



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

**ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE UNA PLANTA DE TORRE
CENTRAL CON DIFERENTES CONFIGURACIONES, CONSIDERANDO UN
RECURSO SOLAR VARIABLE DEBIDO A NUBOSIDAD**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

EMILIO IGNACIO CASTRO SALAMANCA

PROFESORA GUÍA:
MÓNICA ZAMORA ZAPATA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ÁLVARO VALENCIA MUSALEM
FELIPE VALENCIA ARROYAVE

SANTIAGO DE CHILE
2022

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
MECÁNICO
POR: EMILIO IGNACIO CASTRO SALAMANCA
FECHA: 2022
PROF. GUÍA: MÓNICA ZAMORA ZAPATA

ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE UNA PLANTA DE TORRE CENTRAL CON DIFERENTES CONFIGURACIONES, CONSIDERANDO UN RECURSO SOLAR VARIABLE DEBIDO A NUBOSIDAD

La motivación principal de este estudio yace en aportar en el área de las energías renovables, ya que éstas son las tecnologías que se están haciendo cada vez más presentes como una forma de mitigar el cambio climático. Además, en los últimos años en Chile se han desarrollado leyes para fomentar el crecimiento del país en el ámbito del cuidado ecológico. En este contexto, la producción eléctrica a partir de energías renovables será un pilar a futuro, continúa en desarrollo y va por buen camino, por lo que el aporte científico es fundamental para fortalecer cada vez más esta área.

Una de las principales tecnologías de concentración solar son las plantas de torre central, la cual se basa en concentrar la energía solar para poder transformarla en energía eléctrica. Sin embargo, los días no están siempre soleados, es por esto que el objetivo de este trabajo es estudiar la producción eléctrica de una planta de torre central considerando la variabilidad solar debido a nubosidad evaluando diferentes niveles de almacenamiento térmico y múltiplo solar, con datos subhorarios. Estas tres variables son factores muy importantes que requieren ser evaluados para poder ser más precisos en el diseño de una planta solar.

Para lograr el objetivo mencionado se selecciona una localidad con alta radiación solar en Chuquicamata, en la que existe disponibilidad de mediciones gracias a una estación solar instalada en el lugar. Estos datos de irradiancia, más el uso de un modelo teórico de irradiancia en cielo claro, se llevan a un programa llamado *System Advisor Model* para calcular la generación eléctrica correspondiente a una planta de concentración solar de torre central y comparar los dos casos correspondientes a cielo claro y nubosidad. Se simulan diferentes casos de almacenamiento y múltiplo solar, y a partir de los resultados se compara la variabilidad del recurso solar con la de la producción eléctrica a partir de indicadores de variabilidad.

En los resultados se obtiene que la variabilidad puede ser mitigada mediante el aumento del múltiplo solar y las horas de almacenamiento térmico, siendo estos factores complementarios, pudiendo generar un máximo de energía eléctrica mediante la combinación correcta de las variables mencionadas. Por otro lado, los indicadores comparados no son muy claros al mostrar evidencia de la relación entre la variabilidad solar por nubosidad y la generación eléctrica de la planta. De forma cuantitativa según los resultados, para una planta de 115 [MW] la menor diferencia de producción ocurre con múltiplo solar 3 y 5 horas de almacenamiento con sólo un 7.84 % de pérdidas.

*Una eternidad esperé
este instante*

Agradecimientos

Han sido siete largos años de estudio y esfuerzo, durante los cuales he pasado por un sinfín de momentos de todos colores y formas, y siempre he hecho lo posible para mantener la determinación para seguir adelante. Me siento fantástico por haber llegado hasta aquí y de presentar mi tesis de ingeniería civil mecánica, que ya era hora.

Quiero agradecer a las personas que han sido parte de este viaje y han contribuido a que pudiera llegar hasta aquí. A mi mamá, mi papá y a Tati que han sido pilares fundamentales en gran parte de este tiempo, a mis amigos Sam, Sylvana, Cata, Cid, Esteban, principalmente, y por otro lado Felipe, Nacho, Amaranta, Kian, Daniela, France, mi abuelita y mis tías por parte de mi familia, y a todos aquellos que formaron parte de esta larga caminata en la montaña. También quiero mencionar a mi profesora guía Mónica que me ha dedicado el tiempo cuando fue necesario.

Cada uno ha tenido un papel ya sea grande o pequeño en mi éxito y los aprendizajes que he logrado, y estoy agradecido por su apoyo. Aunque ha sido un camino largo y a veces desafiante, siempre he sabido que podía contar con ustedes y eso ha sido una motivación para continuar.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.1.1. Algunos antecedentes previos	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Alcances	2
2. Antecedentes	4
2.1. Concentración de energía solar	4
2.1.1. Torre central	6
2.1.1.1. Receptores	7
2.1.1.2. Campo de helióstatos	8
2.1.1.3. Almacenamiento	10
2.1.2. Pérdidas típicas en concentración solar	11
2.1.3. Múltiplo solar	13
2.1.4. Horas de almacenamiento	13
2.2. Ciclos de potencia	13
2.3. Recursos y variabilidad solar	14
2.3.1. Recurso solar	14
2.3.2. Variabilidad solar	15
2.3.2.1. Indicadores	16
2.3.3. Modelo de cielo claro	18
3. Metodología	19
3.1. Selección de ubicación	19
3.1.1. Adaptación de la base de datos	21
3.1.1.1. Mediciones de la estación solar	22
3.1.1.2. Modelo de cielo claro	24
3.2. Desarrollo de modelos	24
3.2.1. Torre central	24
3.2.2. Ciclo de potencia	25
3.3. Simulación	26
3.3.1. Selección de los días	26
3.3.2. Variables y análisis de sensibilidad	27
3.3.3. Configuración	28
3.4. Cálculo de indicadores	34

3.4.1.	Variabilidad solar	34
3.4.2.	Producción eléctrica	34
4.	Resultados	35
4.1.	Variabilidad solar	35
4.2.	Producción eléctrica	39
4.2.1.	Múltiplo solar 1	39
4.2.1.1.	Sin almacenamiento	39
4.2.1.2.	Comparación con almacenamiento	42
4.2.2.	Múltiplo Solar 2	43
4.2.2.1.	Sin almacenamiento	43
4.2.2.2.	5 horas de almacenamiento	46
4.2.2.3.	10 horas de almacenamiento	47
4.2.2.4.	15 horas de almacenamiento	49
4.2.2.5.	Análisis general	50
4.2.3.	Múltiplo solar 3	51
4.2.3.1.	Sin almacenamiento	51
4.2.3.2.	5 horas de almacenamiento	53
4.2.3.3.	10 horas de almacenamiento	54
4.2.3.4.	15 horas de almacenamiento	55
4.2.3.5.	Análisis general	57
4.2.4.	Máximo en producción	57
4.2.5.	Mínima variabilidad	58
4.2.5.1.	Variabilidad de potencia	58
4.2.5.2.	Índice de variabilidad	59
4.2.5.3.	Porcentaje de producción	60
4.2.5.4.	Análisis general	60
4.2.6.	Otras comparaciones	61
4.2.6.1.	Comparación con diferentes potencia de diseño	61
4.2.6.2.	Comparación con diferentes rendimientos del ciclo	62
5.	Conclusiones	63
	Bibliografía	65
	Anexo	67
A.	Resultados	67
A.1.	Gráficos de producción diaria	67
A.1.1.	Múltiplo solar 1	67
A.2.	Gráficos de comparación de indicadores	70

Índice de Tablas

3.1.	Información de identificación de los datos (Fuente: Ayuda de SAM).	21
3.2.	Datos requeridos y usados para la simulación (Fuente: Ayuda de SAM).	22
3.3.	Datos de entrada para el modelo de cielo claro.	24
3.4.	Simulaciones realizadas	28
3.5.	Dimensiones de la planta según el múltiplo solar.	28
4.1.	Índices de variabilidad solar por día.	39
4.2.	Indicadores de variabilidad de potencia en el caso sin almacenamiento y múltiplo solar 1.	42
4.3.	Indicadores de variabilidad de potencia en el caso de 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.	42
4.4.	Indicadores de variabilidad de potencia en el caso de 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.	42
4.5.	Indicadores de variabilidad de potencia en el caso de 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.	43
4.6.	Indicadores de variabilidad de potencia en el caso sin almacenamiento y múltiplo solar 2.	45
4.7.	Indicadores de variabilidad de potencia en el caso con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.	47
4.8.	Indicadores de variabilidad de potencia en el caso con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.	49
4.9.	Indicadores de variabilidad de potencia en el caso con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.	50
4.10.	Indicadores de variabilidad de potencia en el caso sin almacenamiento y múltiplo solar 3.	52
4.11.	Indicadores de variabilidad de potencia en el caso de 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.	54
4.12.	Indicadores de variabilidad de potencia en el caso de 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.	55
4.13.	Indicadores de variabilidad de potencia en el caso de 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.	57
4.14.	Producción anual.	58
4.15.	Variabilidad de potencia para múltiplo solar 1.	58
4.16.	Variabilidad de potencia para múltiplo solar 2.	59
4.17.	Variabilidad de potencia para múltiplo solar 3.	59
4.18.	Índice de variabilidad para múltiplo solar 1.	59
4.19.	Índice de variabilidad para múltiplo solar 2.	59
4.20.	Índice de variabilidad para múltiplo solar 3.	60

4.21.	Porcentaje de producción de las mediciones con respecto al máximo (modelo de cielo claro).	60
4.22.	Comparación de la energía generada en función a diferentes potencias de diseño.	61
4.23.	Comparación de la energía generada en función a diferentes rendimientos.	62

Índice de Ilustraciones

2.1.	Fresnel Lineal [3].	5
2.2.	Colector de cilindro parabólico [3].	5
2.3.	Disco parabólico [3].	5
2.4.	Torre central [3].	6
2.5.	Ciclo completo de una planta solar de torre central. Fuente: SAM	7
2.6.	Tipos de receptores de torre central. Arriba se encuentran dos imágenes del receptor de cavidad, abajo de izquierda a derecha se encuentran el receptor externo y el volumétrico [5]	8
2.7.	Helióstato y sus partes (adaptado de [6]).	9
2.8.	Distribución del campo de helióstatos.	9
2.9.	Sistema de almacenamiento de tanques de sales fundidas (Fuente: Crescent Dunes).	10
2.10.	Tipos de almacenamiento en tanques de sales fundidas [8]	11
2.11.	Sombreado.	12
2.12.	Bloqueo.	12
2.13.	Efecto coseno.	12
2.14.	Ciclo de rankine [10].	14
3.1.	Estación solar [20].	20
3.2.	Explorador solar, condiciones climáticas [14].	20
3.3.	Configuración del ciclo de Rankine utilizado en el modelo del bloque de potencia [22].	26
3.4.	Coefficiente de variación versus índice de cielo despejado promediado para cada día. Marcados en rojo de izquierda a derecha están el 18 de junio, el 16 de mayo y el 3 de enero.	27
3.5.	Valores de diseño de la planta.	29
3.6.	Configuración del campo de helióstatos.	30
3.7.	Datos por defecto de la sección de campo de helióstatos.	31
3.8.	Sección de torre y receptor.	32
3.9.	Características del receptor.	32
3.10.	Datos por defecto de la sección del ciclo de potencia.	33
3.11.	Datos por defecto de la sección de almacenamiento térmico.	34
4.1.	Comparación de irradiancia horizontal directa (DNI) el 3 de enero del 2011.	35
4.2.	Comparación de irradiancia horizontal directa (DNI) el 16 de mayo del 2011.	36
4.3.	Comparación de irradiancia horizontal directa (DNI) el 18 de junio del 2011.	36
4.4.	Comparación de índice de cielo claro calculado para los 3 días.	37
4.5.	Diferencia índice de cielo claro calculado el 3 de enero del 2011.	37
4.6.	Diferencia índice de cielo claro calculado el 16 de mayo del 2011.	38
4.7.	Diferencia índice de cielo claro calculado el 18 de junio del 2011.	38

4.8.	Datos de producción eléctrica el 3 de enero sin almacenamiento y múltiplo solar 1.	40
4.9.	Datos de producción eléctrica el 16 de mayo sin almacenamiento y múltiplo solar 1.	40
4.10.	Datos de producción eléctrica el 18 de junio con múltiplo solar 1 y sin almacenamiento.	40
4.11.	Datos de producción eléctrica el 3 de enero sin almacenamiento y múltiplo solar 2.	44
4.12.	Datos de producción eléctrica el 16 de mayo sin almacenamiento y múltiplo solar 2.	44
4.13.	Datos de producción eléctrica el 18 de junio sin almacenamiento y múltiplo solar 2.	44
4.14.	Datos de producción eléctrica el 3 de enero con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.	46
4.15.	Datos de producción eléctrica el 16 de mayo con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.	46
4.16.	Datos de producción eléctrica el 18 de junio con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.	47
4.17.	Datos de producción eléctrica el 3 de enero con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.	48
4.18.	Datos de producción eléctrica el 16 de mayo con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.	48
4.19.	Datos de producción eléctrica el 18 de junio con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.	48
4.20.	Datos de producción eléctrica el 3 de enero con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.	49
4.21.	Datos de producción eléctrica el 16 de mayo con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.	49
4.22.	Datos de producción eléctrica el 18 de junio con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.	50
4.23.	Datos de producción eléctrica el 3 de enero sin almacenamiento y múltiplo solar 3.	51
4.24.	Datos de producción eléctrica el 16 de mayo sin almacenamiento y múltiplo solar 3.	52
4.25.	Datos de producción eléctrica el 18 de junio sin almacenamiento y múltiplo solar 3.	52
4.26.	Datos de producción eléctrica el 3 de enero con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.	53
4.27.	Datos de producción eléctrica el 16 de mayo con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.	53
4.28.	Datos de producción eléctrica el 18 de junio con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.	54
4.29.	Datos de producción eléctrica el 3 de enero con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.	54
4.30.	Datos de producción eléctrica el 16 de mayo con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.	55
4.31.	Datos de producción eléctrica el 18 de junio con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.	55
4.32.	Datos de producción eléctrica el 3 de enero con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.	56

4.33.	Datos de producción eléctrica el 16 de mayo con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.	56
4.34.	Datos de producción eléctrica el 18 de junio con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.	56
A.1.	Datos de producción eléctrica el 3 de enero con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.	67
A.2.	Datos de producción eléctrica el 16 de mayo con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.	67
A.3.	Datos de producción eléctrica el 18 de junio con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.	68
A.4.	Datos de producción eléctrica el 3 de enero con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.	68
A.5.	Datos de producción eléctrica el 16 de mayo con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.	68
A.6.	Datos de producción eléctrica el 18 de junio con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.	69
A.7.	Datos de producción eléctrica el 3 de enero con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.	69
A.8.	Datos de producción eléctrica el 16 de mayo con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.	69
A.9.	Datos de producción eléctrica el 18 de junio con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.	70
A.10.	Comparación de indicadores para cada almacenamiento con múltiplo solar 1.	70
A.11.	Comparación de indicadores para cada almacenamiento con múltiplo solar 2.	71
A.12.	Comparación de indicadores para cada almacenamiento con múltiplo solar 3.	71

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En primer lugar, este trabajo está motivado por un tema principal que va más allá de solamente el objetivo general. La realidad presente en el mundo es que el promedio de temperatura de este se eleva constantemente, lo que amenaza la supervivencia de las especies que conviven en el planeta. Debido a esto, se realiza el Acuerdo de París en 2015, que compromete a los países relacionados a combatir el cambio climático y restringir el aumento de temperatura promedio del planeta en $2 [^{\circ}C]$ o menos. Para alcanzar este objetivo de temperatura a largo plazo, los países propusieron reducir al máximo las emisiones de gases de efecto invernadero lo antes posible para lograr un planeta con clima estable para mediados de siglo.

Chile se encuentra entre estos países y ha estado implementando medidas que restringen las emisiones, por ejemplo, en abril del 2021 se anunció que al 2025 se cerrarán el 50 % de las centrales a carbón en Chile [1]. Esto provocaría una baja en la producción energética, entonces, es necesario cubrir esta falta en la matriz, llegando hasta necesitar un crecimiento del 12 % de la producción de energías renovables al 2030 [2]. Es debido a esto que se requiere ir avanzando en el desarrollo tecnológico en Chile, y Cerro Dominador con la planta híbrida de concentración solar y fotovoltaica ha dado un gran paso en este tema en el país y Latinoamérica.

Ahora, considerando la urgencia con la que se debe trabajar revirtiendo el cambio climático y las herramientas que se tienen como futuro ingeniero, se hace más fácil aportar para desarrollar de mejor forma las tecnologías que ayudarán a la mitigación cambio climático.

1.1.1. Algunos antecedentes previos

Una de las tecnologías que tiene un gran potencial son las plantas de concentración solar de potencia (CSP), la cual consiste en redirigir los rayos solares mediante espejos hacia un concentrador que puede ser lineal (tubos) o puntual (receptor central). Estos concentradores transfieren el calor recibido hacia un fluido calo-portador, el que transmite la energía térmica que permite hacer mover turbinas y a su vez el generador eléctrico quien logra transformar la energía mecánica en energía eléctrica que se inyecta a la red. Algunos de los factores que

pueden intervenir en la radiación solar que llega a la superficie terrestre es la presencia de nubes, es por esto que se hace relevante estudiar cómo afecta este fenómeno en la generación de energía en estas plantas.

Una de los formatos en los que se presentan las plantas de concentración solar son las plantas de torre central, en las que la radiación llega a un campo de espejos que siguen al sol y reflejan los rayos solares hacia un receptor ubicado en parte superior de una torre. En este receptor se concentra la energía y se transmite al fluido calo-portador mencionado anteriormente. Este calor se puede llevar directamente a la máquina térmica que transforma la energía térmica a mecánica y luego a eléctrica, pero también está el caso en el que este fluido a alta temperatura se almacene en tanques especiales para utilizar esta energía en el momento que se requiera, ya sea cuando no exista disponibilidad del recurso o momentos de mayor demanda.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo general del presente Trabajo de Título es estudiar la producción eléctrica de una planta de torre central evaluando diferentes niveles de múltiplo solar y almacenamiento térmico, considerando un recurso solar variable debido a nubosidad con datos subhorarios usando el programa System Advisor Model (SAM).

1.2.2. Objetivos específicos

Para lograr el objetivo principal se deben cumplir los siguientes objetivos específicos:

1. Evaluar y seleccionar una localidad con datos disponibles para realizar el estudio.
2. Desarrollar una simulación que permita contrastar las variables estudiadas: variabilidad solar y generación eléctrica.
3. Evaluar los efectos de diferentes niveles de almacenamiento térmico y múltiplo solar en la planta simulada.
4. Comparar resultados de producción eléctrica mediante indicadores generados.

1.3. Alcances

El Trabajo de Título a desarrollar está acotado por los siguientes puntos:

- Se estudia la variabilidad solar con datos de radiación con una resolución de 10 minutos.
- El estudio se limita a una localidad.
- Para las simulaciones se utiliza el programa System Advisor Model.

- El estudio cuenta con la combinación de 3 casos de múltiplo solar y 4 casos de almacenamiento térmico.
- Para las simulaciones se considera un ciclo de potencia Rankine estándar de características descritas en la metodología.
- Para el almacenamiento se simula con el uso de sales térmicas de características descritas en la metodología.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1. Concentración de energía solar

Los sistemas de concentración solar de potencia (CSP por sus siglas en inglés) constan de diversos espejos que reflejan la radiación solar hacia un receptor, en el que hay un fluido que almacena y transporta el calor recibido, este puede ser agua/vapor, aceite térmico, sales fundidas, aire, entre otros, y puede ser almacenado para posteriormente transferir este al fluido de trabajo del ciclo de potencia (o motor dependiendo del sistema definido), a partir del cual se genera electricidad. También se puede utilizar el vapor de agua directamente sin almacenamiento para hacer mover la turbina del ciclo de potencia.

El reflejo de la luz solar puede ser de 2 formas: con un sistema de receptores lineales y con un sistema de receptores puntuales. Los sistemas lineales comprenden conjuntos largos de matrices de espejos que concentran el sol en uno o más receptores en una línea, como un tubo, que siguen al sol en una sola dirección y, por lo general, tienen un seguidor solar de un eje (dirección este-oeste). El sistema puntual adopta reflectores de seguimiento de dos ejes y un receptor fijo sobre una estructura, la que recibe toda la radiación reflejada.

Las principales tecnologías son las mencionadas de receptor lineal y puntual. Las que corresponden a sistemas de receptor lineal son Reflector Fresnel Lineal (Linear Fresnel Receiver) y Colector Cilíndrico Parabólico (Parabolic Trough Collector). Por otro lado, los sistemas que corresponden a receptores puntuales son Torre Central (Solar Power Tower) y Disco parabólico (Parabolic Dish). En la práctica, y dada la magnitud de la planta de concentración puntual de torre central, esta logra índices de concentración mucho más altos que las tecnologías de enfoque lineal, a partir de esto se pueden lograr temperaturas más altas, lo que permite que exista el potencial para conseguir mejores rendimientos en los ciclos de potencia [3].

A continuación, en las Figuras 2.1 y 2.2 se aprecian diagramas de las tecnologías de receptor lineal Lineal Fresnel y Cilíndrico Parabólico respectivamente.

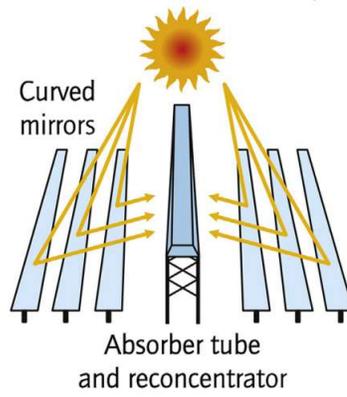


Figura 2.1: Fresnel Lineal [3].

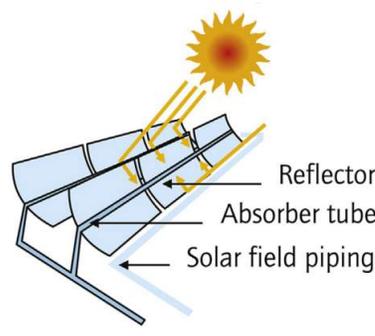


Figura 2.2: Colector de cilindro parabólico [3].

En las Figuras 2.3 y 2.4 se muestran los diagramas de las tecnologías de receptor central, que corresponden a Disco Parabólico y Torre Central respectivamente.

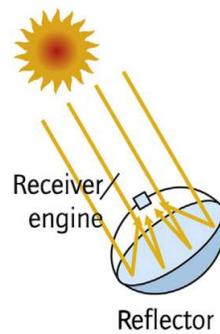


Figura 2.3: Disco parabólico [3].

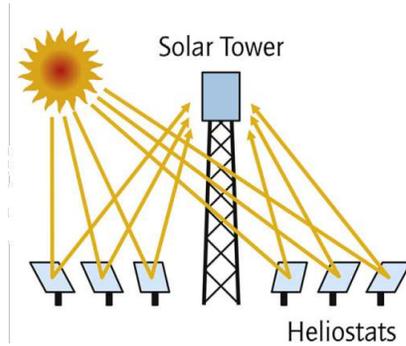


Figura 2.4: Torre central [3].

2.1.1. Torre central

Los sistemas de receptores centrales consisten en un gran campo lleno de espejos de dos ejes (helióstats), cada uno con una superficie que puede abarcar desde $20 [m^2]$ hasta $200 [m^2]$, y un receptor ubicado en la parte superior de una torre central como se ve en la Figura 2.4. La distancia máxima desde los heliostats más lejanos al receptor supera fácilmente 1 kilómetro en centrales eléctricas de unos $10 [MW_{el}]$ de capacidad [3]. Los fluidos de transferencia de calor que se utilizan habitualmente son sales fundidas y agua/vapor, también se utiliza aire de forma menos recurrente [4]. El receptor colocado en la parte superior de la torre, ubicado a más de 200 metros de altura en la mayoría de los casos, generalmente es un intercambiador de calor de haz de tubos, el cual también puede colocarse dentro de una cavidad para reducir las pérdidas de calor. La radiación solar concentrada se absorbe dentro del volumen del material y se transfiere al aire que se aspira a través de la estructura. Este concepto de receptor “volumétrico” permite una excelente transferencia de calor y factores de concentración muy altos, debido a que la radiación reflejada se concentra toda en este receptor. A continuación se ven los componentes del sistema, el cual se aprecia completamente en la Figura 2.5, en la que se muestran los dos ciclos presentes en la planta, los cuales corresponden al ciclo solar que pasa por la torre, los tanques y los intercambiadores de calor (colores burdeo y naranja), y el segundo ciclo es el de la máquina térmica (colores celeste y rojo).

