonas, donde no solo basta con tener altos niveles de radiación, sino que también deben tener mínimos de radiación moderados para poder mantener una generación estable y así tener indicadores suficientes para competir en el mercado de generación eléctrica.

Se debe notar que el tamaño de estas plantas es bajo en comparación a la capacidad a la que pueden llegar estas tecnologías. Esto aumenta considerablemente el costo de los componentes por el factor escala, elevando los valores del LCOE. Si se diseñara esta planta a una escala mayor, el LCOE tendría precios aún más competitivos en el mercado y hasta mejor en la localidad de Collahuasi.

Como conclusión, se puede afirmar que se puede reemplazar el uso de una termoeléctrica a carbón con una planta híbrida solar dependiendo de la radiación incidente en la zona. En zonas con una radiación alta y estable durante el año se podrá generar la misma cantidad de energía a un costo un poco mayor, por el contrario, si la zona presenta menor radiación y estabilidad, es posible utilizar estas tecnologías, pero el costo será mucho mayor y su capacidad de planta menor, por lo que se recomendaría estudiar alguna alternativa diferente. En todo caso, a pesar de que estos sistemas pueden abastecer los 5MW necesarios una gran parte del tiempo, es necesario contar con un sistema de energía auxiliar para proveer en los períodos en que el recurso solar no de abasto para suplir la demanda energética.

4.1. Trabajos Futuro

Visto que en este trabajo se estudia la viabilidad de implementar una planta híbrida de generación pequeña para la industria minera, un estudio que puede seguirle es considerar ahora una planta de generación más grande, ya que el efecto que tiene el factor escala alterará los valores de los indicadores económicos LCOE en las distintas tecnologías, mejorando su competitividad en el mercado. Esto a su vez, puede afectar a la elección de las tecnologías más óptimas en las distintas localidades.

Considerando también, que en este trabajo se estudian 3 tecnologías en 3 localidades distintas, se tuvo que priorizar el recurso computacional de forma que las simulaciones pueden ser aún mas precisas. En un estudio posterior, donde se aborde de forma más específica solamente una tecnología en una localidad, se podría realizar una simulación en la que el Turbine Fraction no sea representado por un día promedio, sino que utilizando un Turbine Fraction específico por cada día del año. Esto llevará a un cambio en la generación de la planta generando otros valores de LCOE y CF.

Finalmente se puede estudiar más a profundidad sistemas para aprovechar la energía en los casos de sobregeneración de las plantas. Existen diversas formas en las cuales se puede aprovechar el exceso de energía ya sea térmica o eléctrica tales como implementar un sistema de redireccionamiento de la energía eléctrica hacia la red, vendiendo la energía extra generada y así aprovechar más la capacidad de la planta generando ingresos por esta venta. Otra alternativa es utilizar la energía para algún proceso térmico que necesite calor dándole un uso al exceso de energía. Estos sistemas vendrán acompañados con un costo para llevarlas a cabo de forma que puede ser estudiados para luego ver el impacto en los indicadores tecnoeconómicos LCOE y CF.