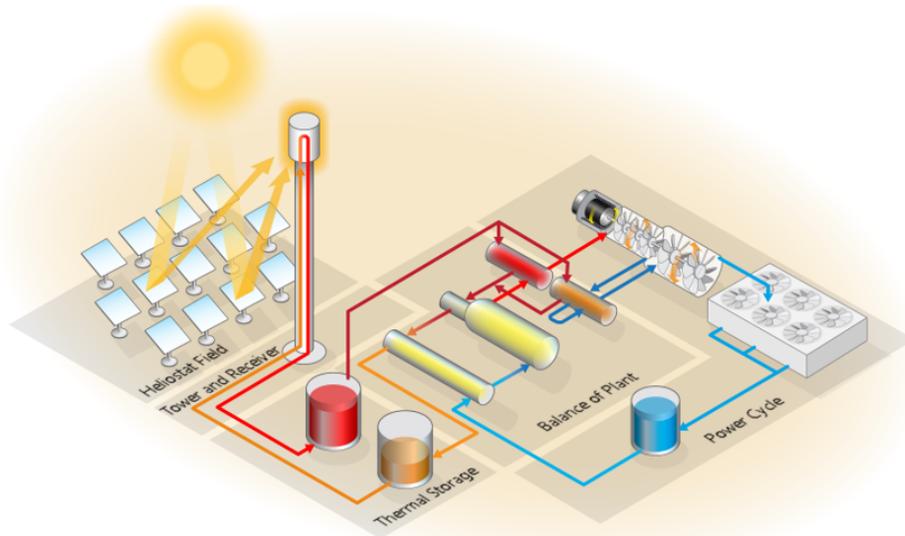


Figura 2.5: Ciclo completo de una planta solar de torre central. Fuente: SAM

2.1.1.1. Receptores

En diferentes diseños, el receptor es una matriz fija, como una rejilla, una malla de alambre, espuma, un panel, etc., o una matriz en movimiento, como partículas (generalmente sólidas). En todos los casos, el receptor solar está diseñado para asemejarse a un cuerpo negro en su capacidad de captar la mayor cantidad de radiación solar reflejada mediante cavidades, tubos pintados de negro, paneles o absorbentes volumétricos porosos.

Dentro de las necesidades de cada planta, se han desarrollado diversos tipos de receptores de torre central que se ajustan a lo requerido. Dentro de lo más usado en recepción directa están los receptores externos, de cavidad y los volumétricos (Fig. 2.6). Los receptores de cavidad son usados normalmente cuando el campo de heliostatos están orientados hacia el norte o el sur, dependiendo del hemisferio, también se usan en plantas con el campo rodeando la torre, pero se utiliza más de un receptor. Por el lado del receptor volumétrico, como su nombre lo indica, permiten que la radiación solar concentrada penetre y se absorba en todo el volumen del receptor. Una de las ventajas de los receptores mencionados, es que gracias a que son cavidades, las múltiples reflexiones internas permiten que la radiación se mantenga dentro del receptor. En cuanto al receptor externo, la idea para asemejarse a un cuerpo negro es utilizar paneles externos negros que absorban la mayor cantidad de radiación, la ventaja de esto es que tienen forma cilíndrica (ideal ya que son paneles), que permite que el campo pueda rodear la torre y el receptor absorba de todas direcciones.

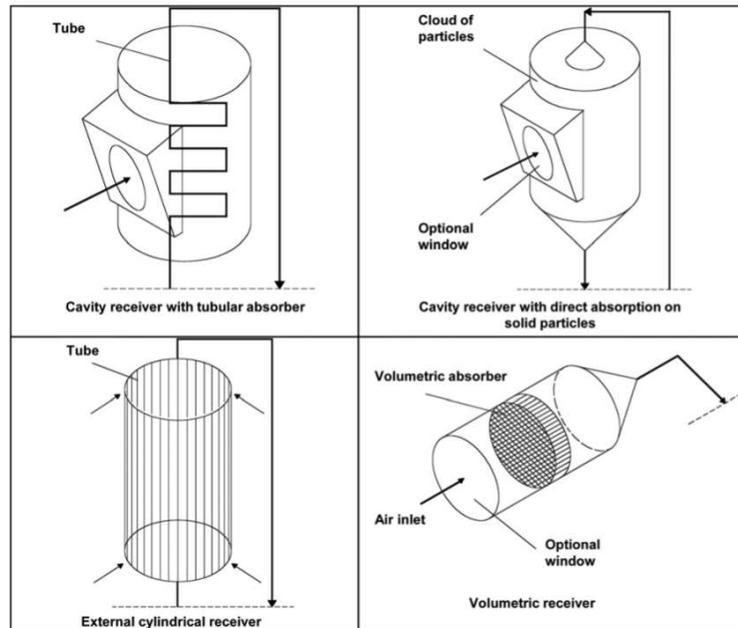


Figura 2.6: Tipos de receptores de torre central. Arriba se encuentran dos imágenes del receptor de cavidad, abajo de izquierda a derecha se encuentran el receptor externo y el volumétrico [5]

Existen otros tipos de receptores menos utilizados, o utilizados solo para fines de investigación. Un ejemplo de esto pueden ser las torres con receptores secundarios, que ubican un helióstato gigante en alto (con la altura de una torre convencional) que refleja la radiación recibida a un receptor ubicado en el suelo. Otra tecnología investigada es el uso de cortinas de sólidos en movimiento, como arena que actúan como un flujo que recibe la radiación y la almacena para posteriormente transmitirla a un fluido de trabajo (Fig. 2.6 arriba a la derecha).

2.1.1.2. Campo de helióstatos

Un helióstato es un instrumento que consiste en un espejo por el cual un rayo de sol es reflejado constantemente en dirección al receptor, el mencionado se encuentra montado en un eje movido por un mecanismo de relojería o por un sistema hidráulico con tal de poder realizar un seguimiento para maximizar la radiación recibida. Este puede estar hecho de vidrio y con estructuras metálicas o de membranas reflectoras en la superficie. En los sistemas de recepción lineal los helióstatos tienen normalmente solo un grado de libertad (este-oeste) en el eje que los sostiene, en cambio los puntuales tienen dos grados de libertad (Figura 2.7).

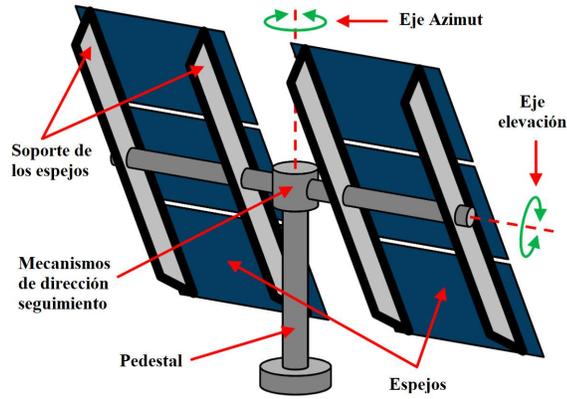


Figura 2.7: Helióstato y sus partes (adaptado de [6]).

Los componentes básicos de un helióstato son: la superficie reflectora compuesta de varios espejos, la estructura de soporte en conjunto al mecanismo de dirección y por último el sistema de control y seguimiento.

En cuanto a la distribución del campo de helióstatos, este se hace tal que reduzca las pérdidas por bloqueo o por sombra y a su vez también se intenta reducir el espacio del campo. Existen dos tipos generales de distribución, los cuales son: el campo que rodea la torre y refleja la radiación de forma que cubre todo el contorno del receptor en la cima de la torre, y el que se encuentra hacia el norte o sur de la torre que refleja la radiación solo hacia un lado (Fig. 2.8). El hemisferio es el que define el sector, es decir, estando en el hemisferio norte el campo debe estar al norte de la torre, por el contrario, en el hemisferio sur este se debe ubicar al sur de la torre, esto se hace para evitar pérdidas por el efecto coseno que se verá en una sección posterior.



(a) Campo que rodea la torre (Fuente: Cerro Dominador).



(b) Campo ubicado hacia el norte/sur de la torre (Fuente: PS10 y PS20).

Figura 2.8: Distribución del campo de helióstatos.

Es importante considerar que cada helióstato apunta a un punto en específico del receptor, esto debido a que de esta forma se distribuye mejor el calor en el receptor y a su vez en el fluido calo-portador. Además, para el caso de sales fundidas, si varios helióstatos apuntaran a un mismo punto, la temperatura se podría elevar lo suficiente para quemar las sales y estas perderían sus propiedades.

2.1.1.3. Almacenamiento

El almacenamiento es uno de los factores que permite que la producción eléctrica a partir de concentración solar térmica deje de ser volátil y pueda producirse electricidad en la noche, o en momentos en los que el recurso esté menos disponible a pesar de la falta de la fuente de energía directa. Además, gracias a esto se vuelve una gran ventaja en comparación a la producción de energía eléctrica a partir de los paneles fotovoltaicos.

Existen diversos tipos de almacenamiento de la energía solar, pero el más utilizado es el de dos tanques que contienen sales fundidas (Figura 2.9), en el que uno contiene las sales frías y el otro las calientes. Además de ser una tecnología madura, está siendo de las más utilizada con la mayoría de las nuevas plantas que se han estado implementando a lo largo de los últimos 3 años y muchas de las plantas futuras de concentración solar [3][4]. Este sistema consta de almacenamiento de sales fundidas en dos tanques, uno frío y uno caliente, los cuales se mantienen entre aproximadamente 290 y 565 [°C] [3], permitiendo que se mantengan las sales a una temperatura adecuada. Las sales normalmente son de nitratos, cloruros y fluoruros, que mantienen un estado líquido alrededor de los 200 [°C], temperatura a la cual las sales se congelan, y a los 590 [°C] las sales se degradan perdiendo sus propiedades térmicas.



Figura 2.9: Sistema de almacenamiento de tanques de sales fundidas (Fuente: Crescent Dunes).

Los principales factores que influyen en el diseño de un sistema de almacenamiento son la demanda de energía, la potencia de diseño, el múltiplo solar, la temperatura requerida en el ciclo y la eficiencia. La demanda se menciona ya que el uso que se le da a esta energía y el horario en el que se distribuye, en el caso de Chile, es el Coordinador Eléctrico Nacional el encargado de asignar los horarios y la cantidad de energía a distribuir desde las plantas energéticas [7]. La temperatura es uno de los factores que influye en el almacenamiento ya que de esta depende el rendimiento global del ciclo de potencia, este mejora al aumentar la temperatura máxima que se transfiere al sistema que genera energía. La eficiencia del sistema de almacenamiento es relevante ya que también depende el tipo que se utiliza, si es directo o indirecto y los materiales para disminuir las pérdidas. Por último se puede mencionar también que al utilizar un sistema de almacenamiento se requiere recibir una mayor cantidad

de energía, ya que las horas solares son limitadas, por lo tanto es necesario captar más de lo que se requiere entregar durante el día, para así poder disponer en la noche de la energía recibida durante el día.

En la Fig. 2.10 se pueden apreciar los dos tipos de almacenamiento según el uso del fluido de trabajo que transfiere el calor recibido en el receptor. El tipo directo utiliza las sales mismas para recibir la radiación en el receptor y luego se almacena en los tanques. En contraparte, en el sistema indirecto las sales fundidas solo pasan del tanque de sales frías al caliente absorbiendo lo recibido del receptor, para retornar al frío una vez transmitan el calor al ciclo de potencia.

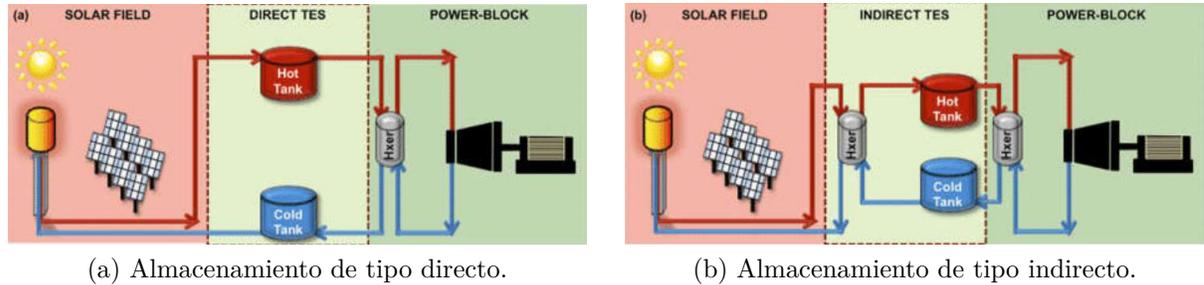


Figura 2.10: Tipos de almacenamiento en tanques de sales fundidas [8]

Sales térmicas

Siendo los tanques de almacenamiento una de las principales formas de almacenamiento, dentro de esto, lo más utilizado son sales térmicas para transportar y guardar en estos tanques la energía recibida. Una de las sales que se usan corresponde a la mezcla eutéctica de 60 % de $NaNO_3$ (nitrato de sodio) y 40 % KNO_3 (nitrato de potasio), la que consigue almacenar energía en forma de calor sensible, que puede ser expresado con la Ecuación 2.1, donde Q es el calor, T la temperatura, m la masa y C_p es el calor específico con sus unidades respectivas.

$$Q = C_p m \Delta T \quad (2.1)$$

El punto de fusión de esta mezcla se encuentra alrededor de los 220 [°C], además es químicamente estable para temperaturas de hasta 590 [°C] aproximadamente, por lo que para poder aprovechar su potencial se almacena en tanques con una temperatura mínima de aproximadamente 280 – 290 [°C] y una temperatura máxima de aproximadamente 565 – 575 [°C]. El calor específico de la sal pura es de aproximadamente los 1.47 [kJ/(Kkg)] variando levemente en función de la temperatura a la que se encuentre [9].

2.1.2. Pérdidas típicas en concentración solar

- Sombreado (shading): Es una forma de que un heliostato impida que la luz solar llegue a otro, porque se solapa en algún momento del día, no permitiendo la reflexión y posterior llegada al receptor solar (Fig. 2.11).

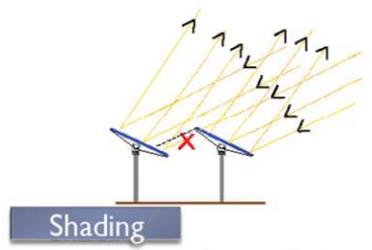


Figura 2.11: Sombreado.

- Bloqueo (blocking): Similar al caso anterior, pero tras reflejar la radiación, la luz es bloqueada por el panel frontal impidiendo que llegue al receptor (Fig. 2.12).

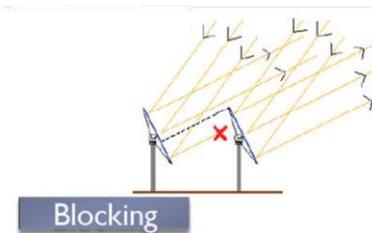


Figura 2.12: Bloqueo.

- Efecto coseno: En la reflexión de los rayos en un espejo, la radiación efectiva por unidad de área en un plano perpendicular a los rayos incidentes es mayor a la recibida por un plano inclinado ya que la superficie receptora del espejo es mayor siendo la radiación constante.

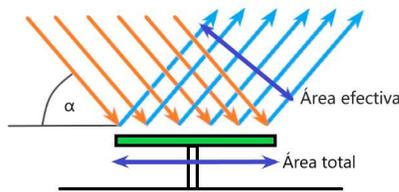


Figura 2.13: Efecto coseno.

- Reflectividad imperfecta: Debido a que los heliostatos no son perfectos, no reflejan el 100% de la radiación que les llega, ya sea por defectos en la superficie, imperfecciones en la forma, falta de limpieza, entre otros.
- Atenuación atmosférica: Hay parte de la radiación que llega al heliostato o la que ya fue reflejada que es absorbida por diferentes partículas en la atmósfera, tales como arena, aerosoles, humedad del ambiente o el mismo aire presente. Algunas formas de representarla son algunos índices de claridad y la transmitividad.
- Derrame (spillage): Al reflejar la radiación, puede suceder que no llegue exactamente al punto receptor sino que llegue al entorno, perdiendo parte de la energía que llega de los heliostatos.

2.1.3. Múltiplo solar

El múltiplo solar MS es un factor que describe la relación entre la capacidad de captura térmica del receptor solar P_r [MW_t] y la potencia térmica de diseño de la turbina en el ciclo de potencia P_d [MW_t].

$$MS = \frac{P_r}{P_d} \quad (2.2)$$

En el caso de que exista almacenamiento en una planta, esta se diseña para que proporcione energía cuando el recurso solar no esté disponible. Para cargar el sistema de almacenamiento y paralelamente producir energía eléctrica se requiere de un excedente de energía, lo que da como resultado un mayor campo solar y mayor capacidad del receptor, y con esto un múltiplo solar mayor a 1.

2.1.4. Horas de almacenamiento

Una forma de medir el almacenamiento en una planta, es mediante las horas de almacenamiento, que corresponden a la relación entre la capacidad de almacenamiento (energía térmica CA_t medida en [MWh_t]) y la potencia térmica necesaria para producir electricidad a plena capacidad durante una hora (potencia térmica P_t medida en [MW_t]).

$$HA = \frac{CA_t [MWh_t]}{P_t [MW_t]} \quad (2.3)$$

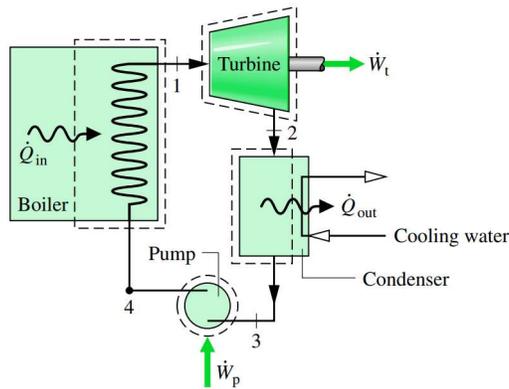
2.2. Ciclos de potencia

Un ciclo de potencia corresponde a una máquina térmica encargada de transformar calor en trabajo mecánico. Esta tiene una eficiencia delimitada por la eficiencia termodinámica de un ciclo de Carnot.

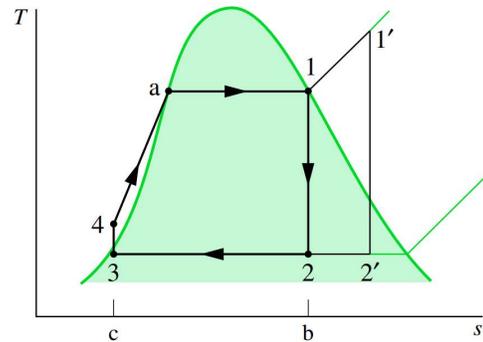
Para el caso de las plantas de concentración solar, el calor que transforma el ciclo, es el proporcionado por la radiación solar obtenida de las formas descritas anteriormente.

Ciclo de Rankine

El ciclo de Rankine consiste en un ciclo de potencia en el que el fluido de trabajo principal es el agua/vapor. El sistema básico consta de 4 componentes base, y los sistemas o formas que intentan mejorar el rendimiento funcionan sobre esta, estos son una bomba para aumentar la presión del fluido, un intercambiador de calor que le transmite calor al fluido, la turbina que gracias a la expansión del vapor logra rotar un generador eléctrico para producir energía, y por último un enfriador que vuelve al fluido a su estado base para completar el ciclo (Fig. 2.14).



(a) Esquema del ciclo.



(b) Diagrama T-S teórico del ciclo termodinámico.

Figura 2.14: Ciclo de Rankine [10].

Lo que ocurre en cada segmento del proceso ideal se detalla a continuación:

- Segmento 1-2: La turbina es movida por el fluido, ocurriendo una expansión isentrópica de este último, pasando vapor saturado a tener un título de saturación.
- Segmento 2-3: El condensador vuelve al fluido a presión constante del estado de vapor con título a líquido saturado para que la bomba pueda funcionar correctamente.
- Segmento 3-4: La bomba eleva la presión isentrópicamente.
- Segmento 4-a-1: La caldera o intercambiador de calor le proporciona al fluido el calor necesario para volver a tener un estado de vapor saturado para volver a la turbina. El punto *a* indica donde el agua llega al punto de líquido saturado.

2.3. Recursos y variabilidad solar

2.3.1. Recurso solar

La magnitud relevante para los productores de energía y los operadores de la red es la producción de energía de una central eléctrica en un momento dado. Como la variabilidad de la salida de potencia refleja la variabilidad solar incidente, comprender y cuantificar la variabilidad de la radiación permite acercarse a la medición de cuantificar y comprender la variabilidad de la producción de energía.

Para comenzar se tiene que la Irradiancia Solar Extraterrestre, es decir, la energía que llega constantemente al exterior de la atmósfera es la cantidad total de energía solar por unidad de área presente en cada momento fuera de la atmósfera terrestre, por lo tanto, varía a lo largo del año, sin embargo, para muchos fines prácticos se la considera constante y se le asigna el valor de $1367 [W/m^2]$. La cantidad de energía que llega a la superficie terrestre es menor a ese valor dado debido a que existen diversos fenómenos que impiden que la radiación llegue en su totalidad, los cuales son principalmente la absorción de energía por la misma atmósfera

y algunos otros componentes presentes en el ambiente tales como agua, polvo, nubes, entre otros, y por otro lado la reflexión de la radiación también provocada por la atmósfera y los componentes presentes reducen la energía que llega a la superficie terrestre.

A continuación, dentro de las variables más utilizadas se encuentran:

- Irradiancia global horizontal (GHI [W/m^2]): Corresponde a la energía procedente de toda la bóveda celeste por unidad de tiempo que llega a un área determinada horizontal paralela al suelo.
- Irradiancia directa normal (DNI [W/m^2]): Corresponde a la energía por unidad de tiempo que llega a un determinado lugar procedente del disco solar medida en la dirección del rayo incidente.
- Irradiancia difusa horizontal (DHI [W/m^2]): Corresponde a la energía procedente de toda la bóveda celeste por unidad de tiempo excepto a la procedente del disco solar que llega a un área determinada horizontal paralela al suelo.
- Irradiancia global inclinada (GTI [W/m^2]): Corresponde a la energía procedente de toda la bóveda celeste por unidad de tiempo que llega a un área con cierta inclinación determinada.

La relación existente entre las primeras 3 variables es la siguiente:

$$GHI = DNI \cdot \cos(\phi) + DHI \quad (2.4)$$

Donde ϕ es la elevación solar, el cual es el ángulo entre los rayos del sol y la recta perpendicular al plano horizontal.

Una de las variables relevantes para las plantas de concentración solar es el DNI ya que es la energía que se puede reflejar al receptor. Por otra parte, una de las variables consideradas para las plantas fotovoltaicas es el GHI y el GTI ya que la radiación que se intenta transformar en energía eléctrica es la que llega a una superficie desde cualquier dirección.

2.3.2. Variabilidad solar

El estudio de la variabilidad solar incorpora tanto la geometría solar predecible como los efectos de las nubes y el estado meteorológico. Sabiendo ya cómo medir los factores relativos al sol, tales como la radiación y la geometría involucrada, resta saber cómo cuantificar los efectos relativos al clima, y algunas variables útiles para esto son: el índice de claridad K_t (clearness sky index) que corresponde a la razón entre el GHI e irradiancia extraterrestre, y el índice de cielo despejado K_t^* (clear sky index) que corresponde a la razón entre el GHI medido y el GHI de cielo despejado. En general se suele preferir K_t^* ya que elimina de manera más efectiva los efectos de la geometría solar en niveles más bajos de elevaciones solar y tiene un rango más intuitivo [11].

Para medir la variabilidad solar también se necesita un lapso de tiempo a medir (t) y una discretización correspondiente (Δt), la cual debe ser significativamente más pequeña (ej: $t = 1$ día, $\Delta t = 1$ minuto; $t = 4$ días, $\Delta t = 1$ hora).

En el ámbito de investigación existen diversas áreas en las que se estudia la variabilidad solar, como por ejemplo la influencia sobre plantas fotovoltaicas y las de concentración solar, en los que se podría ver el tipo de nubes que afectan en mayor o menor medida al rendimiento de una planta.

En [12], se estudia el rendimiento del receptor de una planta de concentración solar en función al tipo de nubes que pasan e inciden sobre la radiación que llega al campo, y los resultados indican que las nubes más grandes son las que más afectan negativamente en la distribución de calor en el receptor. Para esto se propone una estrategia de optimización de la dirección a la que apuntan los helióstatos, consiguiendo así regular la distribución de calor en el receptor. En segundo lugar, se demuestra también que el uso de la estrategia óptima de orientación de los helióstatos permitiría aumentar el rendimiento del receptor en un 1 %, y luego se ve que la distribución de nubes que más afecta negativamente a la distribución térmica del receptor es cuando una gran cantidad de nubes pequeñas pasa por el campo.

2.3.2.1. Indicadores

Una parte de la investigación mostrada en [13] se centra en estudiar las diversas formas de métricas de evaluación de variabilidad solar que recopilan de diversos artículos, y ven cómo las formas de medición representan esta variable y la relación que tienen estas métricas entre sí. Algunas de las métricas están enfocadas en el estudio de centrales fotovoltaicas. La base de datos para evaluar las métricas es información obtenida del Explorador Solar [14] que corresponde a la radiación que llega a la superficie en todo Chile. A su vez, [11] muestra una de las formas de medir la variabilidad solar según el índice de cielo despejado, además muestra cómo medir variabilidad en la potencia a la salida del generador eléctrico.

A continuación se hace una recopilación de las métricas que se utilizan para cuantificar la variabilidad solar, y que se utilizan en la metodología, evaluando la que puede ser más útil para este trabajo.

En [13] se clasifican de tres formas diferentes, los indicadores con enfoque estadístico, determinista y probabilístico. En este caso se revisan solamente los casos estadísticos y deterministas. Estos están definidos sobre la irradiancia global horizontal (GHI), pero como el caso que se está estudiando es de una planta de concentración solar, la variable que más importa es la irradiancia directa normal (DNI), por lo que se definen a continuación con esta última.

Enfoque estadístico

- Variabilidad nominal: Corresponde a la variación del índice de cielo despejado en el tiempo $\Delta Kt_{\Delta t}^*$. Y a partir de esto, se plantea en [11] el uso de la *Variabilidad nominal* como se muestra a continuación en la Ecuación 2.5, en donde se calcula la desviación estándar de la variable mencionada.

$$Variabilidad\ Nominal = \sigma(\Delta Kt_{\Delta t}^*) = \sqrt{Var[\Delta Kt_{\Delta t}^*]} \quad (2.5)$$

- Variabilidad de potencia [11]: A pesar de no ser un indicador directo de la radiación, también se considera ya que puede mostrar la variabilidad en la potencia resultante de la planta energética. Al igual que el indicador anterior, se calcula mediante la desviación estándar.

$$Variabilidad\ de\ potencia = \sigma(\Delta P_{\Delta t}) = \sqrt{Var[\Delta P_{\Delta t}]} \quad (2.6)$$

- Coeficiente de variación [15]: Corresponde a un coeficiente adimensional, en el que σ es la desviación estándar y μ el promedio de la variable, que en este caso es el valor de la irradiancia directa normal (DNI). Este indicador se desarrolla con el fin de comparar variabilidad en diferentes sectores de una localidad, se concluye en la investigación que este valor es una medida adecuada para caracterizar la variabilidad interanual.

$$CV = \frac{\sigma_{DNI}}{\mu_{DNI}} \quad (2.7)$$

Enfoque determinista

- Índice de variabilidad [16]: Un valor que al igual que los anteriores se puede definir en períodos de tiempos arbitrarios y es adimensional por definición. Según muestra la investigación, el indicador: primero es capaz de clasificar periodos de tiempo para realizar comparaciones entre ellos, segundo, puede clasificar los sitios según la frecuencia de tiempo y la magnitud de los transitorios, y tercero, es una métrica que puede ser prevista para permitir la planificación energética. Los valores de DNI y $DNIcs$ corresponden a la irradiancia medida y la de cielo despejado respectivamente, y Δt es el paso del tiempo definido.

$$VI = \frac{\sum_{k=2}^{k=n} \sqrt{(DNI_k - DNI_{k-1})^2 + (\Delta t)^2}}{\sum_{k=2}^{k=n} \sqrt{(DNIcs_k - DNIcs_{k-1})^2 + (\Delta t)^2}} \quad (2.8)$$

$$VI_{\Delta t} = \frac{VI_{t=1}}{\sqrt{\Delta t}} \quad (2.9)$$

- Tasa de rampa agregada diaria (Daily Aggregate Ramp Rate) [17]: Se propone un esquema de caracterización para clasificar días de acuerdo a su variabilidad en 5 categorías definidas arbitrariamente por los investigadores. Este indicador se basa en un valor definido como la tasa de cambio en una planta de potencia en una escala de tiempo determinada (*Ramp Rate*). Este indicador se calcula como la suma de los valores absolutos de la diferencia de los cambios de la radiación en un Δt de un minuto, normalizado con una irradiancia C de 1000 [W/m^2], y en el caso de plantas de producción eléctrica C corresponde a la capacidad nominal de la planta (output neto estimado).

$$DARR = \sum_{k=1}^{k=1440} \frac{|DNI_k - DNI_{k-1}|}{C} \quad (2.10)$$

En este caso, la investigación sugiere una clasificación por categorías para determinar qué tan claro está el cielo según el resultado del indicador:

- Categoría 1: $DARR < 3$
- Categoría 2: $3 \leq DARR < 13$
- Categoría 3: $13 \leq DARR < 23$
- Categoría 4: $23 \leq DARR < 33$
- Categoría 5: $33 \leq DARR$

2.3.3. Modelo de cielo claro

Como se menciona anteriormente, una de las maneras de obtener un indicador que muestre qué tan despejado está el cielo es el *índice de cielo claro*, el cual compara la irradiancia medida con la irradiancia en un día despejado. Es debido a lo anterior que se hace necesario obtener el punto de referencia en este caso, el cual es la irradiancia con el cielo despejado, y para esto se utiliza un modelo de cielo despejado basado en [18].

El modelo se basa en calcular la irradiancia de cielo despejado en base a un factor llamado *coeficiente de turbidez de Linke*, el cual caracteriza la transparencia de la atmósfera, incluyendo factores como la cantidad de aerosoles y agua presente en esta.

Este cálculo se hace efectivo mediante una librería de código abierto *pvl* [19], la cual se utiliza para crear la base de datos de irradiancia en cielo claro en una localidad y tiempo determinados.

Capítulo 3

Metodología

Para poder realizar un estudio de la variabilidad solar, se requieren mediciones que reflejen los rápidos cambios de las nubes, es por esto que para el desarrollo de este trabajo se utilizan mediciones de una estación solar. En segundo lugar, se requiere una resolución temporal lo suficientemente fina para que el paso de las nubes sea representado de una forma más significativa, siendo un factor determinante para la selección de la ubicación.

Además de lo anterior, se define un caso base teórico, creado a partir de un modelo de cielo claro en la ubicación seleccionada, y teniendo las dos situaciones se realiza una comparación de forma más cuantitativa.

Teniendo los casos presentes, se requieren ciertos indicadores que reflejen qué tanta variabilidad solar existe y su influencia en la producción eléctrica, a la vez que puedan exponer también cómo afecta el tamaño del sistema de almacenamiento térmico en la producción. Para conseguir estos indicadores, se realiza la simulación de la producción con el programa System Advisor Model (SAM).

El programa SAM se elige ya que es una plataforma con una amplia gama de herramientas que permiten diseñar cuantitativamente plantas de producción eléctrica a partir de energías renovables, y con este estudio se logran conocer las herramientas relativas a la planta de torre central en mayor profundidad. Cabe mencionar que este es un programa de diseño, el cual no está pensado para simular operación, pero debido a que es ampliamente utilizado para representar el output de una planta de torre central, se utiliza en este caso para conocer las limitaciones en la simulación de esta planta de producción.

3.1. Selección de ubicación

Para comenzar, se determinan las condiciones principales que debe tener la localidad a estudiar. Dado que los factores atmosféricos presentes que se evaluarán de la variabilidad solar son principalmente las nubes, se impone que el cielo debe ser claro y con baja contaminación presente para que la única intervención sea la de las nubes. Adicionalmente, para mejorar el rendimiento de la planta y ver mejor las diferencias de radiación debido a variabilidad solar, se elige un lugar que tenga una alta radiación anual. Por último se busca que exista

disponibilidad de los datos de medición a utilizar, estos datos deben tener una alta resolución temporal para que se puedan apreciar mejor la variabilidad solar.

Una de las localidades con las características descritas se encuentra en el sector de Calama, en la región de Antofagasta, en la que existe una estación de medición solar, más específicamente en Chuquicamata (estación solar [20]). Esta localidad se elige ya que se considera un lugar con datos realistas en los que se puede instalar una planta solar. Esta estación es la segunda más cercana a la planta de Cerro Dominador, y es la que tiene mayor radiación anual según el explorador solar de las más cercanas a la planta mencionada.

A partir de [20] se pueden obtener los datos medidos de radiación de entre 2010 y 2012 con una resolución temporal de 10 minutos. Los datos de la estación solar y el mapa de la localidad se muestran en las Figuras 3.1 y 3.2 respectivamente.

Tipo ▾	Nombre (código) ▾	Primera Observación ▾	Última Observación ▾	Latitud ▾	Longitud ▾	Elevación (msnm) ▾	Altura Torre (m) ▾
	Salar (Chuquicamata) (SLAR)	2010-05-20	2013-01-01	22.34°S	68.88°O	2407	4

Figura 3.1: Estación solar [20].

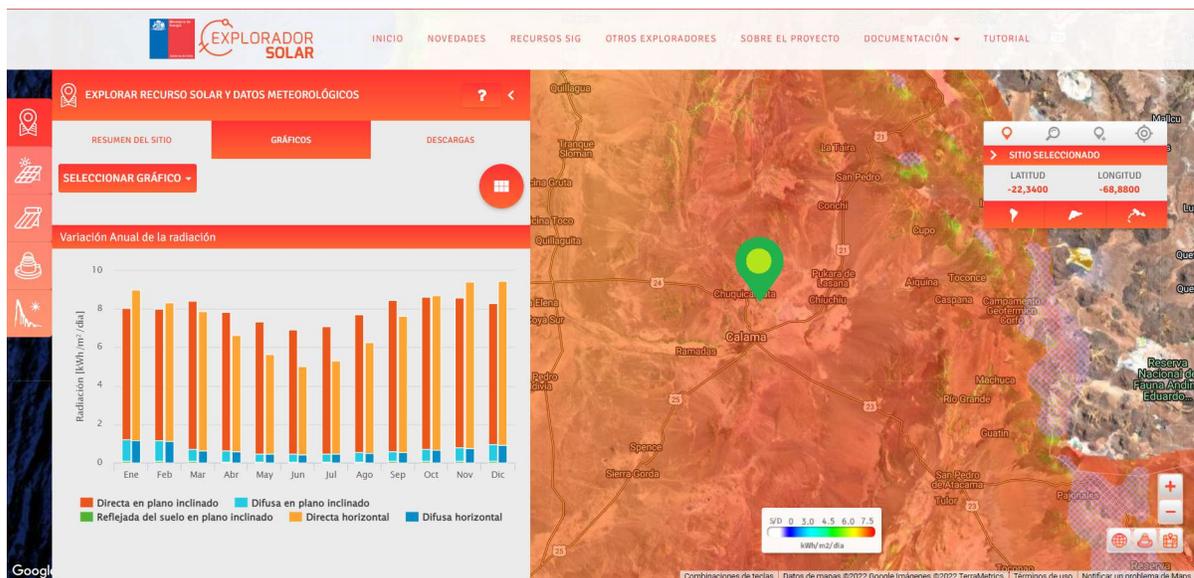


Figura 3.2: Explorador solar, condiciones climáticas [14].

Es importante notar que este sector no sería óptimo para construir una planta de concentración solar en la práctica debido a que no se está considerando una cercanía a la red, ni tampoco se está apartando un terreno lo suficientemente grande y relativamente plano para desarrollar un proyecto de tal envergadura. Por otro lado, debido a que está cerca de una mina, la planta también se vería afectada por las operaciones presentes y la contaminación que esta pueda generar, ya que al existir mayor cantidad de polvo en suspensión, la energía obtenida del proceso de concentración solar se vería mermado y además la planta requeriría

mantenimiento de forma más recurrente que el promedio. Esto no es relevante para el presente trabajo ya que lo que se quiere estudiar es la variabilidad solar, la cual está reflejada en los datos medidos y el modelo de cielo claro, y que luego se realiza una simulación de una planta virtual a partir de estos datos.

3.1.1. Adaptación de la base de datos

El programa SAM requiere de un formato en particular para poder leer los datos y desarrollar la simulación, y las mediciones y valores obtenidos del modelo de cielo claro no son exactamente el formato requerido, es por esto que se necesita modificarlo.

Los datos tienen que estar en formato *.csv* (*comma separated values*), y con los datos mostrados en la Tabla 3.1 en el inicio que corresponden a la identificación. En la Tabla 3.2 se muestra el formato y los datos requeridos para poder lograr la simulación, esta es obtenida a partir del manual de ayuda de SAM.

Tabla 3.1: Información de identificación de los datos (Fuente: Ayuda de SAM).

Información	Unidades	En uso para la simulación
Latitud	grados	✓
Longitud	grados	✓
Zona horaria	offset de GMT	✓
Altura sobre el nivel del mar	msnm	✓
Año	n/a	
Identificación de la localidad	n/a	✓
Identificación de la estación	n/a	✓
País	n/a	✓
Estado	n/a	
Ciudad	n/a	✓
Fuente	n/a	
Descripción	n/a	
URL	n/a	
Banderas de unidad	n/a	

Tabla 3.2: Datos requeridos y usados para la simulación (Fuente: Ayuda de SAM).

Datos	Unidades	En uso para la simulación
Año	1950-2050	✓
Mes	1-12	✓
Día	1-31	✓
Hora	0-23	✓
Minutos	0-59	✓
Irradiancia global horizontal	$[W/m^2]$	✓
Irraidancia directa normal	$[W/m^2]$	✓
Irradiancia horizontal difusa	$[W/m^2]$	✓
Plano de irradiancia	$[W/m^2]$	
Temperatura ambiente de bulbo seco	$[^{\circ}C]$	✓
Temperatura de bulbo húmedo	$[^{\circ}C]$	
Punto de rocío	$[^{\circ}C]$	
Velocidad del viento	$[^{\circ}C]$	✓
Dirección del viento	grados	✓
Humedad relativa	%	✓
Presión atmosférica	$[mbar]$	✓
Profundidad de nieve	$[cm]$	
Reflectancia del suelo (albedo)	0-1	
Profundidad óptica de aerosoles	0-1	

Además de lo anterior, el programa asume lo siguiente: la información está con un delta de tiempo equidistante que en total corresponde a un año completo, el viento está medido a un altura de 10 $[m]$ con 0° equivalentes a la dirección norte, en CSP la irradiancia corresponde a valores promediados sobre el delta de tiempo correspondiente.

3.1.1.1. Mediciones de la estación solar

La información medida en la estación solar corresponde a la siguiente:

- Radiación Solar Global en Seguimiento en 2.0 metros [promedio].

- Radiación Solar Difusa en Seguimiento en 2.0 metros [promedio].
- Radiación Solar Global Horizontal en 2.0 metros [promedio].
- Temperatura en 2.0 metros [promedio].
- Humedad Relativa en 2.0 metros [promedio].
- Velocidad de viento en 4.0 metros [promedio].
- Voltaje Batería en 2.0 metros [promedio].
- Radiación Directa Normal (estimado) en 2.0 metros [promedio].
- Velocidad de viento en 4.0 metros [mín].
- Velocidad de viento en 4.0 metros [max].

Esta información está medida desde el 20 de Mayo de 2010 al 1 de Enero de 2013, y los datos utilizados son los del 2011 por completitud. En primer lugar, se aprecia que no hay una columna de datos de irradiancia horizontal difusa, pero existen datos de irradiancia directa y global horizontal (DHI), los que se pueden utilizar para calcular el DHI mediante la Ecuación 2.4. Se utiliza *pvlíb* para calcular el acimut en todo momento con el delta de tiempo requerido y así calcular una columna de irradiancia difusa (DHI).

En segundo lugar, SAM requiere además de la irradiancia, información acerca de las condiciones ambientales para poder realizar la simulación [21]. Es por esto que se utiliza la estación de prospección eólica más cercana (ubicada a 27 [km] de la estación solar seleccionada) para completar los datos, que mide la información mostrada a continuación:

- Velocidad de viento en 20.0 metros [promedio].
- Velocidad de viento en 20.0 metros [máx].
- Velocidad de viento en 20.0 metros [DE].
- Velocidad de viento en 10.0 metros [promedio].
- Velocidad de viento en 10.0 metros [máx].
- Velocidad de viento en 10.0 metros [DE].
- Dirección del viento en 10.0 metros [promedio].
- Dirección del viento en 10.0 metros [DE].
- Humedad Relativa en 5.0 metros [promedio].
- Temperatura en 5.0 metros [promedio].
- Presión Atmosférica en 5.0 metros [promedio].
- Radiación Solar Global Horizontal en 5.0 metros [promedio].

- Voltaje Batería en 5.0 metros [promedio].

Y los valores utilizados son: velocidad y dirección del viento promedio a 10 [m], humedad relativa, temperatura ambiente y presión. Estos valores se agregan a ambos casos, mediciones y modelo de cielo claro.

3.1.1.2. Modelo de cielo claro

El modelo completo para este caso, se desarrolla gracias a *pplib* principalmente, el cual está basado en el modelo de cielo claro de Ineichen [18], además de las herramientas de *Python: Pandas* y *numpy* para poder ajustar el formato requerido. Para crear los datos, los valores de entrada corresponden a los de ubicación, tiempo y calidad del aire (Tabla 3.3). Los de ubicación incluyen las coordenadas, que se establecen igual a las de la estación solar, y la altura correspondiente. En segundo lugar, en los datos temporales se añaden la cantidad de tiempo a registrar, la resolución temporal y la zona horaria en la que se establecen las coordenadas. Por último los datos que corresponden a la calidad del aire están dados por la turbidez de Linke, en este caso se utilizan los valores por defecto que tiene *pplib*, que corresponden a promedios mensuales interpolados de un mapa global climático.

Tabla 3.3: Datos de entrada para el modelo de cielo claro.

Datos	Valores
Latitud	22.34°S
Longitud	68.88°O
Altura	2407 msnm
Fecha inicio	1 de Enero de 2011, 00:00
Fecha término	31 de Diciembre de 2011, 23:50
Delta de tiempo	10 minutos
Zona horaria	-4 GMT

3.2. Desarrollo de modelos

A continuación, se caracterizan los modelos de la planta de torre central, almacenamiento y ciclo de potencia, mostrando los valores de entrada determinantes que se utilizan para desarrollar la simulación.

3.2.1. Torre central

Para comenzar, se requiere definir las variables principales de la planta que determinan fuertemente los resultados, es por esto que se utiliza un algoritmo no lineal incorporado en SAM llamado *SolarPILOT*, esto se realiza para obtener resultados más precisos y para obtener dimensiones que sean acordes a las variables de entrada.

Las variables simuladas son: la altura de la torre central, la altura y diámetro del receptor, la cantidad y posición de los helióstatos. En el algoritmo se calculan el óptimo aproximado de estos valores a partir de 3 casos de radiación: las mediciones, el modelo y datos del explorador solar que corresponden a un año típico meteorológico (condiciones climáticas más frecuentes de un sitio calculada a partir de mediciones). Esto se realiza con tal de utilizar un caso que pueda englobar las situaciones a estudiar, es decir, las dimensiones de una planta que admita los casos del modelo de cielo claro (mayor radiación) y las mediciones (menor radiación) sin limitar los resultados en ninguno de estos.

En primera instancia, los resultados son muy similares entre sí, y para decidir de mejor forma las dimensiones, se procede realizando pruebas con cada caso utilizando los datos de radiación del modelo de cielo claro. Al realizar las pruebas, los resultados indican que la producción eléctrica entre ellos varía menos de un 1 % en la producción eléctrica anual. Cabe mencionar que a pesar de que las diferencias puedan ser significativas en la realidad, SAM no tiene la sensibilidad suficiente para ajustar de mejor forma los valores. Es dado lo anterior que se decide usar las dimensiones de la planta simulada con los datos del explorador solar, que corresponden a un año típico meteorológico. Los resultados obtenidos se muestran más adelante en la Tabla 3.5.

3.2.2. Ciclo de potencia

En este caso se utiliza el ciclo de potencia por defecto de SAM, el cual se basa en el trabajo realizado por Wagner 2008 [22], en el cual se desarrolla un ciclo de potencia diseñado para poder ajustarse a la variabilidad que involucra una planta de recepción solar de torre central. A diferencia de la producción eléctrica presente en una planta de combustible fósil, la planta de torre central está sujeta a diversos fenómenos transientes, tales como las condiciones meteorológicas (variabilidad solar), apagados y arranques diarios, y variaciones en las temperaturas y tasas de flujo del fluido de trabajo, es por esto que en el trabajo mencionado se diseña un ciclo de Rankine como el que se muestra en la Figura 3.3.

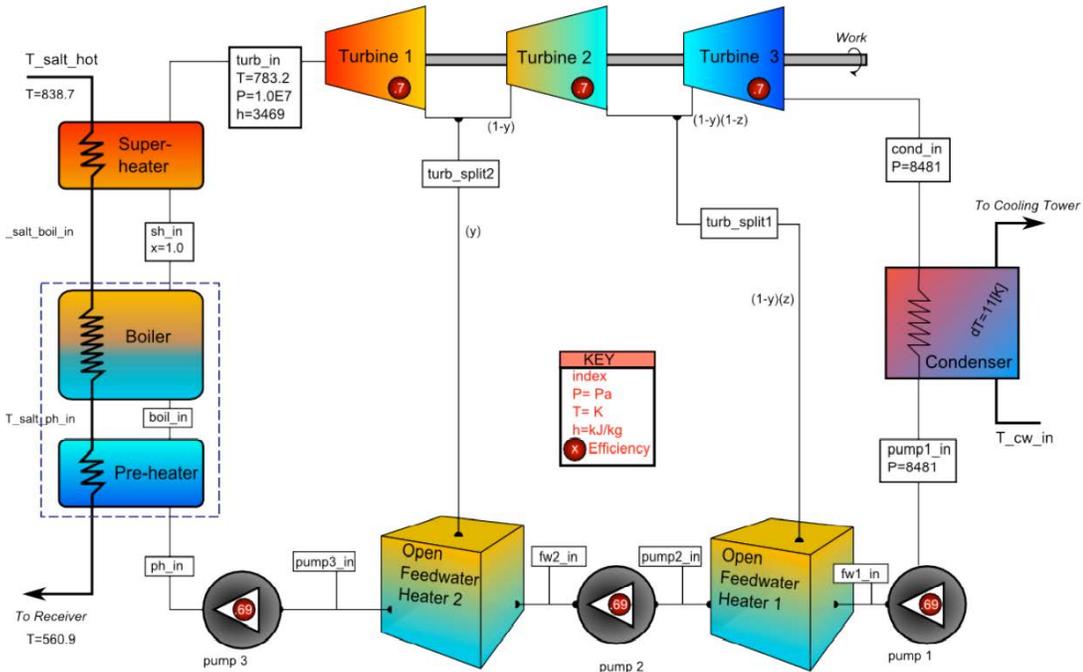


Figura 3.3: Configuración del ciclo de Rankine utilizado en el modelo del bloque de potencia [22].

Adicional a los componentes básicos de un ciclo de Rankine (turbinas, bombas, condensador y evaporador), se añaden a esta configuración un pre-calentador, un re-calentador y múltiples alimentadores de agua.

3.3. Simulación

Para realizar las simulaciones se utiliza la versión (2021.12.2) del programa *System Advisor Model* (SAM) [23], en el cual se obtienen los resultados de producción eléctrica a partir de los datos de radiación e información meteorológica mencionados en la sección 3.1.1.

3.3.1. Selección de los días

Para poder realizar la selección de los días a estudiar, se realiza primero el gráfico de la Figura 3.4, el cual representa todos los días del año a partir de dos parámetros: el eje de las ordenadas corresponde al indicador de variabilidad solar *Coficiente de variación*, y el eje de las abscisas es el valor del *Índice de cielo despejado* promediado para cada día (\bar{k}_t^* diario) considerando las 24 horas. Este gráfico permite apreciar un espectro anual en función de la variabilidad solar y la nubosidad. Cabe mencionar que la disminución del valor del *Coficiente de variación* implica que la variabilidad solar disminuye, y la disminución del valor del promedio diario del *Índice de cielo despejado* significa que la nubosidad es mayor siendo en este caso los valores más altos cercanos a 0.75 ya que se consideran las horas sin el recurso solar disponible (que corresponden a un valor de 0).