Bibliografía

- [1] “Cambio climático”. <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/>. Accessed: 2023-9-20.
- [2] y Energía, V. d. M., “Balance energético nacional 2020”, En términos de energía final. Informe y resumen estadístico, Asunción. Accessed Aug, 2021.
- [3] de Energía de Chile, M., “Informe balance nacional de energía 2020”, p. 63, 2020.
- [4] Winkler, M. C., “Impactos socioeconómicos de la minería en chile”, rep. tec., 2023.
- [5] https://www.sernageomin.cl/pdf/anuario_de_%20la%20Mineria_de_Chile_2020_290621.pdf. Accessed: 2023-9-4.
- [6] Hirschmann, R. J., “Records on solar radiation in chile”, Solar Energy, vol. 14, no. 2, pp. 129–138, 1973.
- [7] Us Epa, O., “Emisiones de dióxido de carbono”, 2021.
- [8] de Minería, M., “Emisiones GEI en la minería del cobre al 2021 y análisis del contexto actual”, rep. tec., 2022.
- [9] CODELCO - Corporación Nacional del Cobre, “Historia”. <https://www.codelco.com/no-sotros/la-corporacion/historia>. Accessed: 2023-9-6.
- [10] CODELCO - Corporación Nacional del Cobre, “Mina chuquicamata: un gigante que funciona en perfecta sincronía”. <https://www.codelco.com/operaciones/chuquicamata/noticias/mina-chuquicamata-un-gigante-que-funciona-en-perfecta-sincronia>. Accessed: 2023-12-16.
- [11] Wikipedia contributors, “Panel fotovoltaico”. https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Panel_fotovoltaico&oldid=153156620. Accessed: NA-NA-NA.
- [12] Garrido, S. G., “RENOVETEC PLANTAS TERMOSOLARES”. <http://www.renovetec.com/limpiezaespejos.html>. Accessed: 2023-9-20.
- [13] Bukowski, M., Majewski, J., y Sobolewska, A., “Macroeconomic electric energy production efficiency of photovoltaic panels in single-family homes in poland”, Energies, vol. 14, no. 1, p. 126, 2020.
- [14] Grágeda, M., Escudero, M., Alavia, W., Ushak, S., y Fthenakis, V., “Review and multi-criteria assessment of solar energy projects in chile”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 59, pp. 583–596, 2016.
- [15] Zurita, A., Mata-Torres, C., Valenzuela, C., Felbol, C., Cardemil, J. M., Guzmán, A. M., y Escobar, R. A., “Techno-economic evaluation of a hybrid csp+ pv plant integrated with thermal energy storage and a large-scale battery energy storage system for base generation”, Solar Energy, vol. 173, pp. 1262–1277, 2018.
- [16] “CARACTERÍSTICAS DE LA RADIACIÓN SOLAR - IDEAM”. <http://www.ideam.>

- gov.co/web/tiempo-y-clima/caracteristicas-de-la-radiacion-solar. Accessed: 2023-9-6.
- [17] “Arquitectura sostenible conceptos: Bioclimáticos térmicos y solares”. <https://xn--diseo-rta.vip/arquitectura-sostenible-conceptos-bioclimaticos-termicos-solares-y-ventilacion/>, 2010. Accessed: 2023-9-20.
- [18] Serrano-Guerrero, X., Cantos, E., Feijoo, J.-J., Barragán-Escandón, A., y Clairand, J.-M., “Optimal tilt and orientation angles in fixed flat surfaces to maximize the capture of solar insolation: A case study in ecuador”, *Applied Sciences*, vol. 11, no. 10, p. 4546, 2021.
- [19] Alonso, J. A., “Radiación, irradiancia y azimut en fotovoltaica SunFields”. <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>, 2018. Accessed: 2023-9-20.
- [20] Mayo, P., “El coche solar no existe - espíritu RACER”. <https://espirituracer.com/repotajes/el-coche-solar-no-existe/>, 2019. Accessed: 2023-9-20.
- [21] Pandey, S., Kumar, R., y Panwar, K., “Calculation of inverter power clipping loss due to pv array oversizing”, *International Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 10, no. 4, 2019.
- [22] Elcacho, J., “Un cosmonauta ruso fotografía y elogia una gigantesca planta solar española”. <https://www.lavanguardia.com/natural/20210617/7536487/cosmonauta-ruso-fotografia-elogia-gigantesca-planta-solar-espanola.html>, 2021. Accessed: 2023-9-20.
- [23] “Instalación de captadores cilindro-parabólicos con seguimiento solar”. <https://www.agrificiente.cl/instalacion-captadores-cilindro-parabolicos-seguimiento-solar/>, 2017. Accessed: 2023-9-20.
- [24] Futura), A. D. e., “La primera planta solar del mundo con tecnología linear fresnel estará en murcia - ENERGÉTICA FUTURA - BLOG del autoconsumo energético actual y del futuro”. <https://energeticafutura.com/blog/la-primera-planta-solar-del-mundo-con-tecnologia-linear-fresnel-estara-en-murcia/>, 2010. Accessed: 2023-9-20.
- [25] O’Shaughnessy, E., Cruce, J., y Xu, K., “Solar pv curtailment in changing grid and technological contexts”, rep. tec., National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2021.
- [26] Peng, V., “What types of batteries are used in battery energy storage systems?”. <https://wattlogic.com/blog/types-of-battery-energy-storage-systems/>, 2021. Accessed: 2023-9-6.
- [27] Peiró Bell-lloch, G., Gasia, J., Miró, L., Prieto, C., y Cabeza, L. F., “Influence of the heat transfer fluid in a csp plant molten salts charging process”, *Renewable Energy*, 2017, vol. 113, p. 148–158, 2017.
- [28] Krishna, Y., Faizal, M., Saidur, R., Ng, K., y Aslfattahi, N., “State-of-the-art heat transfer fluids for parabolic trough collector”, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 152, p. 119541, 2020.
- [29] Karim, M., Naamane, S., Hassani, I. E. A. E., Delord, C., Belcadi, S., Tochon, P., y Bennouna, A., “Towards the prediction of csp mirrors wear: Methodology of analysis of influencing parameters on the mirrors surface degradation: Application in two different sites in morocco”, *Solar energy*, vol. 108, pp. 41–50, 2014.