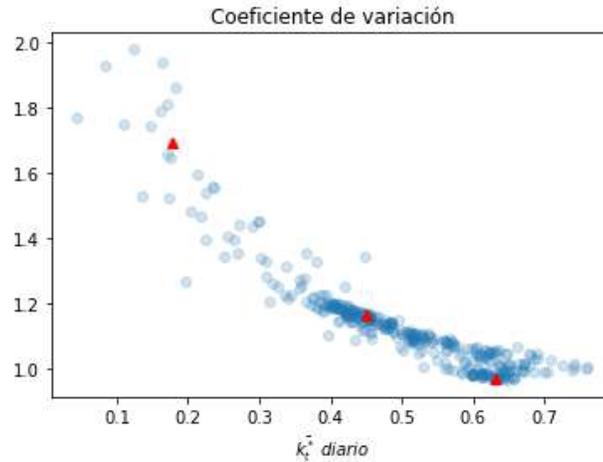


Figura 3.4: Coeficiente de variación versus índice de cielo despejado promedio para cada día. Marcados en rojo de izquierda a derecha están el 18 de junio, el 16 de mayo y el 3 de enero.

A partir de los parámetros calculados para cada día del año se eligen 3 días que puedan representar a grandes rasgos el espectro, pudiendo así validar de mejor forma los resultados. Los días elegidos corresponden al 3 de enero con una variabilidad solar y nubosidad baja, el 16 de mayo que tiene una variabilidad solar un poco más alta y nubosidad media, y el 18 de junio con una variabilidad solar y nubosidad muy alta. Estos días se muestran de derecha a izquierda marcados en rojo en la Figura 3.4.

3.3.2. Variables y análisis de sensibilidad

Como se menciona en los objetivos, se quiere estudiar la producción solar en función de la variabilidad solar. Para esto se realizan dos casos de simulaciones con el fin de compararlos, en los que se utilizan las mediciones de radiación y en el segundo caso el modelo de cielo claro. A partir de esto, se evalúa el efecto del múltiplo solar y el almacenamiento, y para conseguirlo se realizan 12 simulaciones diferentes (24 en total incluyendo ambos casos de entradas de radiación correspondientes a la real y de cielo claro), que corresponden a la combinación de 3 casos de múltiplo solar con 4 casos de horas de almacenamiento (Tabla 3.4). Para realizar la comparación de las simulaciones realizadas se utilizan indicadores de variabilidad solar, de los cuales algunos se calculan a partir de los valores de las mediciones y cielo claro, en cambio otros solo usan solo las mediciones.

Tabla 3.4: Simulaciones realizadas

		Horas de almacenamiento (HA) [h]			
		0	5	10	15
Múltiplo solar (MS)	1	MS=1	MS=1	MS=1	MS=1
		HA=0	HA=5	HA=10	HA=15
	2	MS=2	MS=2	MS=2	MS=2
		HA=0	HA=5	HA=10	HA=15
	3	MS=3	MS=3	MS=3	MS=3
		HA=0	HA=5	HA=10	HA=15

El caso base de comparación corresponde al caso con múltiplo solar 1 y 0 horas de almacenamiento, ya que con esta configuración se evalúa directamente cómo el 100 % de la energía recibida en el campo (múltiplo solar 1) es utilizada para producir potencia eléctrica en el momento sin intermediarios (sin almacenamiento).

Por otro lado, los valores de las dimensiones correspondientes a cada caso de múltiplo solar son los mostrados en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5: Dimensiones de la planta según el múltiplo solar.

		Altura de la torre [m]	Altura del receptor [m]	Diámetro del receptor [m]	Número de helióstatos
Múltiplo solar	1	130.82	12.14	10.47	3156
	2	176.47	15.17	16.23	6484
	3	220.22	19.84	18.07	9801

3.3.3. Configuración

A continuación se muestra la configuración de los valores utilizada en las simulaciones. El orden en que se muestran las Figuras 3.5 a 3.11 está acorde al establecido en el programa, en este se consideran y revisan solamente las secciones que corresponden al análisis físico de la planta. Las secciones económicas tales como inversiones, ingresos, depreciaciones, entre otros no se modifican ni se muestran.

- **Diseño de sistema**

En la sección de diseño de sistema se colocan los valores de diseño de la planta, los cuales en este caso son los mencionados a continuación, mostrados en la Figura 3.5.

Primero, en el apartado de *Campo de helióstatos*, los valores de entrada son la irradiancia directa normal (DNI) que corresponde al valor del DNI en el equinoccio a mediodía

(considerado desde las mediciones el valor del DNI a las 12:00 del 21 de diciembre), y el valor del múltiplo solar correspondiente, que es una de las variables que se modifican en el estudio.

Segundo, en el apartado de *Torre y receptor*, se dejan los valores por defecto de las temperaturas alta y baja del fluido de transferencia de calor (HTF por sus siglas en inglés) que corresponden a las temperaturas máxima y mínima que alcanzan las sales térmicas respectivamente.

En tercer lugar, en el apartado de *Almacenamiento térmico*, están los valores de *horas de almacenamiento a plena carga* y *horas de almacenamiento con carga solar*, en el que el primer caso corresponde a una de las variables de estudio, la segunda variable se calcula mediante la fracción entre la primera variable mencionada y el múltiplo solar.

Por último, en el apartado de *Ciclo de potencia*, se mencionan las características del bloque de potencia y se mantienen los valores por defecto, los cuales son la potencia de salida de la turbina, el factor de conversión de potencia bruta a neto estimado, y el rendimiento térmico del ciclo. Los demás valores corresponden a la salida de potencia estimada y la potencia térmica del ciclo.

-Heliostat Field-	
Design point DNI	1055 W/m ²
Solar multiple	1
Receiver thermal power	279.13 MWt
-Tower and Receiver-	
HTF hot temperature	574 °C
HTF cold temperature	290 °C
-Thermal Storage-	
Full load hours of storage	0 hours
Solar field hours of storage	0.00 hours
-Power Cycle-	
Design turbine gross output	115 MWe
Estimated gross to net conversion factor	0.9
Estimated net output at design (nameplate)	103.50 MWe
Cycle thermal efficiency	0.412
Cycle thermal power	279.13 MWt

Figura 3.5: Valores de diseño de la planta.

• Campo de helióstatos

En esta sección se estima el campo de helióstatos, en el que se incluye la cantidad y posición, además de las dimensiones estimadas del receptor y la torre (Figura 3.6). Estos cálculos se hacen mediante el algoritmo *SolarPILOT*. Con este se logra generar y optimizar las dimensiones de la torre, del receptor y de la configuración del campo.

Dado que es un algoritmo no lineal, se utiliza varias veces para alcanzar el cercano a un óptimo, el cual no necesariamente es único.

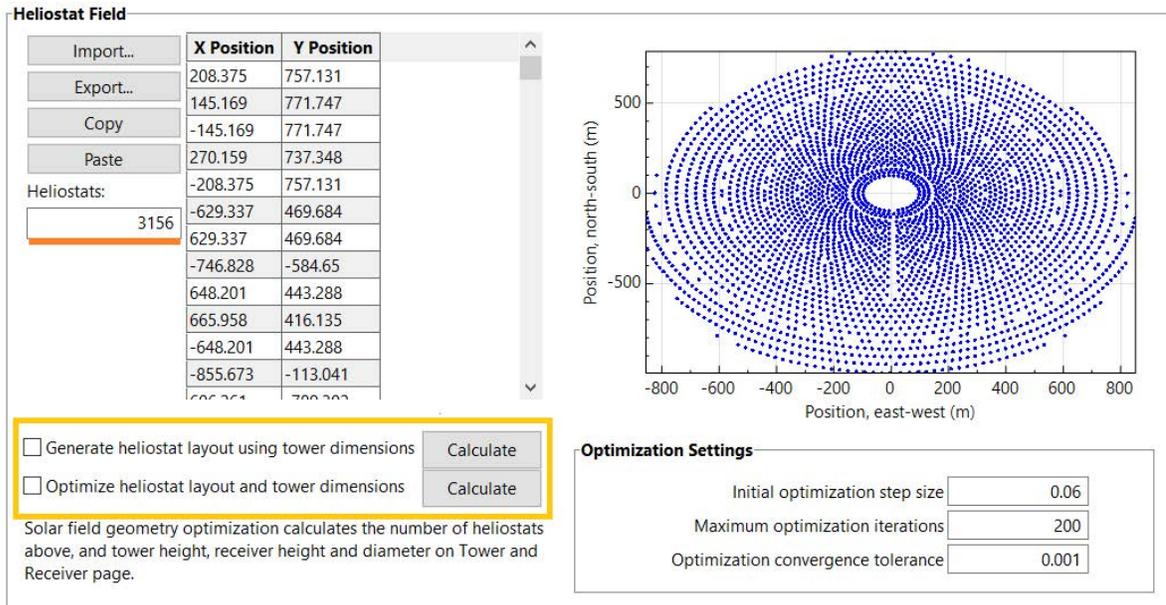


Figura 3.6: Configuración del campo de helióstatos.

En la Figura 3.7 se muestran los demás valores de entrada que se dejan por defecto, los cuales son dimensiones de los helióstatos, tuberías, y la atenuación atmosférica. Esta última va variando a medida que se cambia la configuración de la planta (múltiplo solar), ya que está en función de las dimensiones de esta.

Heliostat Properties	
Heliostat width	12.2 m
Heliostat height	12.2 m
Ratio of reflective area to profile	0.97
Single heliostat area	144.37 m ²
Image error (slope, single-axis)	1.53 mrad
Reflected image conical error	4.327 mrad
Number of heliostat facets - X	2
Number of heliostat facets - Y	8
Heliostat focusing method	Ideal
Heliostat canting method	On-axis
Mirror reflectance and soiling	0.9

Heliostat Operation	
Heliostat stow/deploy angle	8 deg
Wind stow speed	15 m/s
Heliostat startup energy	0.025 kWe-hr
Heliostat tracking power	0.055 kWe
Design-point DNI	1,055.0 W/m ²

Atmospheric Attenuation	
Polynomial coefficient 0	0.006789
Polynomial coefficient 1	0.1046 1/km
Polynomial coefficient 2	-0.017 1/km ²
Polynomial coefficient 3	0.002845 1/km ³
Average attenuation loss	5.8 %

Land Area	
Non-solar field land area	45 acres
Solar field land area multiplier	1
Base land area	585.19 acres
Total land area	630.19 acres
Total heliostat reflective area	455,646.9 m ²

Solar Field Layout Constraints	
Max. heliostat distance to tower height ratio	9.5
Min. heliostat distance to tower height ratio	0.75
Tower height	130.8 m
Maximum distance from tower	1242.7 m
Minimum distance from tower	98.1 m

Mirror Washing	
Water usage per wash	0.70 L/m ² ,aper.
Washes per year	63

Figura 3.7: Datos por defecto de la sección de campo de heliostatos.

• Torre y receptor

En esta sección se introducen los valores de las dimensiones del receptor y la torre, variables obtenidas a partir de hacer funcionar el algoritmo de *SolarPILOT*. Además se colocan las características de las sales térmicas, de las cuales se mantiene la configuración original (Figuras 3.8 y 3.9).

System Design Parameters	
Solar multiple	1.00
Receiver thermal power	279.1 MWt
HTF hot temperature	574.0 °C
HTF cold temperature	290.0 °C

Receiver Material and Heat Transfer Properties	
Material type	Stainless AISI316
Tube outer diameter	40 mm
Tube wall thickness	1.25 mm
Coating emittance	0.88
Coating absorptance	0.94
Heat loss factor	1

Design and Operation	
Minimum receiver turndown fraction	0.25
Maximum receiver operation fraction	1.2
Receiver startup delay time	0.2 hr
Receiver startup delay energy fraction	0.25
Receiver HTF pump efficiency	0.850
Maximum flow rate to receiver	782.82 kg/s

Heat Transfer Fluid (HTF)	
HTF type	Salt (60% NaNO3 40% KNO3)
Property table for user-defined HTF	Edit...

Receiver Flux Modeling Parameters	
Maximum receiver flux	1000 kWt/m ²
Estimated receiver heat loss	30.0 kWt/m ²
Receiver flux map resolution	20
Number of days in flux map lookup	8
Hourly frequency in flux map lookup	2 hours

Piping Losses	
Piping heat loss coefficient	2 Wt/m ² -K
Piping length constant	0 m
Piping length multiplier	2.6
Piping length	340.1 m
Total piping loss	344.5 kWt

Tower and Receiver Dimensions	
Solar field geometry optimization on the Heliostat Field page calculates new values for tower height, receiver height, and receiver diameter.	
Tower height	130.81577438247 m

Figura 3.8: Sección de torre y receptor.

MSPT Receiver External ▾

External Receiver	
Receiver height	12.14 m
Receiver diameter	10.47 m
Number of panels	20

Flow pattern 1 ▾

The diagram illustrates the receiver configuration with 8 panels arranged in two rows of four. Each panel is represented by a circle with a horizontal line through its center, indicating the receiver's position. Arrows around each circle show the flow direction: entering from the top and exiting from the bottom. A central star-like symbol is located between the two rows of panels.

Figura 3.9: Características del receptor.

- **Ciclo de potencia**

En esta sección se muestra la configuración del ciclo de potencia, el cual no es modificado manteniendo los valores originales mostrados en la Figura 3.10.

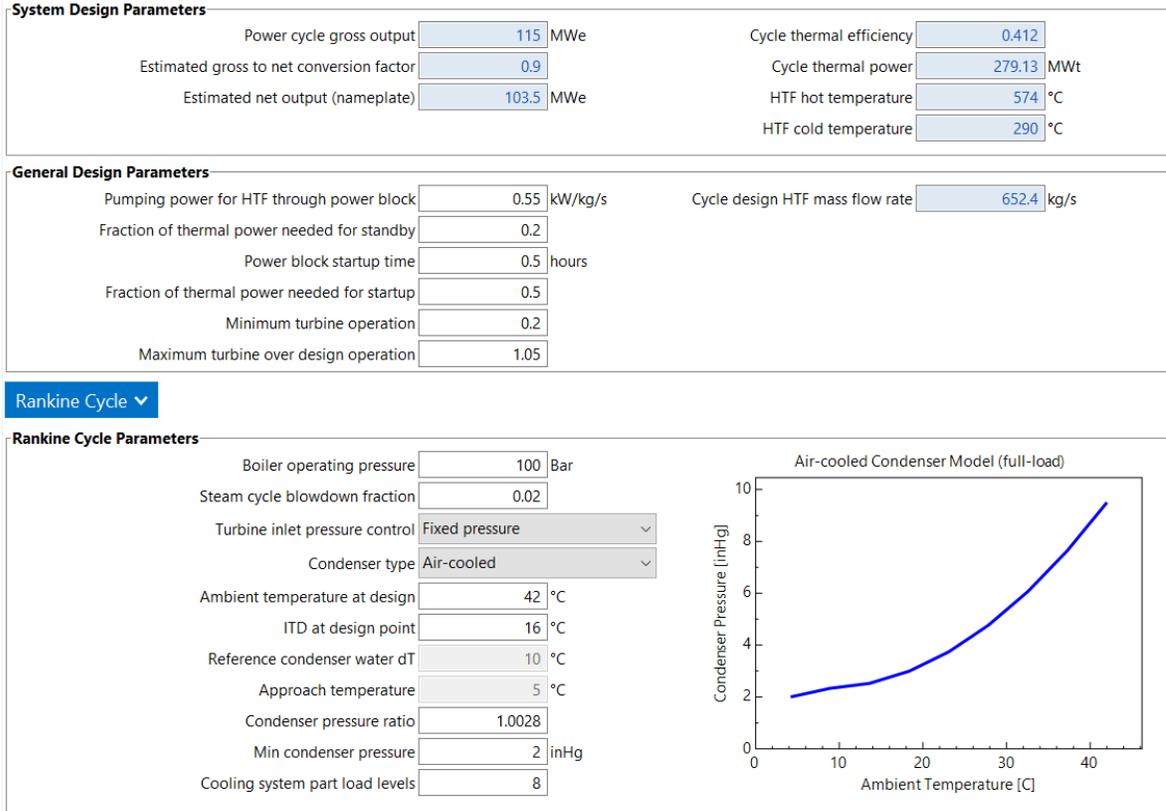


Figura 3.10: Datos por defecto de la sección del ciclo de potencia.

- **Almacenamiento térmico**

Por último, en la sección de almacenamiento térmico se requiere marcar la casilla que indica que el fluido de transferencia de calor del campo pueda pasar por alto el almacenamiento térmico para pasar al ciclo directamente, provocando menos pérdidas cuando esto sea requerido. El resto de los valores que se relacionan con las características de los tanques de almacenamiento se mantienen por defecto.

System Design Parameters	
Cycle thermal power	279.1 MWt
Hours of storage at power cycle full load	0.0 hours
HTF hot temperature	574.0 °C
HTF cold temperature	290.0 °C

Storage System	
Storage type	Two Tank
TES thermal capacity	0.0 MWt-hr
Available HTF volume	0 m ³
Tank height	12 m
Tank fluid minimum height	1 m
Storage tank volume	0 m ³
Parallel tank pairs	1
Tank diameter	0.0 m
Wetted loss coefficient	0.4 Wt/m ² -K
Estimated heat loss	0.00 MWt
Initial hot HTF percent	30 %
Cold tank heater temperature set point	280 °C
Cold tank heater capacity	15 MWe
Hot tank heater temperature set point	500 °C
Hot tank heater capacity	30 MWe
Tank heater efficiency	0.99
HTF density	1,808.5 kg/m ³
Field HTF can bypass TES to cycle	<input checked="" type="checkbox"/>

Figura 3.11: Datos por defecto de la sección de almacenamiento térmico.

3.4. Cálculo de indicadores

Una vez se simula la producción anual, se puede proceder con el desarrollo de gráficos y con el cálculo de indicadores. Estos últimos se dividen en los obtenidos a partir de datos solares, y los obtenidos a partir de los datos de producción eléctrica.

3.4.1. Variabilidad solar

Para poder calcular los indicadores de variabilidad solar, se procede utilizando una ventana de tiempo en la que se eliminan el inicio y el final del día solar donde existan cambios bruscos en el ΔKt^* . Este corresponde a la diferencia del índice de cielo claro, el fenómeno descrito se ve más claramente en las Figuras 4.5 a 4.7, en las que los primeros dos casos se suprimen las secciones mencionadas. Esto se hace ya que esos cambios no son los que se buscan representar en los indicadores y pueden perjudicar a la interpretación de estos.

3.4.2. Producción eléctrica

En el caso de la variabilidad de potencia, se decide utilizar los mismos indicadores que para la variabilidad solar, con los valores de potencia eléctrica obtenidos a partir de las mediciones y del modelo de cielo claro. Un detalle relevante es que la ventana a utilizar para calcular los indicadores corresponde a la producción de las mediciones. Y en este caso se escoge una ventana que no considera los cambios abruptos de partida de la curva de producción ni los de término de esta, ya que no es parte de la variabilidad que se busca estudiar. Esto último es importante ya que los resultados resultan ser muy sensibles al incluir los valores en los extremos mencionados.

Capítulo 4

Resultados

En este capítulo se exponen los resultados obtenidos a partir de los datos y la configuración de las simulaciones mostrados en la metodología.

4.1. Variabilidad solar

Para comenzar, se muestra la comparación de irradiancia del modelo de cielo claro con las mediciones para los días mencionados. El 3 de enero corresponde a un día con poca nubosidad y alta similitud con el modelo de cielo claro (Figura 4.1), el 16 de mayo es un día con una nubosidad presente a lo largo de casi todo el día y tiene una diferencia aproximadamente constante con el modelo de cielo claro (Figura 4.2), y por último el 18 de junio es un día en el que existe alta nubosidad y con cambios bruscos en las mediciones (Figuras 4.3).

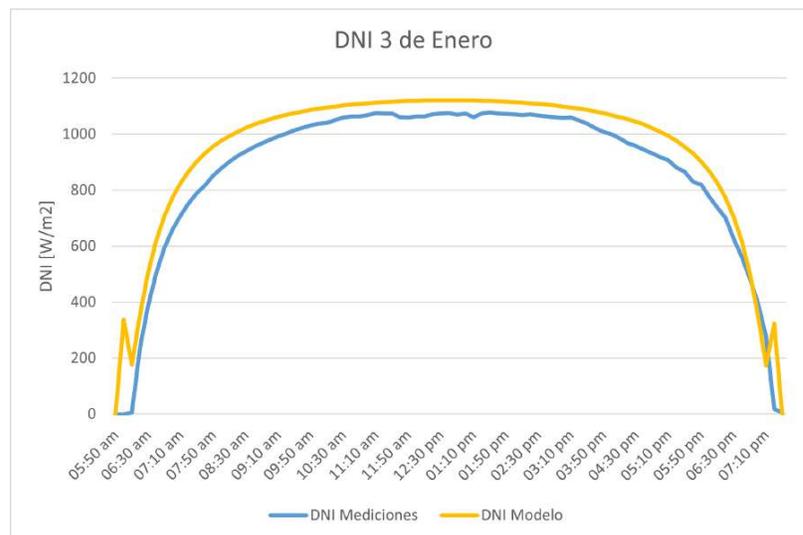


Figura 4.1: Comparación de irradiancia horizontal directa (DNI) el 3 de enero del 2011.

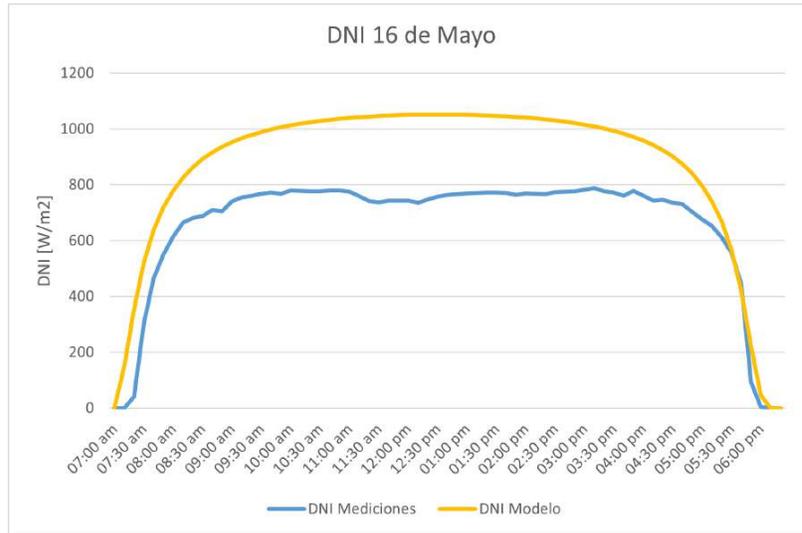


Figura 4.2: Comparación de irradiancia horizontal directa (DNI) el 16 de mayo del 2011.

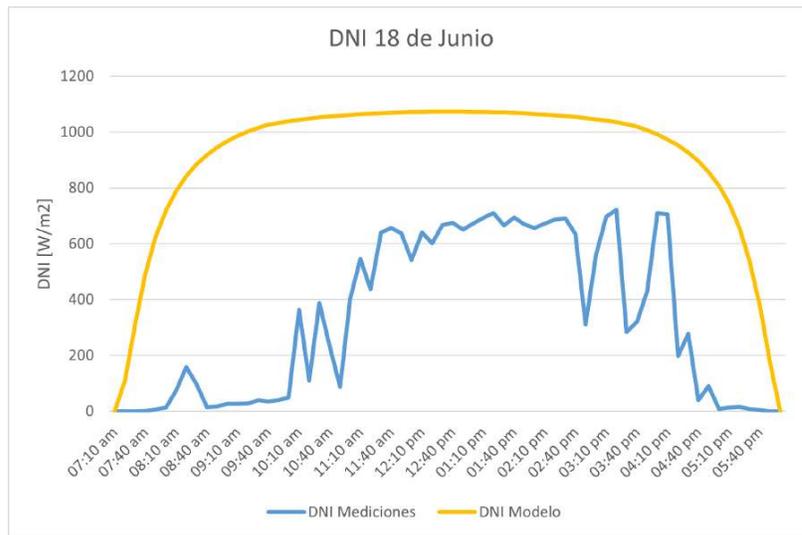


Figura 4.3: Comparación de irradiancia horizontal directa (DNI) el 18 de junio del 2011.

Luego, se colocan en la Figura 4.4 la comparación de los índices de cielo despejado calculados para cada día elegido.

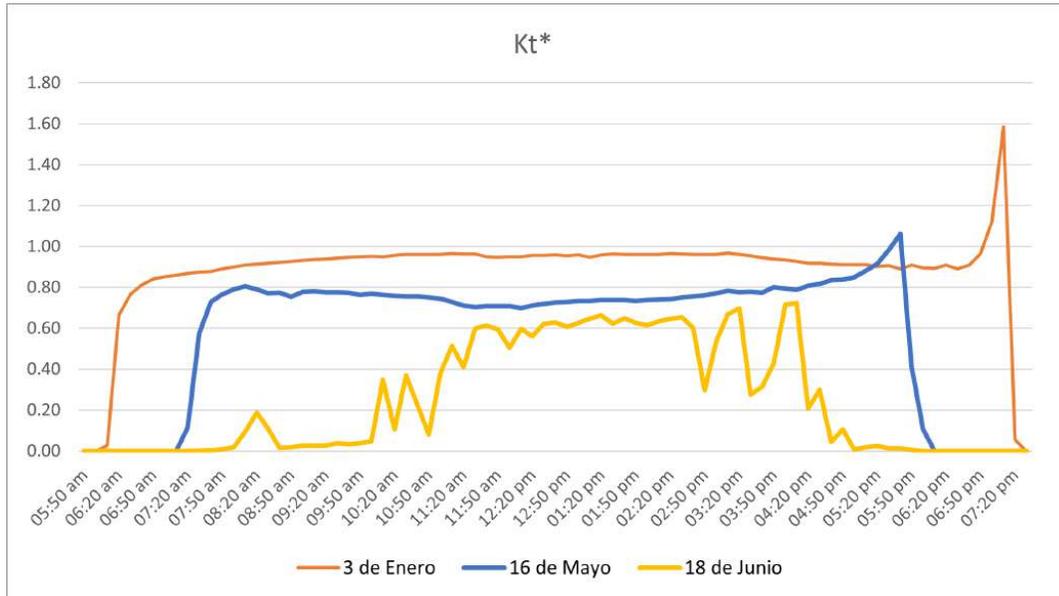


Figura 4.4: Comparación de índice de cielo claro calculado para los 3 días.

Por último, como se requiere usar el ΔKt^* para los indicadores posteriores, se grafican también para cada día en las Figuras 4.5 a 4.7.

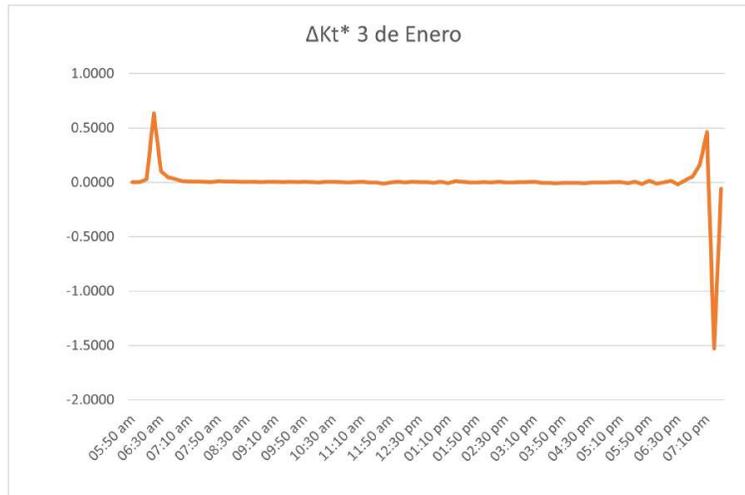


Figura 4.5: Diferencia índice de cielo claro calculado el 3 de enero del 2011.



Figura 4.6: Diferencia índice de cielo claro calculado el 16 de mayo del 2011.



Figura 4.7: Diferencia índice de cielo claro calculado el 18 de junio del 2011.

A continuación, se muestran los índices de variabilidad solar calculados para cada día seleccionado en la Tabla 4.1. Se aprecia en las Figuras 4.5 y 4.6 que existe una parte al inicio del día y al final en el que hay cambios bruscos en la función, es por esto que para obtener unos indicadores más representativos a lo largo del día acerca de las variabilidades que estén presentes, se recortan esos altos y bajos, calculando entre estos los indicadores.

Tabla 4.1: Índices de variabilidad solar por día.

	Variabilidad nominal	Coefficiente de variación	Índice de variabilidad	DARR
3 de enero	0.007	0.122	1.095	2.239
16 de mayo	0.012	0.054	0.878	1.772
18 de junio	0.140	0.881	2.302	5.496

Teniendo la información anterior expuesta de tal forma, se puede notar que el máximo en todos los indicadores corresponde al día de mayor nubosidad (18 de junio) mostrado en azul, pero el mínimo (en verde) coincide una vez con el día de menor nubosidad en el caso de la *variabilidad nominal*, en el resto se tiene que el mínimo es el de nubosidad media. Esto se puede interpretar como que la variabilidad es menor debido a que no existen máximos de radiación tan grandes o saltos tan significativos, provocando que las diferencias absolutas sean menores, y también que la desviación estándar sea inferior ya que no existen tantas diferencias entre cada punto y el promedio.

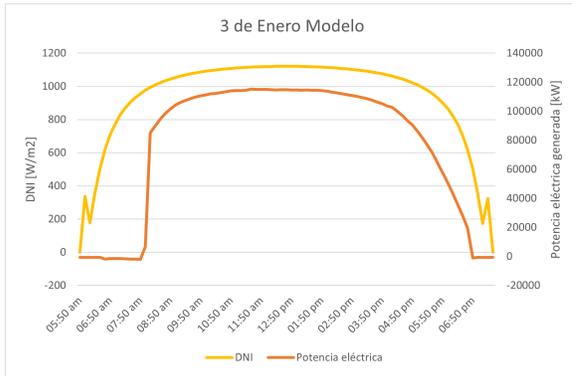
4.2. Producción eléctrica

4.2.1. Múltiplo solar 1

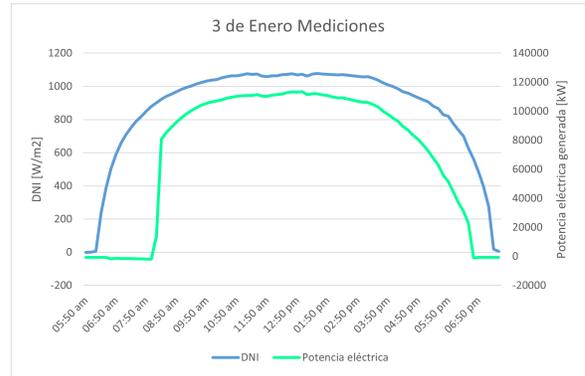
Los siguientes resultados muestran los datos correspondientes al múltiplo solar igual a 1, lo que es equivalente a decir que la capacidad de producción del ciclo de potencia es igual a la capacidad de recepción del sistema de concentración solar.

4.2.1.1. Sin almacenamiento

Los resultados mostrados a continuación corresponden al caso base, en el que se comparan los valores a partir de la irradiancia medida y la del modelo de cielo claro. Estos gráficos se muestran en las Figuras 4.8 a 4.10.

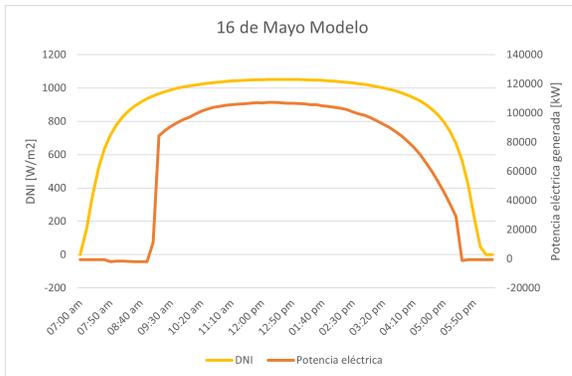


(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.

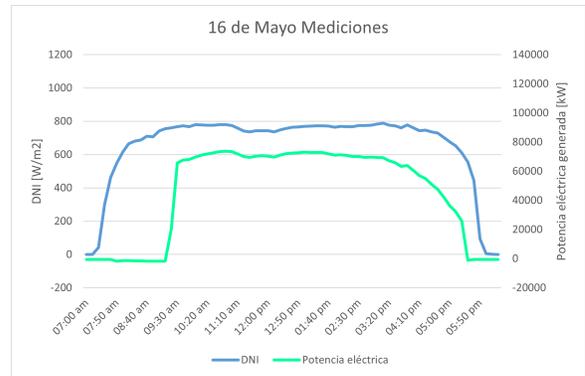


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.8: Datos de producción eléctrica el 3 de enero sin almacenamiento y múltiplo solar 1.

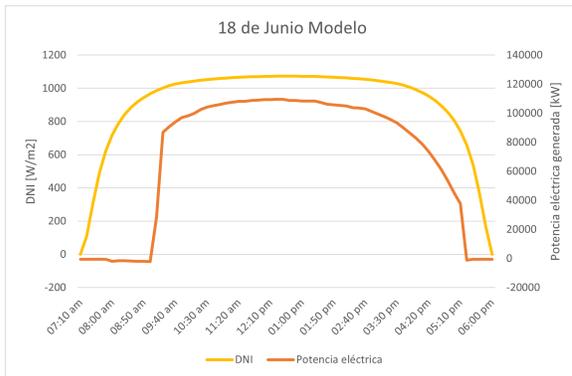


(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.

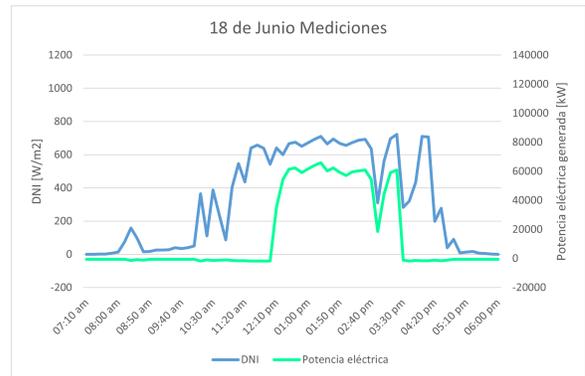


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.9: Datos de producción eléctrica el 16 de mayo sin almacenamiento y múltiplo solar 1.



(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.



(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.10: Datos de producción eléctrica el 18 de junio con múltiplo solar 1 y sin almacenamiento.

En primera instancia se puede apreciar en los gráficos (Figuras 4.8 a 4.10) que la curva de producción sigue la curva de irradiancia, es decir, en el programa se calcula en forma proporcional la potencia generada con la irradiancia dada, además de considerar otros factores relevantes, lo que implica que el programa refleja una transformación de la energía solar en energía eléctrica de forma instantánea, pero en la realidad esto no es así, sino que es necesario considerar los tiempos de transferencia de calor en la planta, o el sistema de seguimiento y ajuste en tiempo real que tienen los receptores, entre algunos otros factores. Sin embargo, es factible plantear que las magnitudes que resultan de la simulación son realistas en función de la energía solar recibida.

Por otro lado, también se aprecia un período al inicio del día solar de puesta en marcha de la planta en la que no hay producción, y al final del día va disminuyendo gradualmente. Esta última baja gradual se debe a que el ángulo de altura solar disminuye a esta hora cuando la trayectoria del sol está en su tramo final, y eso hace que el área de recepción sea menor por un aumento de las pérdidas, provocando que no se cumpla que la potencia de recepción sea igual a la potencia de salida, equivalencia dada por definición en que el múltiplo solar es igual a 1, y al inicio del día no se aprecia ya que está en el proceso de partida. Según lo anterior, la curva debería ser simétrica debido a estas pérdidas, pero el hecho de tener un período de puesta en marcha sin producir provoca que las pérdidas del atardecer no se vean reflejadas en la mañana. En casos en los que el múltiplo solar es mayor a la unidad, al aumentar la cantidad de potencia que se puede recibir, el tamaño del campo es capaz de compensar la falta en el período mencionado anteriormente sin considerar almacenamiento (Figuras 4.11 y 4.23) como se ve en las secciones posteriores.

El fenómeno mencionado anteriormente se puede considerar como variabilidad de potencia de entrada provocada en principio por la geometría solar, y se presenta en los resultados en forma de pérdidas por la incapacidad del campo de reflejar toda la energía debido al bloqueo o sombreado. Esto también ocurre en la variabilidad solar por nubes, ya que estas bloquean a los heliostatos impidiendo recibir toda la energía solar, entonces el aumento del múltiplo solar en una planta de concentración permite mitigar algunas formas de variabilidad solar debido a la nubosidad, aunque no es suficiente para eliminarla de forma completa, como se expone en los casos que se muestran más adelante.

Al comparar los casos de producción entre modelo de cielo claro y mediciones para cada día en particular, se aprecia que se mantiene el hecho de la proporcionalidad de la producción con la irradiancia. Al ver también la producción del día 18 de junio a partir de las mediciones (Figura 4.10 b)) se ve que el período tiempo en el que no se produce debido a la puesta en marcha es mayor a los otros días ya que la energía recibida es menor que la necesaria en este tiempo, además en rampas bruscas se ven también rampas en la producción de forma instantánea.

En la Tabla 4.2 se calculan los indicadores equivalentes de variabilidad solar para estudiar como se comportan al medir la variabilidad en la potencia producida.

Tabla 4.2: Indicadores de variabilidad de potencia en el caso sin almacenamiento y múltiplo solar 1.

	Energía generada mediciones [MWh]	Energía generada modelo de cielo claro [MWh]	Variabilidad de potencia	Coficiente de variación	Índice de variabilidad	DARR
3 de enero	981.61	105.55	0.011	0.231	1.122	2.051
16 de mayo	517.34	765.83	0.014	0.172	0.704	1.425
18 de junio	171.33	763.39	0.115	0.182	8.376	2.143

Observando la Tabla 4.2 se puede apreciar que los indicadores mostrados no tienen una relación directa con la nubosidad presente, y los mínimos y máximos no coinciden unos con otros, a excepción de la *Variabilidad de potencia* que sí está acorde a la nubosidad presente. Adicional a esto, al comparar estos valores con la Tabla 4.1 de indicadores de variabilidad solar tampoco coinciden entre sí, a excepción del mencionado.

Es evidente que la producción del modelo de cielo claro es mayor que la de la irradiancia medida, y existe entre estos una mayor similitud en el caso en el que existe menor nubosidad. Cabe mencionar que la energía que se podría producir sin nubes en los días 16 de mayo y 18 de junio del modelo de cielo claro son muy similares. Y en el caso de las mediciones, la producción disminuye drásticamente a las 2:50 PM con la caída del recurso solar debido a la nubosidad.

4.2.1.2. Comparación con almacenamiento

En las Tablas 4.3 a 4.5 se muestran los indicadores de variabilidad potencia eléctrica de los casos con almacenamiento del sistema con múltiplo solar 1.

Tabla 4.3: Indicadores de variabilidad de potencia en el caso de 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.

	Energía generada mediciones [MWh]	Energía generada modelo de cielo claro [Wh]	Variabilidad de potencia	Coficiente de variación	Índice de variabilidad	DARR
3 de enero	981.62	1058.84	0.011	0.231	1.122	2.051
16 de mayo	506.03	754.51	0.014	0.173	0.704	1.425
18 de junio	160.20	752.09	0.116	0.183	8.377	2.135

Tabla 4.4: Indicadores de variabilidad de potencia en el caso de 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.

	Energía generada mediciones [MWh]	Energía generada modelo de cielo claro [MWh]	Variabilidad de potencia	Coficiente de variación	Índice de variabilidad	DARR
3 de enero	981.62	1058.92	0.011	0.231	1.122	2.051
16 de mayo	498.91	747.39	0.014	0.174	0.704	1.425
18 de junio	152.96	744.98	0.116	0.184	8.377	2.142

Tabla 4.5: Indicadores de variabilidad de potencia en el caso de 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.

	Energía generada mediciones [MWh]	Energía generada modelo de cielo claro [MWh]	Variabilidad de potencia	Coefficiente de variación	Índice de variabilidad	DARR
3 de enero	981.62	1058.97	0.011	0.231	1.122	2.051
16 de mayo	492.48	740.96	0.014	0.174	0.704	1.425
18 de junio	146.55	738.57	0.117	0.185	8.378	2.142

Al comparar estas tablas con la Tabla 4.2, se puede ver que los indicadores de variabilidad de potencia eléctrica son casi idénticos, y los máximos y mínimos se mantienen respectivamente constantes, esto se aprecia en la Figura A.10 en la Sección A.2 de Anexos. También se observa que al ir aumentando el almacenamiento, la producción va disminuyendo levemente.

Lo anterior implica que el almacenamiento es casi irrelevante en el caso de que el múltiplo solar es igual a 1, y se explica en que el 100 % de la energía recibida es dirigida al ciclo de potencia, y a pesar de existir la capacidad para poder almacenar energía no se consigue ya que no hay excedente disponible para esto.

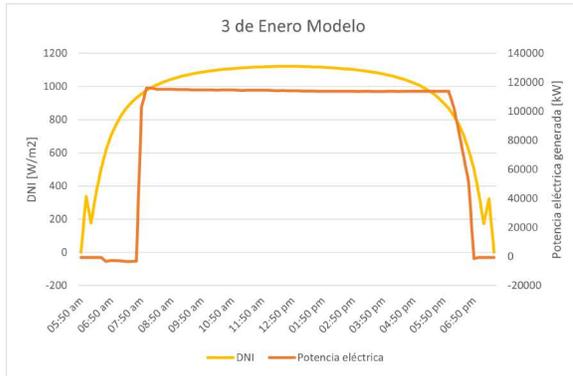
Un detalle que se puede notar es que si la irradiancia existente en cierta hora es un poco superior al que está preparado para recibir el ciclo de potencia, es posible reservarlo y lograr producir el máximo por un pequeño período de tiempo (se ve reflejado en la producción del 3 de enero, que es levemente mayor en los casos de almacenamiento al caso sin almacenamiento).

4.2.2. Múltiplo Solar 2

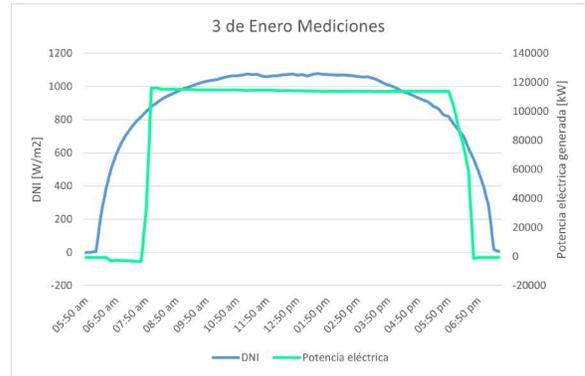
Para este caso, el múltiplo solar 2 significa que se puede recibir hasta el doble de energía de la que se puede producir, lo que permite poder reservar el excedente en los casos de uso de almacenamiento. El aumento de producción se da principalmente gracias al aumento de la potencia recibida, dada por el aumento del campo de helióstatos, y esto se complementa con el crecimiento de las dimensiones de la torre y el receptor (Tabla 3.5). Este excedente va a depender de las pérdidas que estén presentes al momento de la concentración solar. Entonces para poder aprovechar el aumento del múltiplo solar, se deben aumentar también las horas de almacenamiento.

4.2.2.1. Sin almacenamiento

Los datos mostrados a continuación son los del caso sin almacenamiento.

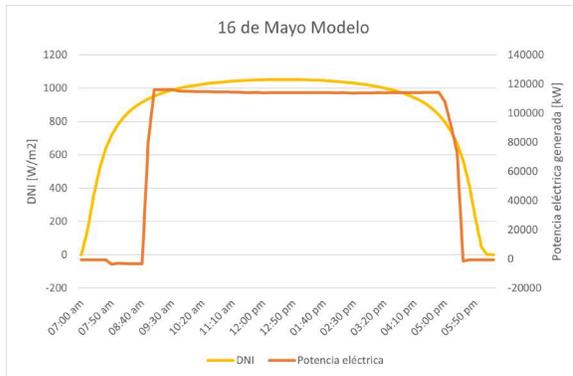


(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.

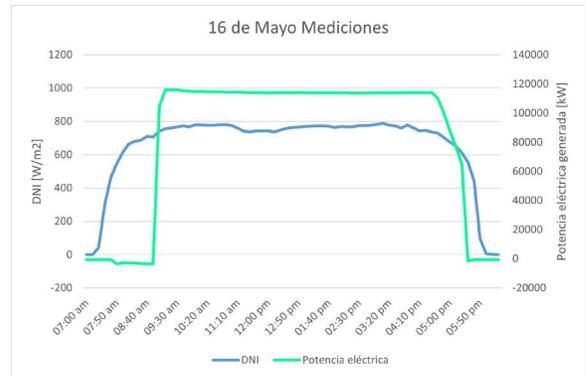


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.11: Datos de producción eléctrica el 3 de enero sin almacenamiento y múltiplo solar 2.

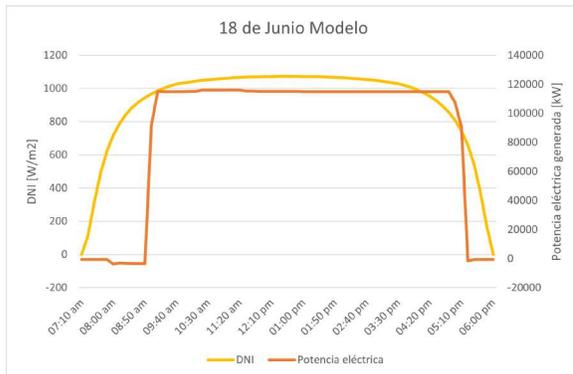


(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.

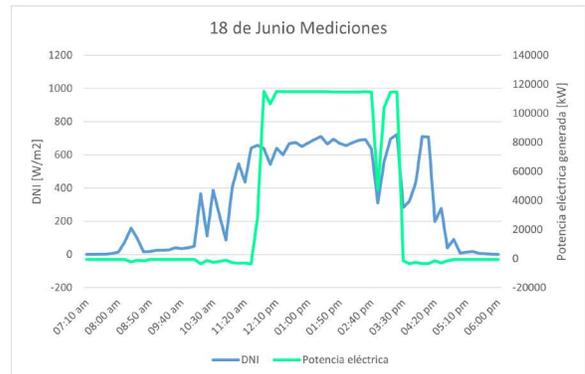


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.12: Datos de producción eléctrica el 16 de mayo sin almacenamiento y múltiplo solar 2.



(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.



(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.13: Datos de producción eléctrica el 18 de junio sin almacenamiento y múltiplo solar 2.

Tabla 4.6: Indicadores de variabilidad de potencia en el caso sin almacenamiento y múltiplo solar 2.

	Energía generada mediciones [MWh]	Energía generada modelo de cielo claro [MWh]	Variabilidad de potencia	Coefficiente de variación	Índice de variabilidad	DARR
3 de enero	1192.74	1220.12	0.013	0.080	1.195	2.130
16 de mayo	935.14	961.53	0.023	0.085	1.433	2.123
18 de junio	393.35	937.89	0.173	0.130	217.154	3.563

Viendo los gráficos se puede apreciar que la producción es mucho más estable, esto se debe a que la energía solar concentrada alcanza a suplir gran parte de las pérdidas existentes, así como también el sistema puede producir el máximo en períodos de tiempo donde el sistema con múltiplo solar 1 no lo permite por falta de energía solar concentrada, siendo el límite la disponibilidad del recurso solar. Con esto la producción es mayor al sistema con múltiplo solar 1 y sin almacenamiento, gracias a que es capaz de concentrar más energía. Para el caso de la producción del 18 de junio, la energía no es suficiente aún para poder producir el máximo durante todo el día solar, o reducir al máximo algunas de las bajas en la producción, como ocurre alrededor de las 2:50 PM.

Por otro lado, se aprecia que existe concordancia en la mayoría de los indicadores de variabilidad con respecto a la nubosidad presente en cada día, siendo el único que no está acorde el *DARR*, por una pequeña diferencia, y los casos del 3 de enero y el 16 de mayo son muy similares en relación al día de mayor nubosidad (18 de junio). Esto se debe a que al existir mayor estabilidad en la producción de los primeros dos días, esta se ve reflejada en los indicadores al ser de menor valor que el tercero, y como se logran mitigar ciertas pérdidas los resultados entre estos dos se hacen muy similares. Por el contrario para el último día aún se ve plasmada la variabilidad y falta de concentración de energía solar para producir el máximo durante todas las horas de generación, quedando un valor un poco mayor a los primeros dos días.