- [30] Bazyari, S. *et al.*, “A study on the effects of solar tracking systems on the performance of photovoltaic power plants”, *Journal of Power and Energy Engineering*, vol. 2, no. 04, p. 718, 2014.
- [31] Bespalko, S. *et al.*, “Overview of the existing heat storage technologies: Sensible heat”, *Acta Innovations*, no. 28, pp. 82–113, 2018.
- [32] Jouhara, H., Żabnieńska-Góra, A., Khordehghah, N., Ahmad, D., y Lipinski, T., “Latent thermal energy storage technologies and applications: A review”, *International Journal of Thermofluids*, vol. 5, p. 100039, 2020.
- [33] Airò Farulla, G., Cellura, M., Guarino, F., y Ferraro, M., “A review of thermochemical energy storage systems for power grid support”, *Applied Sciences*, vol. 10, no. 9, p. 3142, 2020.
- [34] “CONCENTRATING SOLAR POWER”. <https://pubdocs.worldbank.org/en/849341611761898393/WorldBank-CSP-Report-Concentrating-Solar-Power-Clean-Power-on-Demand-24-7-FINAL.pdf>. Accessed: 2023-9-7.
- [35] Islam, M. T., Huda, N., Abdullah, A., y Saidur, R., “A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (csp) technologies: Current status and research trends”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 987–1018, 2018.
- [36] https://www.researchgate.net/publication/319999058_Disenio_de_un_metodo_genetico_paralelo_para_la_optimizacion_continua_del_campo_de_heliostatos/figures?lo=1. Accessed: 2023-9-20.
- [37] Merchán, R., Santos, M., Medina, A., y Hernández, A. C., “High temperature central tower plants for concentrated solar power: 2021 overview”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 155, p. 111828, 2022.
- [38] Almasabi, A., Alobaidli, A., y Zhang, T., “Transient characterization of multiple parabolic trough collector loops in a 100 mw csp plant for solar energy harvesting”, *Energy Procedia*, vol. 69, pp. 24–33, 2015.
- [39] “Tecnología solar termoelectrica – SMI energías renovables”. <https://smienergias.wordpress.com/category/energia-solar/energia-solar-termoelectrica/tecnologia-solar-termoelectrica/>. Accessed: 2023-9-20.
- [40] Scalco¹, P., Copetti, J. B., Macagnan, M. H., y de Oliveira, J. D., “Linear fresnel solar collector concentrator—a review”, 2021.
- [41] Sait, H. H., Martinez-Val, J. M., Abbas, R., y Munoz-Anton, J., “Fresnel-based modular solar fields for performance/cost optimization in solar thermal power plants: A comparison with parabolic trough collectors”, *Applied Energy*, vol. 141, pp. 175–189, 2015.
- [42] Morin, G., Dersch, J., Platzer, W., Eck, M., y Häberle, A., “Comparison of linear fresnel and parabolic trough collector power plants”, *Solar energy*, vol. 86, no. 1, pp. 1–12, 2012.
- [43] Zeghoudi, A., Debbache, M., y Hamidat, A., “Contribution to minimizing the cosine loss in a thermodynamic solar tower power plant by a change in the target position”, *European Journal of Electrical Engineering*, vol. 19, no. 5-6, pp. 367–374, 2017.
- [44] Boilers, T., “What is thermal power Plant:How does it Work,Principle & diagrams”.