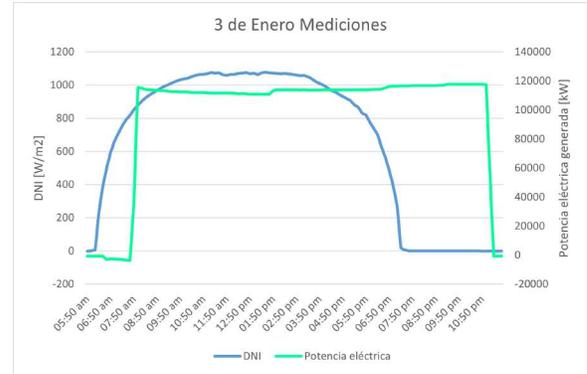
Cabe mencionar también en el caso del *Índice de variabilidad* que para el 18 de junio el valor es extremadamente alto en comparación al crecimiento que tienen los otros indicadores, y esto se debe a la forma en la que se calcula este. La forma que tiene de plasmar la variabilidad el índice mostrado en la Ecuación 2.8 es a partir de la raíz de diferencias cuadradas, y el crecimiento que tiene se debe a que cuando existen rampas bruscas o diferencias muy grandes, se fraccionan con respecto al modelo de cielo claro que no tiene estas caídas o subidas tan grandes, y resulta un valor bastante alto, además el orden de magnitud de los valores también es alto en comparación al de la irradiancia. Al momento en el que existan diferencias grandes en la producción en el modelo de cielo claro, como quedan en el denominador no son relevantes en el resultado, y dependiendo de las rampas en la producción de mediciones, mientras más pequeñas las diferencias mayor puede ser el resultado. Y en el caso de la Figura 4.13, en el que hay varios momentos de la producción en las mediciones en el que las diferencias son de gran magnitud y además coinciden con un momento estable de la producción con cielo claro, por lo que en el numerador hay varios sumandos de gran magnitud, divididos por diferencias pequeñas lo que provoca un resultado extremadamente grande. Esto no se repite para el sistema de múltiplo solar 1 ya que la producción del modelo de cielo claro no es tan estable.

4.2.2.2. 5 horas de almacenamiento

A continuación se muestra el caso con 5 horas de almacenamiento, el cual se considera como bajo según el promedio general de sistemas de almacenamientos utilizados en plantas comerciales [4].



(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.

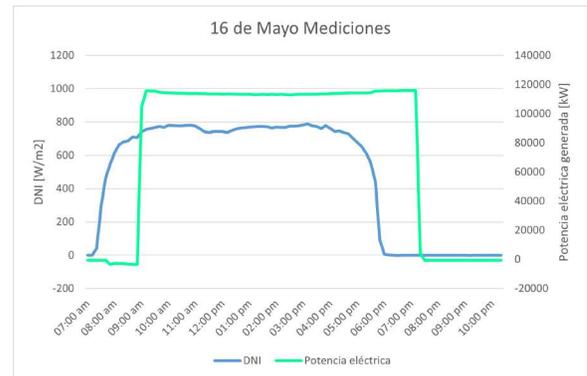


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.14: Datos de producción eléctrica el 3 de enero con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.



(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.



(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.15: Datos de producción eléctrica el 16 de mayo con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.



(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.



(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.16: Datos de producción eléctrica el 18 de junio con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.

Tabla 4.7: Indicadores de variabilidad de potencia en el caso con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.

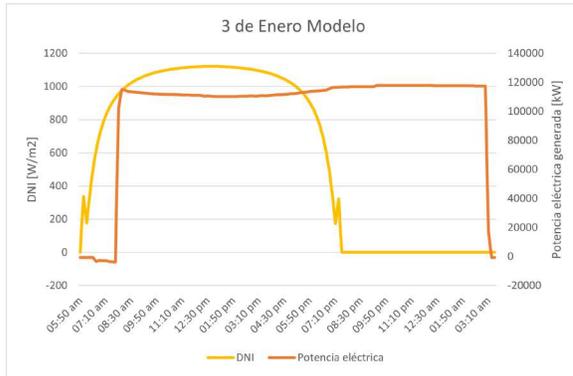
	Energía generada mediciones [MWh]	Energía generada modelo de cielo claro [MWh]	Variabilidad de potencia	Coefficiente de variación	Índice de variabilidad	DARR
3 de enero	1738.39	1765.39	0.004	0.019	0.930	2.217
16 de mayo	1166.32	1508.76	0.013	0.014	1.766	2.142
18 de junio	439.76	1481.94	0.009	0.009	3.752	2.294

Ahora teniendo un sistema de almacenamiento bajo, se permite aprovechar mejor la energía recibida y producir cerca de la capacidad máxima durante todo el día solar, y si la energía recibida es suficiente, se logra producir durante un tiempo posterior a que se deje de concentrar energía solar. La cantidad de energía recibida ayuda a compensar pérdidas y bajas en la irradiancia en el momento de concentración, o visto de otra forma, se requiere menor concentración de energía para producir lo mismo que un sistema con menor almacenamiento y múltiplo solar.

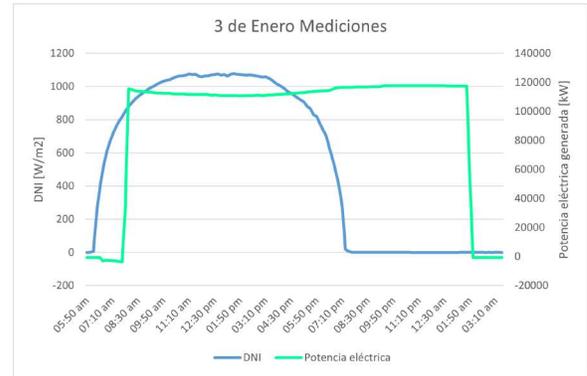
Por parte de los indicadores, estos dejan de exponer una concordancia con la nubosidad, lo que puede ser entendido como producción más estable en cada uno de los tres días gracias al almacenamiento, y la variabilidad presente ya pierde relación con la variabilidad solar. La magnitud de los indicadores es menor y mucho menor en algunos casos en comparación al sistema sin almacenamiento con el mismo múltiplo solar (Ver gráficos en Figura A.11).

4.2.2.3. 10 horas de almacenamiento

A continuación se muestra el caso con 10 horas de almacenamiento.

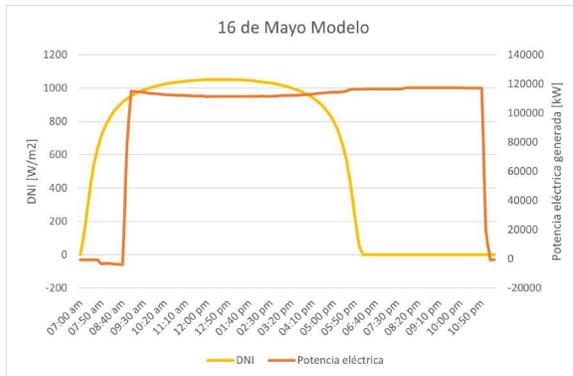


(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.

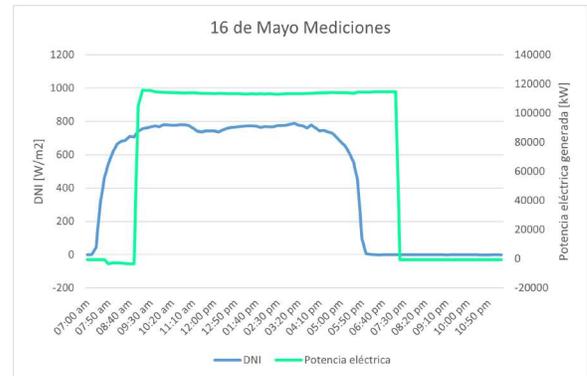


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.17: Datos de producción eléctrica el 3 de enero con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.



(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.



(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.18: Datos de producción eléctrica el 16 de mayo con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.



(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.



(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.19: Datos de producción eléctrica el 18 de junio con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.

Tabla 4.8: Indicadores de variabilidad de potencia en el caso con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.

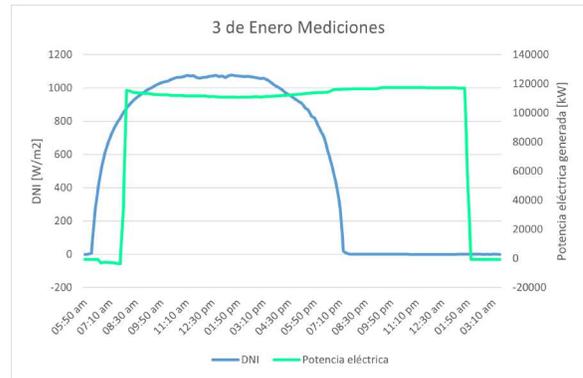
	Energía generada mediciones [MWh]	Energía generada modelo de cielo claro [MWh]	Variabilidad de potencia	Coefficiente de variación	Índice de variabilidad	DARR
3 de enero	2044.98	2203.69	0.001	0.023	0.930	2.209
16 de mayo	1163.42	1607.07	0.013	0.012	1.866	2.136
18 de junio	437.97	1590.56	0.016	0.014	14.689	2.321

4.2.2.4. 15 horas de almacenamiento

A continuación se muestra el caso con 15 horas de almacenamiento, el cual se considera relativamente alto.

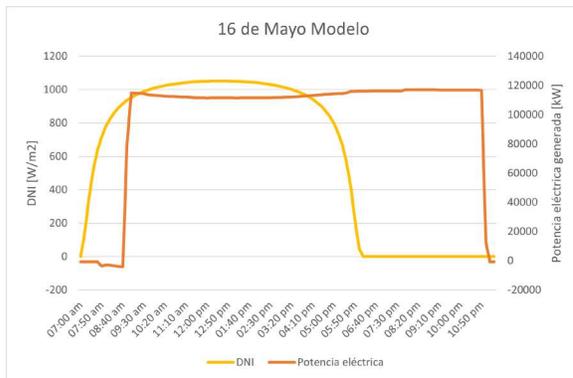


(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.

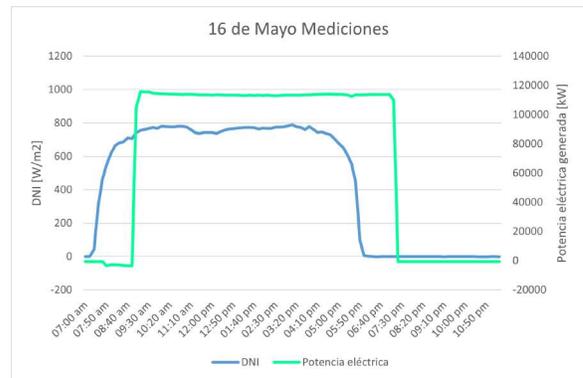


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.20: Datos de producción eléctrica el 3 de enero con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.



(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.



(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.21: Datos de producción eléctrica el 16 de mayo con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.



(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.



(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.22: Datos de producción eléctrica el 18 de junio con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.

Tabla 4.9: Indicadores de variabilidad de potencia en el caso con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2.

	Energía generada mediciones [MWh]	Energía generada modelo de cielo claro [MWh]	Variabilidad de potencia	Coefficiente de variación	Índice de variabilidad	DARR
3 de enero	2042.62	2201.20	0.001	0.022	0.928	2.204
16 de mayo	1160.85	1604.08	0.014	0.012	2.023	2.135
18 de junio	436.62	1587.74	0.022	0.019	18.774	2.342

Viendo los resultados anteriores de un caso de almacenamiento alto, se aprecia que este permite producir energía eléctrica aunque no esté disponible el recurso solar, y el tiempo de producción posterior al término del día solar está directamente relacionado con la cantidad de energía recibida (además de otros factores como el múltiplo solar y la cantidad horas de almacenamiento). También se debe notar que en el caso del 18 de junio la energía recibida no logra ser suficiente para producir energía después de que termine el día solar.

4.2.2.5. Análisis general

Dado lo mencionado en el párrafo anterior, se debe considerar que si la energía recibida no es suficiente, no se logra producir más aunque se aumente el almacenamiento, es decir, existe un límite de producción para la cantidad de almacenamiento con un múltiplo solar dado. Adicionalmente se observa en los resultados (Tablas 4.6, 4.7, 4.8 y 4.9) que al aumentar el almacenamiento, la producción eléctrica total va a depender de la cantidad de energía recibida. Para el día 3 de enero la producción es máxima con 10 horas de almacenamiento, para el 16 de mayo la producción es máxima con 10 horas de almacenamiento para el modelo de cielo claro y 5 horas para las mediciones, y para el día 18 de junio el máximo de producción es con 10 horas de almacenamiento para el modelo de cielo claro y 5 horas para las mediciones. Luego del máximo, la producción disminuye levemente, pero dando un óptimo claro en los resultados, que corresponden a este caso de diseño con múltiplo solar 2 y esos días dados.

En cuanto a los indicadores mostrados en las tablas, nuevamente se observa que no hay relación entre los indicadores de variabilidad solar y variabilidad de potencia. Como se men-

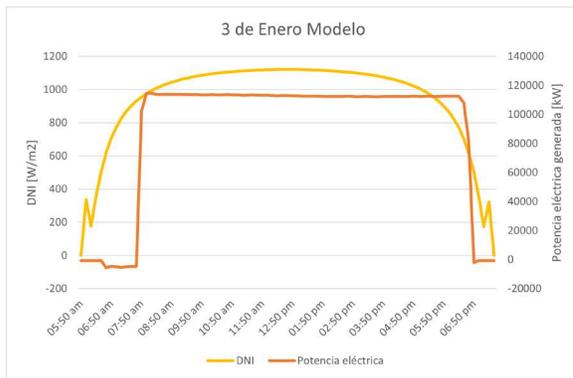
cionó anteriormente, en el caso sin almacenamiento los indicadores están muy acorde a la nubosidad de cada día, pero a partir del uso de almacenamiento estos valores comienzan a dejar de tener un patrón claro. En los sistemas con 10 y 15 horas de almacenamiento los indicadores son muy similares, y los máximos y mínimos calzan, lo que se explica con que la producción es muy similar en estos dos casos, ya que el óptimo es o en las 5 o 10 horas de almacenamiento.

4.2.3. Múltiplo solar 3

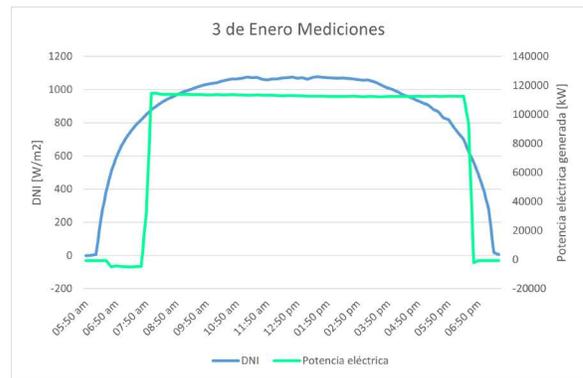
A continuación, se muestran los gráficos y tablas correspondientes a la producción eléctrica con múltiplo solar 3, lo que equivale a la recepción de energía de hasta el triple de lo que se puede producir.

4.2.3.1. Sin almacenamiento

Aquí se muestra el caso sin almacenamiento.

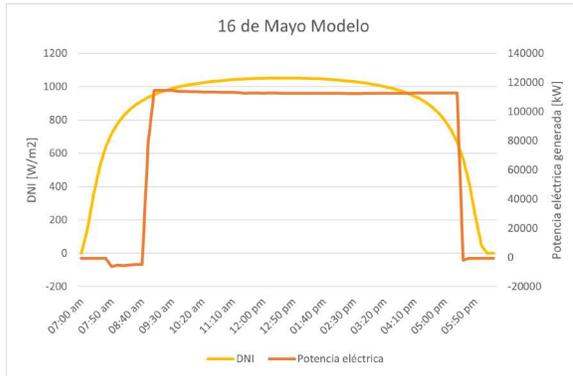


(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.

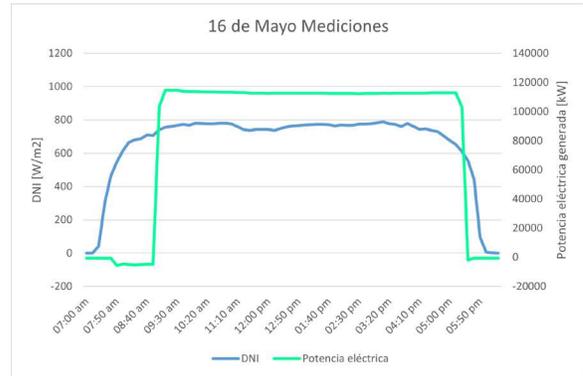


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.23: Datos de producción eléctrica el 3 de enero sin almacenamiento y múltiplo solar 3.



(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.

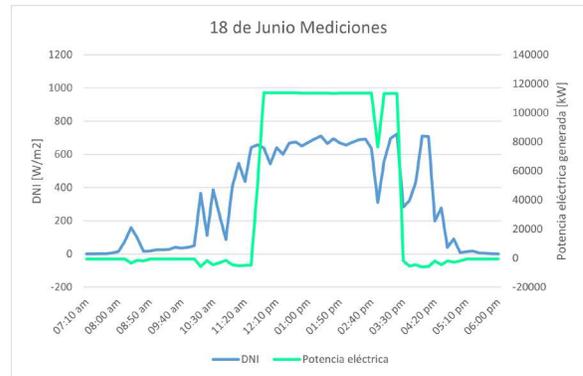


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.24: Datos de producción eléctrica el 16 de mayo sin almacenamiento y múltiplo solar 3.



(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.



(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.25: Datos de producción eléctrica el 18 de junio sin almacenamiento y múltiplo solar 3.

Tabla 4.10: Indicadores de variabilidad de potencia en el caso sin almacenamiento y múltiplo solar 3.

	Energía generada mediciones [MWh]	Energía generada modelo de cielo claro [MWh]	Variabilidad de potencia	Coficiente de variación	Índice de variabilidad	DARR
3 de enero	1194.57	1221.92	0.000	0.005	1.003	2.147
16 de mayo	941.89	959.61	0.019	0.018	6.208	2.145
18 de junio	395.13	929.90	0.103	0.071	106.315	3.059

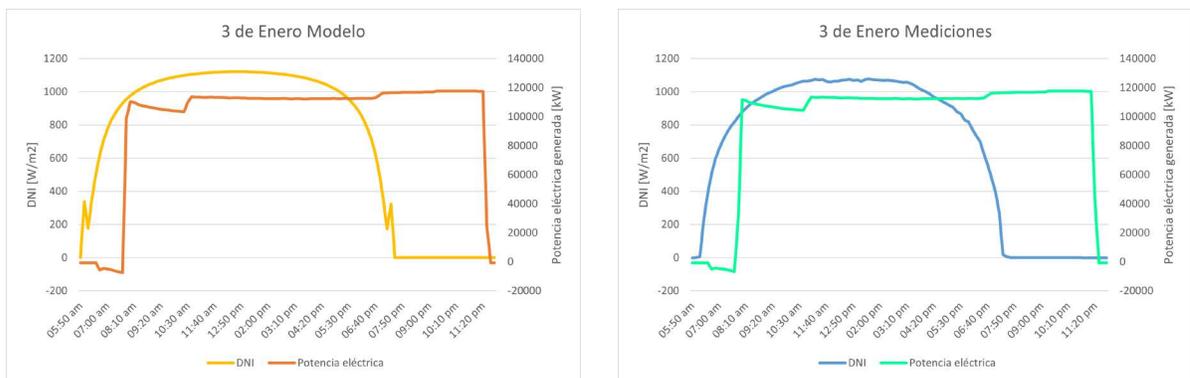
Al comparar la producción en el caso sin almacenamiento con múltiplo solar 2 y 3 se ve que la diferencia es muy baja, lo que significa que el sistema de MS 2 ya pasó el máximo múltiplo solar del que se puede obtener el máximo de producción sin almacenamiento, con esto se puede afirmar que la variabilidad solar es levemente mitigada por el aumento del múltiplo solar, y para aprovecharlo lo mejor posible requiere ser complementada con almacenamiento. Sumado a lo anterior, como las producciones son muy similares entre ambos casos, los máximos y mínimos en los indicadores también calzan entre sí, pero los del múltiplo solar 3 tienen

menor magnitud.

Viendo todos los casos de sistemas sin almacenamiento, cabe destacar que para el día 18 de junio en las mediciones, existe una caída en la producción, la cual está presente en todos los resultados y que es provocada por una baja ubicada temporalmente a las 2:50 PM en la irradiancia medida. Dado esto se aprecia que al ir aumentando el múltiplo solar (Figuras 4.10, 4.13 y 4.25), esta baja en la producción va siendo cada vez menos significativa, mostrando nuevamente que al aumentar el múltiplo solar, es posible mitigar las pérdidas, pero también se aprecia que el valor del múltiplo solar es muy alto y la caída de producción en ese momento aún no es mitigada totalmente, por lo tanto es necesario evaluar en general qué tanto compensa aumentar el almacenamiento y múltiplo solar por ciertas pérdidas que son muy significativas debido a la nubosidad.

4.2.3.2. 5 horas de almacenamiento

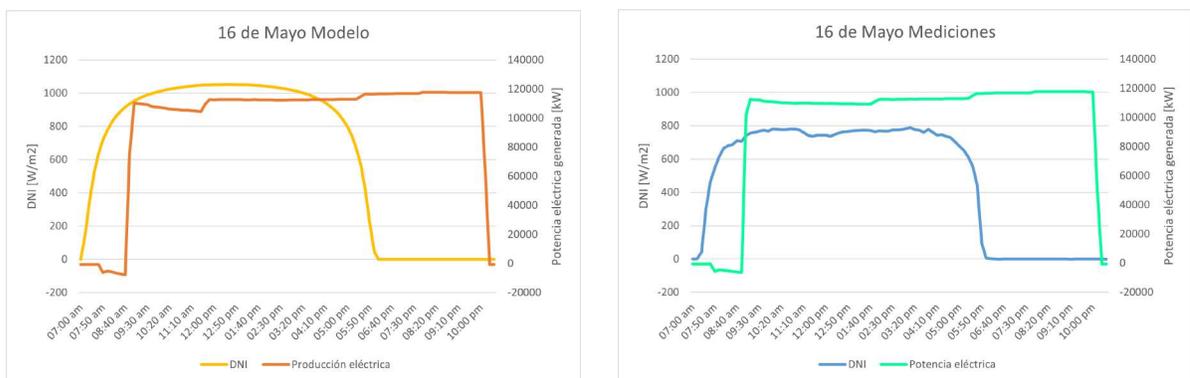
Aquí se muestra el caso con 5 horas de almacenamiento.



(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.

(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.26: Datos de producción eléctrica el 3 de enero con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.



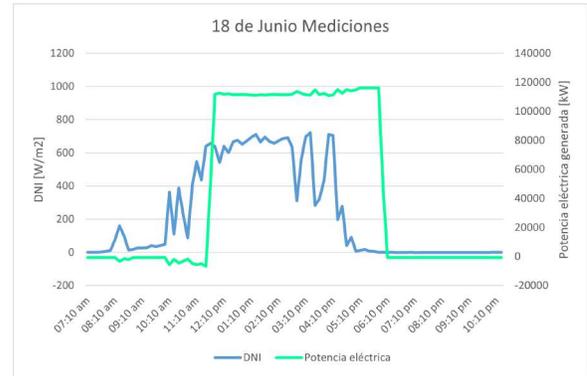
(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.

(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.27: Datos de producción eléctrica el 16 de mayo con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.



(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.



(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.28: Datos de producción eléctrica el 18 de junio con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.

Tabla 4.11: Indicadores de variabilidad de potencia en el caso de 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.

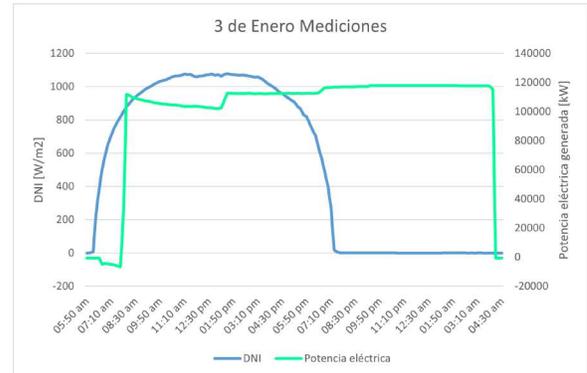
	Energía generada mediciones [MWh]	Energía generada modelo de cielo claro [MWh]	Variabilidad de potencia	Coefficiente de variación	Índice de variabilidad	DARR
3 de enero	1733.50	1760.18	0.010	0.032	0.952	2.335
16 de mayo	1485.98	1499.68	0.014	0.030	1.147	2.244
18 de junio	693.65	1467.95	0.013	0.017	7.070	2.556

4.2.3.3. 10 horas de almacenamiento

Aquí se muestra el caso con 10 horas de almacenamiento.