- <https://www.thermodyneboilers.com/components-working-thermal-power-plant/>, 2023. Accessed: 2023-9-12.
- [45] “Central termoeléctrica - central termoeléctrica”. <https://www.curriculumnacional.cl/estudiantes/Educacion-General/Ciencias-Naturales-6-basico/CN06-OA-08/25455:Central-termoelectrica>. Accessed: 2023-9-20.
- [46] Bhatia, S., *Advanced renewable energy systems*, (Part 1 and 2). CRC Press, 2014.
- [47] Blanco, M., *Advances in concentrating solar thermal research and technology*. Woodhead Publishing, 2016.
- [48] Ritchie, H., Roser, M., y Rosado, P., “Energy”, *Our World in Data*, 2022.
- [49] Us Epa, O., “Power sector evolution”, 2022.
- [50] Zhao, Z.-Y., Chen, Y.-L., y Thomson, J. D., “Levelized cost of energy modeling for concentrated solar power projects: A china study”, *Energy*, vol. 120, pp. 117–127, 2017.
- [51] Musi, R., Grange, B., Sgouridis, S., Guedez, R., Armstrong, P., Slocum, A., y Calvet, N., “Techno-economic analysis of concentrated solar power plants in terms of levelized cost of electricity”, en *AIP Conference Proceedings*, vol. 1850, AIP Publishing, 2017.
- [52] Ibarra-Berastegi, G., Sáenz, J., Ulazia, A., Serras, P., Esnaola, G., y Garcia-Soto, C., “Electricity production, capacity factor, and plant efficiency index at the mutriku wave farm (2014–2016)”, *Ocean Engineering*, vol. 147, pp. 20–29, 2018.
- [53] Franchini, G., Perdichizzi, A., Ravelli, S., y Barigozzi, G., “A comparative study between parabolic trough and solar tower technologies in solar rankine cycle and integrated solar combined cycle plants”, *Solar Energy*, vol. 98, pp. 302–314, 2013.
- [54] Barigozzi, G., Bonetti, G., Franchini, G., Perdichizzi, A., y Ravelli, S., “Solar hybrid combined cycle performance prediction influence of gas turbine model and spool arrangements”, *Journal of engineering for gas turbines and power*, vol. 134, no. 12, 2012.
- [55] Morosini, E., Gentile, G., Binotti, M., y Manzolini, G., “Techno-economic assessment of small-scale solar tower plants with modular billboard receivers and innovative power cycles”, en *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 2385, p. 012109, IOP Publishing, 2022.
- [56] Behar, O., Sbarbaro, D., y Morán, L., “A practical methodology for the design and cost estimation of solar tower power plants”, *Sustainability*, vol. 12, no. 20, p. 8708, 2020.
- [57] de Chile, G., “GUÍA PARA LA DESCRIPCIÓN DE PROYECTOS DE CENTRALES SOLARES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SEIA”, rep. tec., 2017.
- [58] “Projected costs of generating electricity 2020”. <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>. Accessed: 2023-12-4.
- [59] Solar, J. P. S., “Precio del carbono: una de las herramientas más eficaces y rentables para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero e impulsar la innovación limpia”. <https://acuerdochilecanada.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2022/10/Cambio-Climatico-2022-Charla-Chile-Canada-Agreement.pdf>. Accessed: 2024-2-13.
- [60] Sáez, J. A. C. y Derecho y desarrollo institucional en materia ambiental, A. E. e., “Nuevo sistema de compensación de emisiones. oportunidades y alternativas al pago de los impuestos verdes - país circular”. <https://www.paiscircular.cl/transicion-energetica/nu>

[evo-sistema-nacional-de-compensacion-de-emisiones-oportunidades-y-alternativas-al-pago-de-los-impuestos-verdes/](#), 2023. Accessed: 2024-2-13.