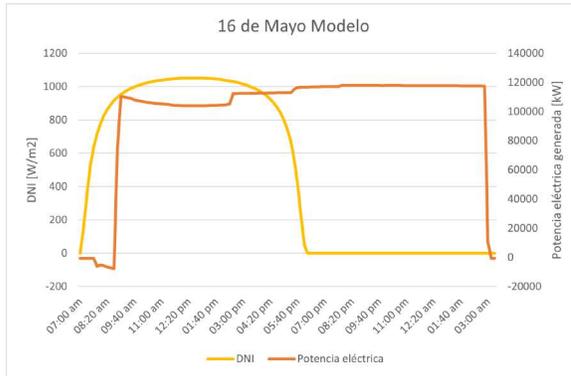


(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.

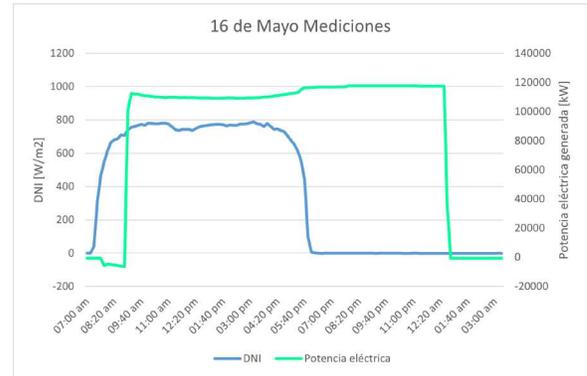


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.29: Datos de producción eléctrica el 3 de enero con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.

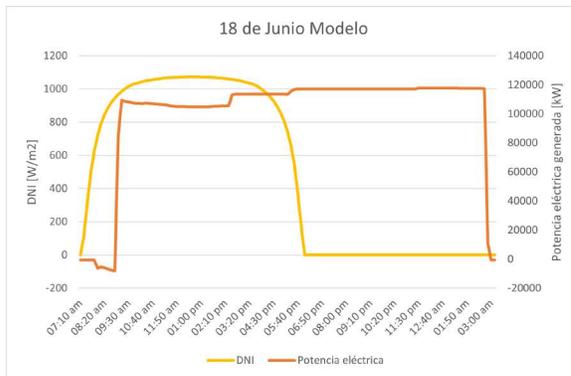


(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.

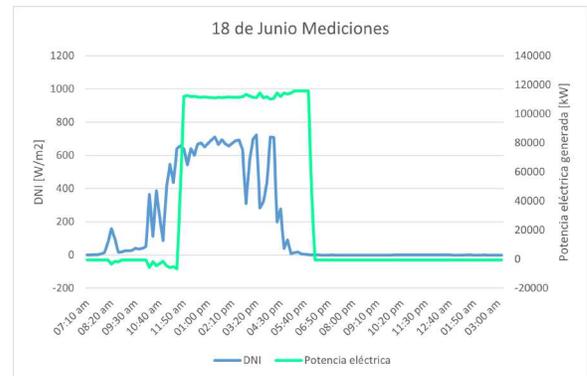


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.30: Datos de producción eléctrica el 16 de mayo con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.



(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.



(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

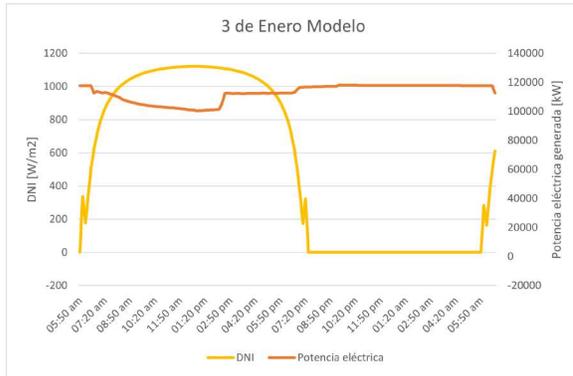
Figura 4.31: Datos de producción eléctrica el 18 de junio con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.

Tabla 4.12: Indicadores de variabilidad de potencia en el caso de 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.

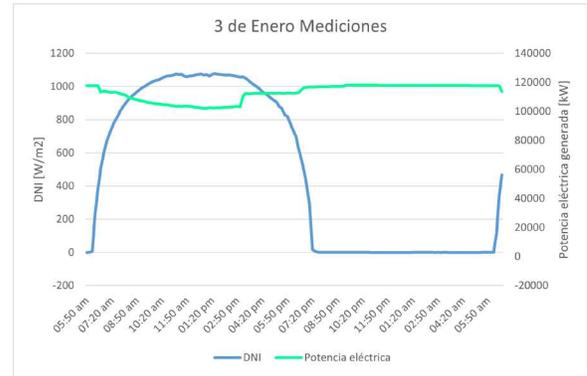
	Energía generada mediciones [MWh]	Energía generada modelo de cielo claro [MWh]	Variabilidad de potencia	Coficiente de variación	Índice de variabilidad	DARR
3 de enero	2274.05	2299.45	0.010	0.047	0.955	2.364
16 de mayo	1770.65	2040.81	0.013	0.034	1.165	2.245
18 de junio	691.65	2007.66	0.017	0.015	2.241	2.542

4.2.3.4. 15 horas de almacenamiento

Aquí se muestra el caso con 15 horas de almacenamiento.

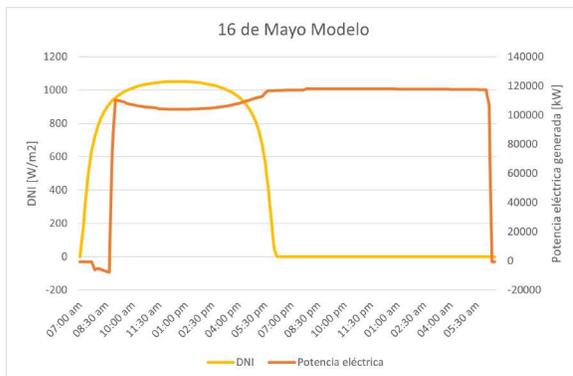


(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.

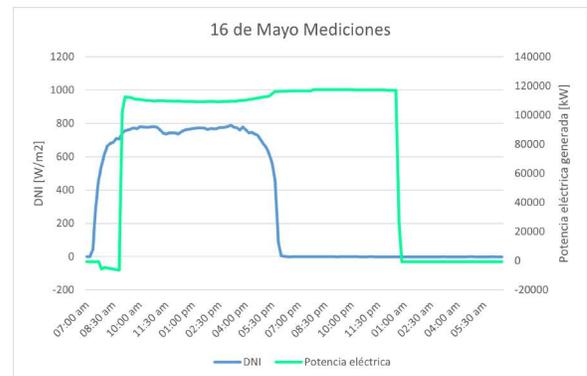


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.32: Datos de producción eléctrica el 3 de enero con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.

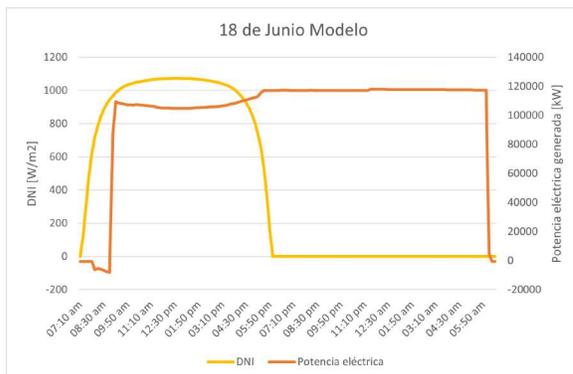


(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.

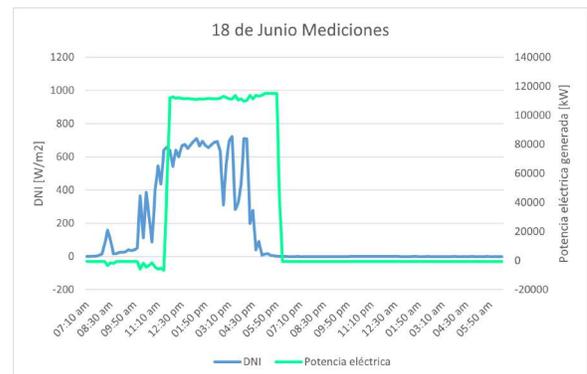


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.33: Datos de producción eléctrica el 16 de mayo con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.



(a) Producción eléctrica con datos del modelo de cielo claro.



(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura 4.34: Datos de producción eléctrica el 18 de junio con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.

Tabla 4.13: Indicadores de variabilidad de potencia en el caso de 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 3.

	Energía generada mediciones [MWh]	Energía generada modelo de cielo claro [MWh]	Variabilidad de potencia	Coefficiente de variación	Índice de variabilidad	DARR
3 de enero	2705.27	2701.72	0.008	0.052	0.909	0.309
16 de mayo	1767.73	2418.73	0.011	0.033	1.159	2.241
18 de junio	689.86	2387.68	0.012	0.013	2.277	2.530

4.2.3.5. Análisis general

Observando los gráficos anteriores de todos los casos de almacenamiento, se aprecia que para todas las situaciones la energía concentrada es suficiente para poder producir energía eléctrica en mayor o menor medida posterior a que termine el día solar.

En los gráficos se puede apreciar que hay una pequeña baja de producción durante el período en el que hay disponibilidad del recurso solar, y luego llega a un máximo más constante en la noche, esto se hace cada vez más presente en almacenamientos más grandes. Aun así la producción crece al aumentar el almacenamiento. Para los casos de alta irradiancia (3 de enero y modelo de cielo claro en general), el caso de mayor producción es cuando el almacenamiento es máximo, sin embargo cuando la irradiancia no es suficiente, el óptimo de producción es con un almacenamiento menor. En el caso de las mediciones del día 16 de mayo, la mayor producción se da con 10 horas de almacenamiento, y para el día 18 de junio, esto ocurre con 5 horas de almacenamiento.

Por el lado de los indicadores, los máximos y mínimos no parecen marcar un patrón claro en los casos con almacenamiento. Lo único que se puede notar, es que al ir aumentando el almacenamiento se va sumando un indicador a la concordancia de los máximos y mínimos con la nubosidad, primero en 5 horas de almacenamiento el *Índice de variabilidad*, luego este y la *Variabilidad de potencia*, y para el caso con mayor almacenamiento son los mencionados más el indicador *DARR*.

4.2.4. Máximo en producción

Como se dijo anteriormente, se aprecia que al aumentar el almacenamiento la producción llega a un punto en el que esta comienza a disminuir levemente, habiendo pasado por un máximo. Esto implica que hay un óptimo en la producción ligado al múltiplo solar y las horas de almacenamiento, siendo estos complementarios y teniendo que ser acordes el uno con el otro.

A continuación, en la Tabla 4.14 se observa la producción anual, en la que existe un óptimo de almacenamiento para cada múltiplo solar.

Tabla 4.14: Producción anual.

Producción anual [GWh]		Horas de almacenamiento [h]			
		0	5	10	15
Múltiplo solar	1	240.0	237.9	235.6	233.5
	2	344.4	488.8	524.2	523.2
	3	346.9	538.9	682.9	764.5

De estos datos se desprende que si se considera la producción anual, existe un óptimo anual si es que la idea es producir el máximo de energía en general, pero si se quiere considerar por diseño que la planta produzca mayor cantidad de energía en cierto período de tiempo va a ser necesario evaluar el almacenamiento para esa situación. Al igual que dependiendo de la cantidad de energía demandada, también se puede determinar un múltiplo solar acorde a este.

4.2.5. Mínima variabilidad

A continuación, se exponen de forma más resumida los indicadores que tuvieron cierto patrón de comportamiento cercano a lo esperado, lo cual era estar acorde a la nubosidad presente. Estos indicadores fueron la *Variabilidad de potencia* y el *Índice de variabilidad*, los cuales se muestran en las siguientes tablas separados por múltiplo solar. Esto se realiza con el motivo de ver si existe un óptimo en variabilidad en la producción según los indicadores mencionados. En colores se muestra el mínimo, y cada color corresponde a cada día.

4.2.5.1. Variabilidad de potencia

Tabla 4.15: Variabilidad de potencia para múltiplo solar 1.

	Horas de almacenamiento [h]			
	0	5	10	15
3 de enero	0.0107	0.0114	0.0114	0.0115
16 de mayo	0.0136	0.0136	0.0136	0.0137
18 de junio	0.1155	0.1160	0.1163	0.1166

Tabla 4.16: Variabilidad de potencia para múltiplo solar 2.

	Horas de almacenamiento [h]			
	0	5	10	15
3 de enero	0.0131	0.0039	0.0095	0.0010
16 de mayo	0.0227	0.0130	0.0129	0.0135
18 de junio	0.1735	0.0087	0.0169	0.0215

Tabla 4.17: Variabilidad de potencia para múltiplo solar 3.

	Horas de almacenamiento [h]			
	0	5	10	15
3 de enero	0.0000	0.0097	0.0095	0.0082
16 de mayo	0.0186	0.0137	0.0129	0.0108
18 de junio	0.1032	0.0126	0.0169	0.0122

4.2.5.2. Índice de variabilidad

En primer lugar, se muestra el caso para el múltiplo solar 1 en la Tabla 4.18.

Tabla 4.18: Índice de variabilidad para múltiplo solar 1.

	Horas de almacenamiento [h]			
	0	5	10	15
3 de enero	1.1222	1.1221	1.1220	1.1219
16 de mayo	0.7040	0.7040	0.7040	0.7040
18 de junio	8.3761	8.3774	8.3771	8.3784

Luego, en la Tabla 4.19 se muestra el caso para el múltiplo solar 2.

Tabla 4.19: Índice de variabilidad para múltiplo solar 2.

	Horas de almacenamiento [h]			
	0	5	10	15
3 de enero	1.1947	0.9299	0.9303	0.9276
16 de mayo	1.4330	1.7663	1.8655	2.0232
18 de junio	217.1544	3.7524	14.6892	18.7741

Por último se muestra el caso con múltiplo solar 3 en la Tabla 4.20

Tabla 4.20: Índice de variabilidad para múltiplo solar 3.

	Horas de almacenamiento [h]			
	0	5	10	15
3 de enero	1.0030	0.9521	0.9546	0.9085
16 de mayo	6.2078	1.1465	1.1654	1.1593
18 de junio	106.3148	7.0696	2.2408	2.2774

4.2.5.3. Porcentaje de producción

En la Tabla 4.21 se muestra el porcentaje que alcanza a producir la planta anualmente con las mediciones como entrada con respecto a la producción con el modelo de cielo claro.

Tabla 4.21: Porcentaje de producción de las mediciones con respecto al máximo (modelo de cielo claro).

Comparación de producción		Horas de almacenamiento [h]			
		0	5	10	15
Múltiplo solar	1	74.48 %	72.96 %	72.77 %	72.59 %
	2	88.84 %	83.33 %	75.99 %	75.95 %
	3	89.74 %	92.16 %	87.65 %	80.86 %

4.2.5.4. Análisis general

De las Tablas 4.15 a 4.20 se desprende que en cada indicador, el mínimo de variabilidad puede ser el sistema que tenga la menor cantidad de almacenamiento, o la mayor, para cada múltiplo solar, es decir mayoritariamente el orden es creciente o decreciente según la cantidad de almacenamiento. Se aprecia en cada tabla que no existe un orden concreto en el que los mínimos de variabilidad en cada día se presenten. Además, tampoco existe una concordancia entre indicadores, ya que los mínimos y máximos pueden estar en diferentes casos de almacenamiento (MS1 el 3 de enero, 16 de mayo; MS2 16 de mayo; MS3 3 de enero).

Ahora considerando los valores de forma más global, tomando los tres múltiplos solares para cada indicador principalmente se tiene que el mínimo de variabilidad es en el múltiplo solar 3, pero tampoco se muestra un patrón u orden en concordancia con las variables estudiadas. Para el 3 de enero, la mínima *Variabilidad de potencia* está en MS igual a 3 y sin almacenamiento, y el mínimo *Índice de variabilidad* está en el MS igual a 3 y 15 horas de almacenamiento; para el 16 de mayo, la mínima *Variabilidad de potencia* está en MS igual a 3 y sin almacenamiento, y el mínimo *Índice de variabilidad* está en el MS igual a 1; y para el 18 de junio, la mínima *Variabilidad de potencia* está en MS igual a 2 y 5 horas de almacenamiento, y el mínimo *Índice de variabilidad* está en el MS igual a 3 y 10 horas de almacenamiento.

Considerando la Tabla 4.21 se aprecia que en la producción anual, el que tiene mayor pérdidas debido a la nubosidad con respecto a la producción del modelo de cielo claro, es el caso de múltiplo solar 1 con 15 horas de almacenamiento, sin embargo, también se ve reflejada la baja de producción debido al aumento del almacenamiento, por lo tanto no tener sistema de almacenamiento complementado al aumento del múltiplo solar afecta en aproximadamente un 25.52 % de pérdidas (MS1 sin almacenamiento). Y el caso en el que se logra mitigar mejor la variabilidad solar según la diferencia de producción es en el múltiplo solar 3 con 5 horas de almacenamiento, teniendo aproximadamente un 7.84 % de pérdidas para este caso siendo el que más se acerca a la producción con el modelo de cielo claro, notar también que para el MS3 al aumentar más el almacenamiento aumenta mucho más la producción en el caso del modelo de cielo claro que en el de las mediciones, y por eso las diferencias son más grandes.

4.2.6. Otras comparaciones

A continuación se realizan simulaciones de prueba para ver algunos efectos en la producción diaria y anual del cambio de dos variables importantes en el desarrollo de una planta de energía: la potencia de diseño y el rendimiento del ciclo de potencia. Estas se desarrollan en el caso base de múltiplo solar 1 y sin almacenamiento. Para hacer las simulaciones se procede de igual forma que en las anteriores, pero al cambiar estas variables se requiere redimensionar la planta, y para esto nuevamente se utiliza el algoritmo de *SolarPILOT* con los datos del *Explorador Solar*. Es importante considerar lo anterior ya cada planta va a estar acorde a los parámetros de diseño. Los cambios de variables se hacen con un $\pm 10\%$ de diferencia con respecto al valor utilizado en las simulaciones anteriores (rendimiento = $0.412 \pm 10\%$ y potencia = $115 \pm 10\%$ [MW]).

4.2.6.1. Comparación con diferentes potencia de diseño

A continuación, se aprecia en la Tabla 4.22 las diferentes generaciones eléctricas en función de la potencia de diseño.

Tabla 4.22: Comparación de la energía generada en función a diferentes potencias de diseño.

Energía generada [MWh]	Potencia = 103.5 [MW]		Potencia = 115 [MW]		Potencia = 126.5 [MW]	
	Modelo	Mediciones	Modelo	Mediciones	Modelo	Mediciones
3 de enero	888.71	953.02	1055.51	981.61	1159.66	1078.86
16 de mayo	691.54	467.47	765.83	517.34	842.21	569.72
18 de junio	689.13	155.18	763.39	171.33	839.48	189.24
TOTAL ANUAL	290576	217641	322290	240030	353502	265145
COMPARACIÓN TOTAL	74.90 %		74.48 %		75.01 %	

Se aprecia que el aumento es bastante significativo de alrededor del 10 % en la producción total, y la comparación entre generación anual de los datos del modelo de cielo claro y las mediciones indica que el caso de mayor diferencia es el que tiene la potencia de 115[MW], y el de menor diferencia el de la potencia más grande de 126.5[MW]. El hecho de que la mayor diferencia sea el caso intermedio puede deberse a que el aumento de producción sea

decreciente en el caso del modelo de cielo claro y creciente en el caso de las mediciones al ir aumentando la variable estudiada en este caso particular.

4.2.6.2. Comparación con diferentes rendimientos del ciclo

A continuación, se aprecia en la Tabla 4.23 las diferentes generaciones eléctricas en función del rendimiento del ciclo de potencia.

Tabla 4.23: Comparación de la energía generada en función a diferentes rendimientos.

Energía generada [MWh]	Rendimiento = 0.3708		Rendimiento = 0.412		Rendimiento = 0.4532	
	Modelo	Mediciones	Modelo	Mediciones	Modelo	Mediciones
3 de enero	971.93	1044.18	1055.51	981.61	1067.41	995.66
16 de mayo	760.46	513.43	765.83	517.34	776.46	525.56
18 de junio	758.10	170.65	763.39	171.33	773.73	175.00
TOTAL ANUAL	319090	238472	322290	240030	325806	244319
COMPARACIÓN TOTAL	74.74 %		74.48 %		74.99 %	

Se aprecia que el aumento es de alrededor del 1 % en la producción total, y la comparación entre generación anual de los datos del modelo de cielo claro y las mediciones indica que el caso de mayor diferencia es el que tiene el rendimiento de 0.412, y el de menor diferencia el del rendimiento más grande de 0.4532 [MW]. Se repite la situación anterior de la máxima diferencia intermedia.

Se propone igual explorar estos casos de análisis de sensibilidad para describir mejor el comportamiento.

Capítulo 5

Conclusiones

Recapitulando el trabajo realizado, se consiguió escoger una localidad en Calama cerca de Chuquicamata, a partir de la cual se obtuvieron los datos necesarios para realizar un total de 24 simulaciones de plantas de concentración solar térmicas de torre central en SAM. En estas se generaron diversos casos de estudio combinando propiedades de una planta solar: el múltiplo solar y el tamaño del sistema de almacenamiento térmico para un caso de modelo de cielo claro y otro de mediciones, luego a partir de los resultados obtenidos se calcularon diversos indicadores para comparar la variabilidad de potencia de estas situaciones.

En base a los resultados obtenidos se puede concluir que el aumento del múltiplo solar y de la cantidad de almacenamiento térmico por separado son formas viables de mitigar los efectos de la variabilidad solar por nubosidad en una planta de torre central. Sin embargo, estas estrategias no son eficientes de manera independiente, ya que para poder obtener un mayor potencial de producción eléctrica, se necesitan complementar el uno con el otro. Adicional a lo anterior, también se puede afirmar a partir del análisis que existe un óptimo de producción en función del almacenamiento y el múltiplo solar, y para conseguir este máximo en la producción, se requiere primero evaluar el propósito de la planta considerando demanda y potencia, y posteriormente asignar cierta cantidad de almacenamiento a un múltiplo solar determinado. Cuantitativamente hablando y para óptimos aproximados anuales, un múltiplo solar igual a 1 no requiere almacenamiento, un múltiplo solar igual a 2 requiere 10 horas de almacenamiento y un múltiplo solar de 3 requiere 15 horas o más. Este último caso es el de mayor producción eléctrica con un total de 764.5 [GWh] anuales en una planta de 115 [MW] de potencia y un rendimiento térmico del 41.2%, valores que fueron estimados usando mediciones solares. La existencia de la nubosidad provoca pérdidas aproximadas de un 25.52% con respecto a lo que se podría obtener si se tuviera un cielo despejado todo el año, y la configuración que menos pérdidas anuales logra con respecto al caso del modelo de cielo claro es una planta con múltiplo solar 3 y 5 horas de almacenamiento consiguiendo tan solo un 7.84% de pérdidas.

Por parte de la aplicación de indicadores de variabilidad solar y de potencia, estos no se comportaron acorde a lo esperado, incluso a partir de estos no se obtuvieron resultados de los cuales se pudiera interpretar una relación clara entre la variabilidad solar por nubosidad y la variabilidad de potencia generada, además estos resultaron ser extremadamente sensibles a la selección de un intervalo adecuado. Es por esto también que posterior al estudio realizado no

se pudo establecer una relación cuantitativa clara entre la variabilidad solar y la generación eléctrica de una planta de concentración solar de torre central.

Dentro de las limitaciones presentes en el estudio, se encuentra que el programa utilizado, SAM, no realiza realmente un análisis dinámico, es por esto que para trabajos futuros se propone realizar un estudio considerando los aspectos transientes de la planta solar vista. Para esto se propone el uso de PySAM, una librería de código abierto basada en Python, que no sólo proporciona acceso a todas las capacidades del software System Advisor Model (SAM), sino que también ayuda a implementar escenarios personalizados. Otra aplicación útil para el estudio transiente del sistema puede ser TRNSOL, el cual es un software para el diseño, el cálculo y la optimización de sistemas de energía solar térmica basado en el motor TRNSYS, un entorno de software basado en gráfica que se utiliza para simular el comportamiento de sistemas transientes.

Por otro lado, debido a que los indicadores no fueron muy claros al momento de estudiar variabilidad solar y de potencia, se propone estudiarlos en un entorno de análisis dinámico, además de que también se pueden considerar diferentes formas de aplicación ya sea en el cálculo o en los distintos tipos de indicadores, debido a que el manejo de los mismos debe ser cuidadoso para poder obtener resultados consistentes a lo que se quiere esperar, y que no dependan tanto de la selección de intervalos particulares. Además sería recomendable hacer un análisis de sensibilidad en el ámbito de la variabilidad solar y variabilidad de potencia por separado.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía, “Ministerio de Energía anuncia histórico cierre adelantado de centrales a carbón,” 2021, <https://energia.gob.cl/noticias/los-lagos/ministerio-de-energia-anuncia-historico-cierre-adelantado-de-centrales-carbon>.
- [2] Electricidad, la revista energética de Chile, “AIE: generación eléctrica con renovables debe crecer 12 % al año para alcanzar nivel Net Zero en 2030,” 2021, <https://www.revistaec.cl/2021/11/25/aie-generacion-electrica-con-renovables-debe-crecer-12-al-ano-para-alcanzar-nivel-net-zero-en-2030/>.
- [3] Pitz-Paal, R., “Concentrating solar power,” *Future Energy: Improved, Sustainable and Clean Options for Our Planet*, pp. 413–430, 2020, doi:10.1016/B978-0-08-102886-5.00019-0.
- [4] NREL, “Power tower projects,” 2022, <https://solarpaces.nrel.gov/by-technology/power-tower>.
- [5] Romero, M. y Steinfeld, A., “Concentrating solar thermal power and thermochemical fuels,” *Energy and Environmental Science*, vol. 5, pp. 9234–9245, 2012, doi:10.1039/c2ee21275g.
- [6] Salgado-Plasencia, E., Carrillo-Serrano, R. V., Rivas-Araiza, E. A., y Toledano-Ayala, M., “Scada-based heliostat control system with a fuzzy logic controller for the heliostat orientation,” *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 9, 2019, doi:10.3390/app9152966.
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional, “Coordinador Eléctrico Nacional,” 2022, <https://www.coordinador.cl/>.
- [8] Stekli, J., Irwin, L., y Pitchumani, R., “Technical challenges and opportunities for concentrating solar power with thermal energy storage,” *Journal of Thermal Science and Engineering Applications*, vol. 5, 2013, doi:10.1115/1.4024143.
- [9] Dudda, B. y Shin, D., “Effect of nanoparticle dispersion on specific heat capacity of a binary nitrate salt eutectic for concentrated solar power applications,” *International Journal of Thermal Sciences*, vol. 69, pp. 37–42, 2013, doi:10.1016/j.ijthermalsci.2013.02.003.
- [10] Moran, M. J. y Shapiro, H. N., “Fundamentals of engineering thermodynamics,” 2014.
- [11] Perez, R., David, M., Hoff, T. E., Jamaly, M., Kivalov, S., Kleissl, J., Lauret, P., y Perez, M., “Spatial and temporal variability of solar energy,” *Foundations and Trends® in Renewable Energy*, vol. 1, pp. 1–44, 2016, doi:10.1561/2700000006.
- [12] Crespi, F., Toscani, A., Zani, P., Sánchez, D., y Manzolini, G., “Effect of passing clouds on the dynamic performance of a CSP tower receiver with molten salt heat storage,” *Applied Energy*, vol. 229, pp. 224–235, 2018, doi:10.1016/j.apenergy.2018.07.094.

- [13] Castillejo-Cuberos, A. y Escobar, R., “Understanding solar resource variability: An in-depth analysis, using chile as a case of study,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 120, 2020, doi:10.1016/j.rser.2019.109664.
- [14] Ministerio de Energía y Departamento de Geofísica - Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas - Universidad de Chile, “Explorador solar,” 2017, <https://solar.minenergia.cl/exploracion>.
- [15] Gutiérrez, C., Ángel Gaertner, M., Perpiñán, O., Gallardo, C., y Sánchez, E., “A multi-step scheme for spatial analysis of solar and photovoltaic production variability and complementarity,” *Solar Energy*, vol. 158, pp. 100–116, 2017, doi:10.1016/j.solener.2017.09.037.
- [16] Stein, J. S., Hansen, C. W., y Reno, M. J., “The variability index: A new and novel metric for quantifying irradiance and pv output variability,” 2012.
- [17] Haaren, R. V., Morjaria, M., y Fthenakis, V., “Empirical assessment of short-term variability from utility-scale solar pv plants,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 22, pp. 548–559, 2014, doi:10.1002/pip.2302.
- [18] Ineichen, P. y Perez, R., “A new airmass independent formulation for the linke turbidity coefficient,” 2002, www.elsevier.com/locate/solener.
- [19] William F. Holmgren y Clifford W., y Hansen y Mark A. Mikofski., “pvlib python: a python package for modeling solar energy systems,” 2018, doi:10.5281/zenodo.5366883.
- [20] Gobierno de Chile, Ministerio de Energía., “Campaña de medición del recurso eólico y solar.”, <http://walker.dgf.uchile.cl/Mediciones/>.
- [21] National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO, “System Advisor Model Version 2020.11.29 (SAM 2020.11.29) User Documentation. Help File.,” 2020.
- [22] Wagner, M. J., “Simulation and predictive performance modeling of utility-scale central receiver system power plants,” 2008.
- [23] National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO, “System Advisor Model Version 2021.12.2 (SAM 2021.12.2),” 2021, <https://sam.nrel.gov>.

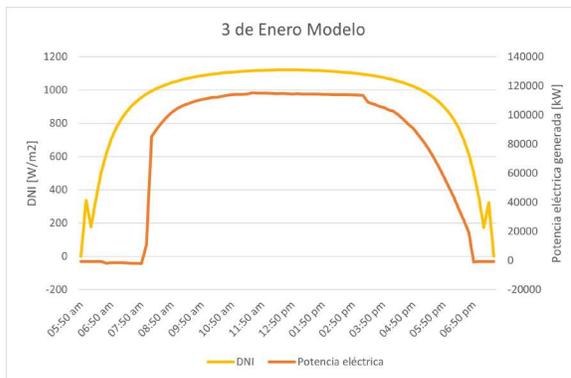
Anexo

Anexo A. Resultados

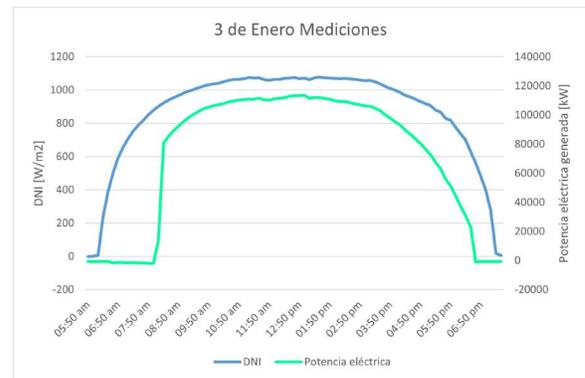
A.1. Gráficos de producción diaria

A.1.1. Múltiplo solar 1

5 horas de almacenamiento

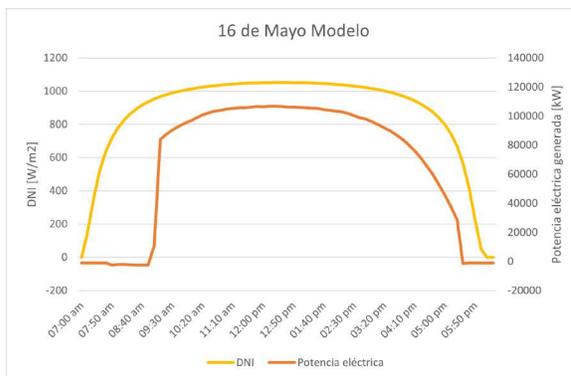


(a) Producción eléctrica con datos del modelo.

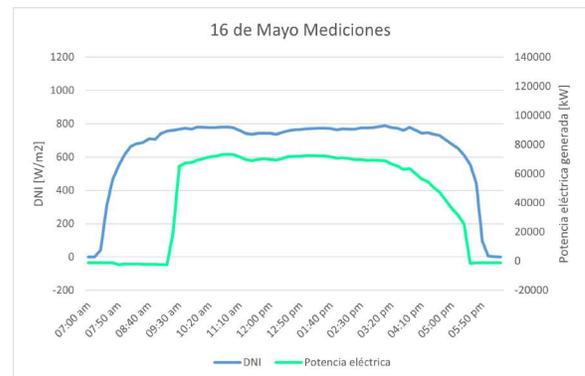


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura A.1: Datos de producción eléctrica el 3 de enero con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.

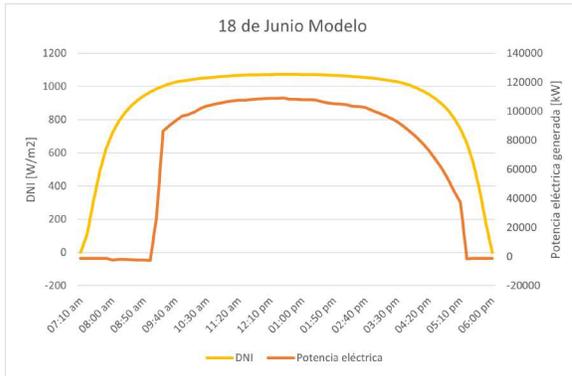


(a) Producción eléctrica con datos del modelo.

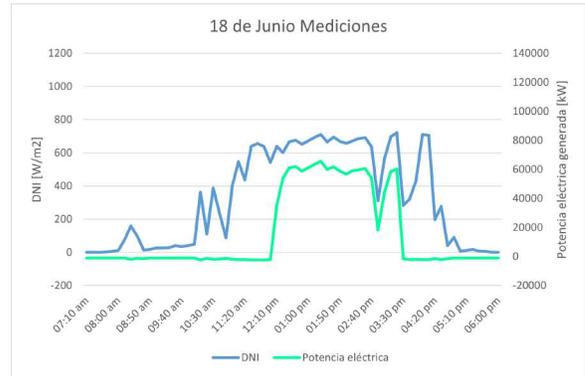


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura A.2: Datos de producción eléctrica el 16 de mayo con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.



(a) Producción eléctrica con datos del modelo.



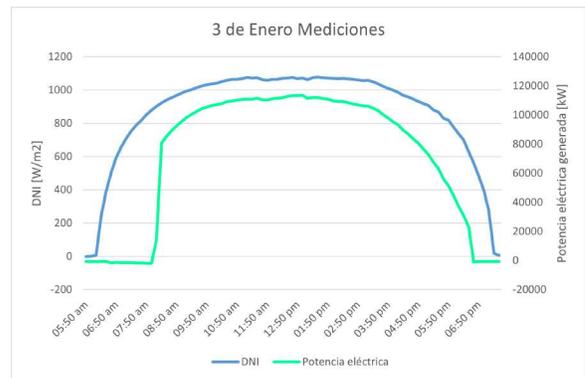
(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura A.3: Datos de producción eléctrica el 18 de junio con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.

10 horas de almacenamiento



(a) Producción eléctrica con datos del modelo.

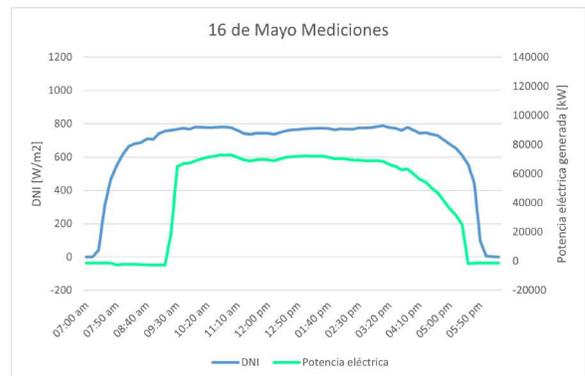


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura A.4: Datos de producción eléctrica el 3 de enero con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.

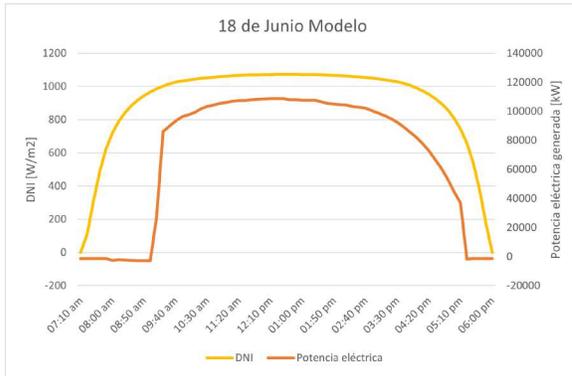


(a) Producción eléctrica con datos del modelo.

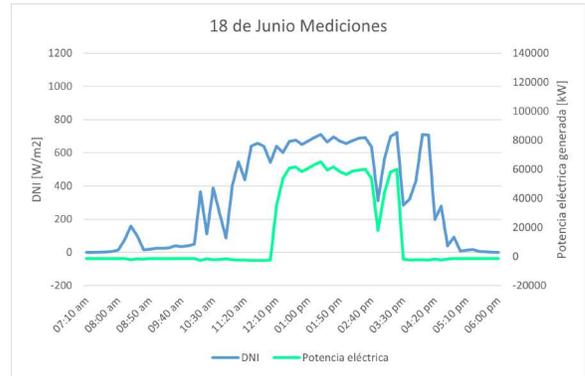


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura A.5: Datos de producción eléctrica el 16 de mayo con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.



(a) Producción eléctrica con datos del modelo.



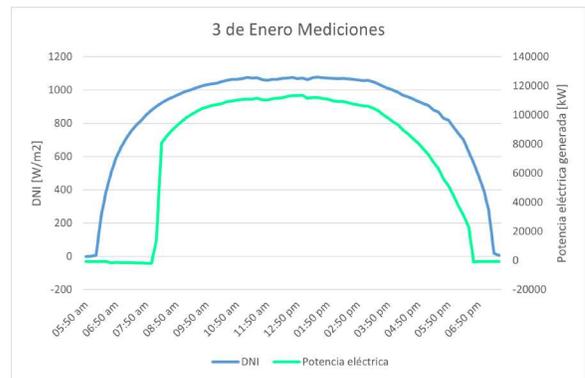
(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura A.6: Datos de producción eléctrica el 18 de junio con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.

15 horas de almacenamiento

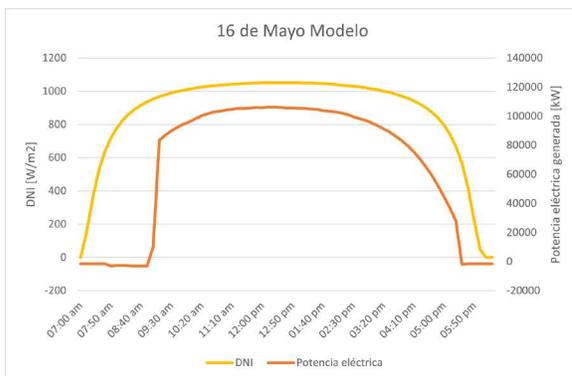


(a) Producción eléctrica con datos del modelo.

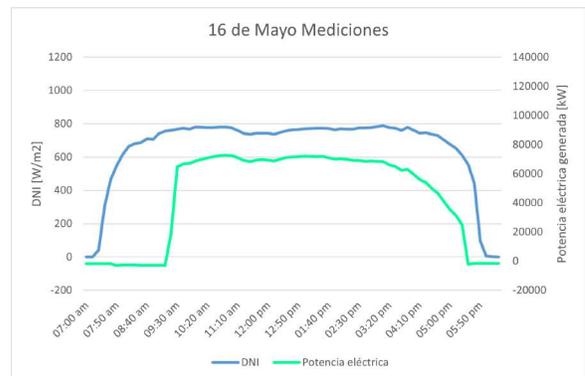


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura A.7: Datos de producción eléctrica el 3 de enero con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.

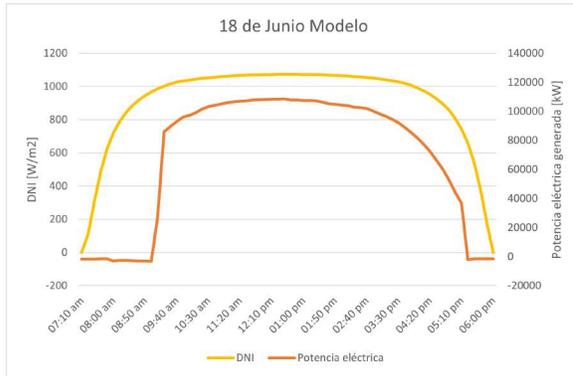


(a) Producción eléctrica con datos del modelo.

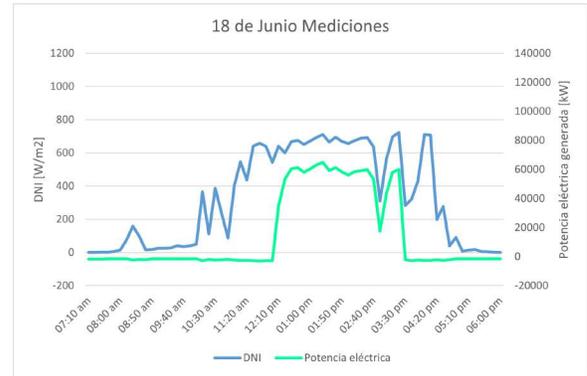


(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura A.8: Datos de producción eléctrica el 16 de mayo con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.



(a) Producción eléctrica con datos del modelo.



(b) Producción eléctrica con datos de las mediciones.

Figura A.9: Datos de producción eléctrica el 18 de junio con 15 horas de almacenamiento y múltiplo solar 1.

A.2. Gráficos de comparación de indicadores

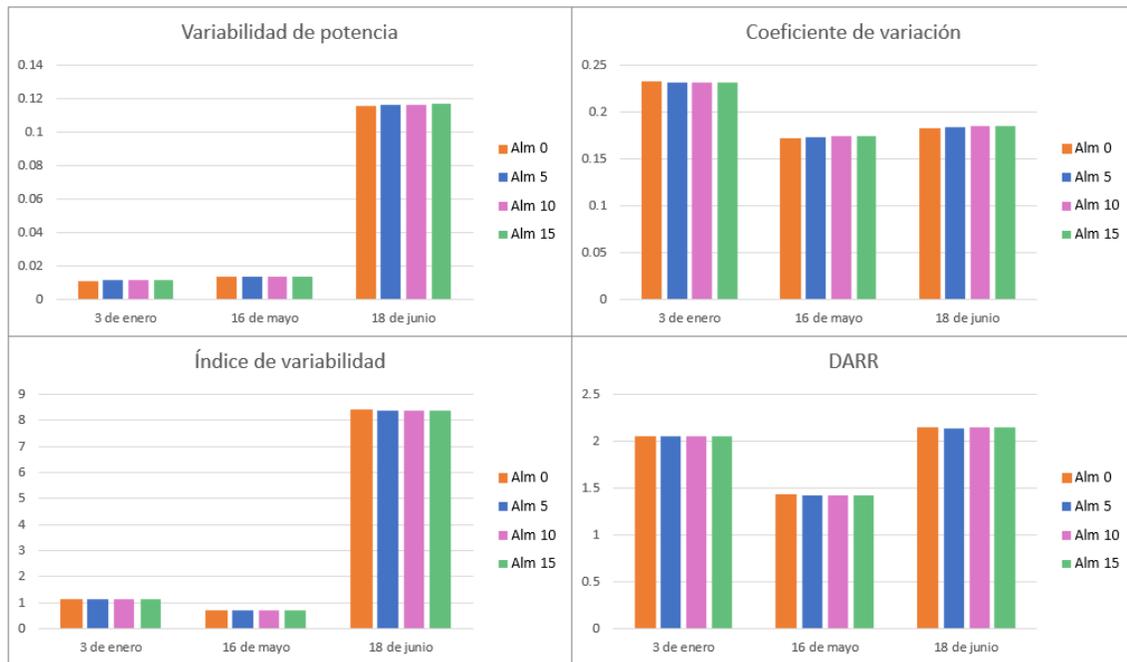


Figura A.10: Comparación de indicadores para cada almacenamiento con múltiplo solar 1.

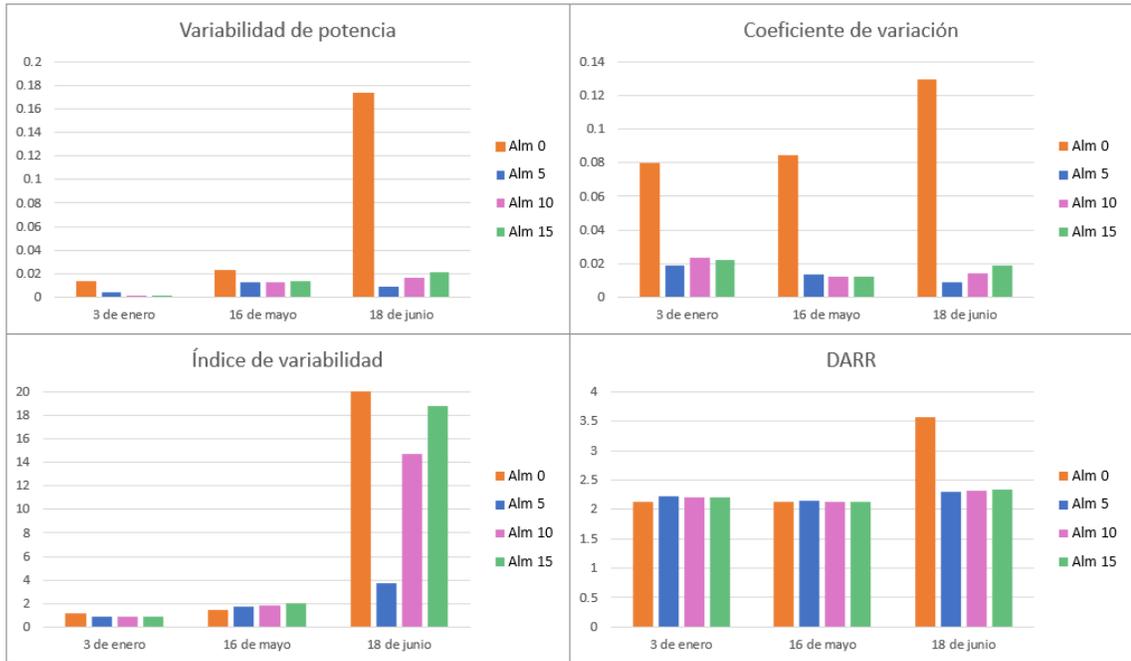


Figura A.11: Comparación de indicadores para cada almacenamiento con múltiplo solar 2.

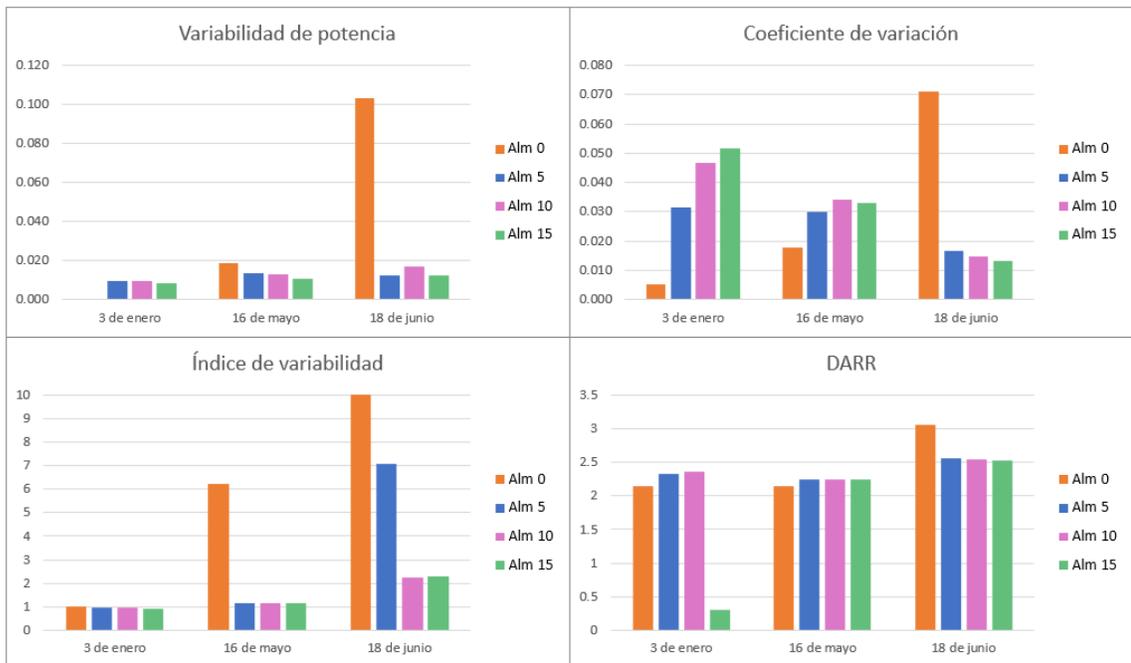


Figura A.12: Comparación de indicadores para cada almacenamiento con múltiplo solar 3.