- [61] Feldman, D., Ramasamy, V., Fu, R., Ramdas, A., Desai, J., y Margolis, R., “Us solar photovoltaic system and energy storage cost benchmark (q1 2020)”, rep. tec., National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2021.
- [62] Eceiza, M. F., Schöttl, P., y Torres, F., “Solar tower lcoe in chile: Comparative study”. https://www.fraunhofer.cl/content/dam/chile/es/documents/csetdocument/presentaciones/seminario-26-27-mayo/3_Maitane_Ferreres_Solar%20tower%20lcoe%20in%20Chile_final%20version.pdf. Accessed: 2023-12-21.
- [63] Khan, J. y Arsalan, M. H., “Solar power technologies for sustainable electricity generation—a review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 414–425, 2016.
- [64] Turchi, C. S., Boyd, M., Kesseli, D., Kurup, P., Mehos, M. S., Neises, T. W., Sharan, P., Wagner, M. J., y Wendelin, T., “Csp systems analysis-final project report”, rep. tec., National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2019.
- [65] Rivera, L. M. y Flores, H. V., “Techno-economic analysis of a solar tower csp plant with thermal energy storage in southern honduras”, en *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, vol. 813, p. 012002, IOP Publishing, 2021.
- [66] Aly, A., Bernardos, A., Fernandez-Peruchena, C. M., Jensen, S. S., y Pedersen, A. B., “Is concentrated solar power (csp) a feasible option for sub-saharan africa?: Investigating the techno-economic feasibility of csp in tanzania”, *Renewable energy*, vol. 135, pp. 1224–1240, 2019.
- [67] Awan, A. B., Zubair, M., Praveen, R., y Bhatti, A. R., “Design and comparative analysis of photovoltaic and parabolic trough based csp plants”, *Solar Energy*, vol. 183, pp. 551–565, 2019.
- [68] Kurup, P. y Turchi, C. S., “Parabolic trough collector cost update for the system advisor model (sam)”, rep. tec., National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2015.
- [69] Fu, R., Feldman, D. J., y Margolis, R. M., “Us solar photovoltaic system cost benchmark: Q1 2018”, rep. tec., National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2018.
- [70] Rathod, A. P. S., Mittal, P., y Kumar, B., “Analysis of factors affecting the solar radiation received by any region”, en *2016 International Conference on Emerging Trends in Communication Technologies (ETCT)*, pp. 1–4, IEEE, 2016.
- [71] “Mapa minero de chile - sociedad nacional de minería”. <https://www.sonami.cl/mapa-minero/>. Accessed: 2023-10-24.
- [72] “Explorador solar”. <https://solar.minenergia.cl/exploracion>. Accessed: 2023-10-25.
- [73] Alexopoulos, S. y Hoffschmidt, B., “Advances in solar tower technology”, *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, vol. 6, no. 1, p. e217, 2017.

ANEXO

Tabla .1: Características de plantas óptimas de Torre Central

Torre Central	Tamaño Campo de Heliostatos [m ²]	Altura de Torre [m]	Uso de agua anual [m ³]	CAPEX [MUSD]	OPEX [MUSD]	SM [-]	TES [h]	LCOE [USD/MWh]	CF [-]	PUNTAJE
Collahuasi	61,857	50	4,504	47.337	0.544	2.5	14	186.9	48.0%	0.210
Salvador	62,680	49.44	4,857	47.179	0.549	2.5	14	176.9	50.1%	0.236
Los Pelambres	61,857	50	4,577	47.797	0.534	2.5	16	211.5	42.2%	0.249

Tabla .2: Características de plantas óptimas Cilindro Parabólico

Cilindro Parabólico	Tamaño Campo de Heliostatos [m ²]	Uso de agua anual [m ³]	CAPEX [MUSD]	OPEX [MUSD]	SM [-]	TES [h]	LCOE [USD/MWh]	CF [-]	PUNTAJE
Collahuasi	57,728	4,268	40.702	0.551	2.5	14	159.0	49.9%	0.237
Salvador	57,228	5,253	38.262	0.540	2.5	12	166.8	44.5%	0.215
Los Pelambres	57,228	4,595	38.262	0.520	2.5	12	208.5	35.3%	0.210

Tabla .3: Características de plantas óptimas Fresnel

Fresnel	Tamaño Campo de Heliostatos [m ²]	Uso de agua anual [m ³]	CAPEX [MUSD]	OPEX [MUSD]	SM [-]	TES [h]	LCOE [USD/MWh]	CF [-]	PUNTAJE
Collahuasi	63,960	1,810	44.847	0.532	2.5	16	175.56	48.6%	0.220
Salvador	63,960	1,814	42.456	0.526	2.5	14	176.57	45.6%	0.215
Los Pelambres	63,960	1,575	42.456	0.504	2	16	222.519	36.0%	0.207