



**UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA**

**INFLUENCIA DEL ALMACENAMIENTO TÉRMICO EN EL DESEMPEÑO DE UNA  
PLANTA TERMOSOLAR PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO *CIVIL ELECTRICISTA***

**CRISTIAN FELIPE REYES VIGH**

PROFESOR GUÍA:  
ALFREDO MUÑOZ RAMOS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
ROBERTO ROMÁN LATORRE  
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA

SANTIAGO DE CHILE  
JUNIO 2012

## Resumen

En este trabajo se ha desarrollado la implementación de una planta de concentración solar de *receptor central* (CRS por sus siglas en inglés *Central Receiver System*), conocida también como *campo de helióstatos* o *central solar de torre*, ubicada en el norte grande de nuestro país, región de Antofagasta, ciudad de Calama. La ventaja y atractivo de esta tecnología, en contraste con la experimentada de colectores cilindro parabólicos, en adelante CCP, es la mayor eficiencia que se puede obtener en el *ciclo térmico de potencia*, gracias a su tecnología de seguimiento en dos ejes que concentra en mayor grado la radiación solar. De esta manera, resulta posible trabajar con *vapor saturado* de alta temperatura, lo que se traduce en una mayor eficiencia resultante del ciclo de potencia de la central.

La primera parte del trabajo se centra en explicar la modelación de la tecnología de concentración solar. En particular, se presentan los siguientes contrastes con la tecnología CCP: forma plana del reflector frente a una parabólica; sistema de seguimiento en dos ejes y no en eje único; disposición de los espejos dentro del terreno; receptor central versus al receptor distribuido de los reflectores parabólicos; distinto fluido térmico de trabajo, explicado por las distintas temperaturas de operación alcanzadas; entre otras.

Posteriormente, se analiza el impacto positivo en el desempeño de la planta al incluir un sistema de almacenamiento térmico, para lo cual se procede a programar y exponer en el software Matlab® un grupo de funciones que representan la dinámica de la planta con y sin este sistema. La metodología que permite mostrar la salida eléctrica en función de la disponibilidad solar, es el *balance de energía* en las componentes principales de la central: campo de helióstatos, receptor, tanque de almacenamiento y generador de vapor.

Un punto al cual se le prestó especial énfasis, fue la descripción del mercado eléctrico de nuestro país y los incentivos concretos, traducidos en normas, que apuntan a introducir las ERNC (energías renovables no convencionales) a la matriz energética de nuestro territorio. En particular, el mecanismo de cuotas ERNC, que exige que un porcentaje de la energía despachada por las *centrales convencionales* provenga de fuentes renovables, se traduce en una fuente adicional de ingresos para la central solar.

Finalmente, se ha hecho confluír el aporte del sistema de almacenamiento a las posibles estrategias de despacho de la central, de modo de maximizar los ingresos por venta de energía y por suministro de *potencia firme*, o de suficiencia, en las horas de demanda punta. El análisis global demostró que el sistema de almacenamiento no sólo permite mejorar la eficiencia de operación de la central, por medio del despacho constante a capacidad nominal, incluso ante la presencia de un frente transitorio de nubes, sino, y de acuerdo a la revisión de los distintos *indicadores financieros*, que su presencia permite maximizar los ingresos obtenidos, disminuir el periodo de recuperación del capital, aumentar el VAN del proyecto y aún más destacable: hacer rentable el proyecto no convencional.

*A mi mamá, papá, hermano y hermana...  
... y a los que forman y formaron parte de mi vida también.*

# Índice de Contenido

<b>A. Índice de Figuras .....</b>	<b>vi</b>
<b>B. Índice de Tablas.....</b>	<b>viii</b>
<b>1. Introducción.....</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación .....	1
1.2. Objetivos .....	3
1.2.1. Objetivos Generales .....	3
1.2.2. Objetivos Específicos.....	3
<b>2. Antecedentes .....</b>	<b>4</b>
2.1. Ángulos Observador – Sol .....	4
2.2. Componentes de un Concentrador Solar .....	5
2.3. Tecnologías de Concentración Solar.....	6
2.3.1. Disco Stirling .....	7
2.3.2. Torre Central .....	7
2.3.3. Colectores Cilindro Parabólicos.....	8
2.3.4. Plantas ISCC: Integración Solar al Ciclo Combinado.....	9
2.4. Dispositivos de Almacenamiento Energético .....	10
2.4.1. Almacenamiento Térmico en Sales.....	11
2.4.2. Almacenamiento Solar - Químico: Paneles Fotovoltaicos – Baterías.....	12
2.4.3. Supercondensadores (Supercaps).....	13
2.5. Normativa, Incentivos y Mercado Eléctrico de Nuestro País .....	14
2.5.1. Definiciones y Participantes del Sistema Eléctrico .....	15
2.5.2. Organismos Asociados al Mercado Eléctrico Nacional .....	17
2.5.3. Cuotas ERNC .....	21
2.5.4. Formas de Pago por Participación en el Mercado Eléctrico .....	23
2.6. Estado del Arte.....	25
2.6.1. SEGS I al IX.....	25
2.6.2. Solar One/ Two.....	27
2.6.3. Andasol I, II .....	28
2.6.4. Gemasolar .....	29

<b>3.</b>	<b>Descripción Elementos Planta Solar .....</b>	<b>31</b>
3.1.	Modelo de Estimación de Radiación Disponible .....	31
3.2.	Campo de Helióstatos .....	34
3.3.	Receptor Solar .....	38
3.3.1.	Sales Fundidas.....	38
3.3.2.	Tipo de Receptor .....	39
3.4.	Ciclo de Potencia .....	39
3.5.	Balances de Masa y Energía de la Planta Térmica.....	41
3.5.1.	Tanque Caliente de Almacenamiento .....	41
3.5.2.	Tanque Frío de Almacenamiento .....	44
3.5.3.	Receptor .....	44
3.5.4.	Generador de Vapor .....	48
3.6.	Datos de Diseño de la Planta.....	51
<b>4.</b>	<b>Resultados Simulación Planta Solar .....</b>	<b>60</b>
4.1.	Efecto de Nubosidad .....	60
4.2.	Día Claro .....	62
4.3.	Cálculo Factor de Planta .....	66
4.4.	Energía Desenfocada.....	67
<b>5.</b>	<b>Evaluación Económica .....</b>	<b>68</b>
5.1.	Costos Marginales subestación Crucero .....	68
5.2.	Precios de Potencia Nudo subestación Crucero .....	70
5.3.	Ingresos por Venta de Energía en el Mercado Spot .....	71
5.3.1.	Planta sin Almacenamiento.....	71
5.3.2.	Planta con Almacenamiento.....	72
5.4.	Ingresos por suministro de Potencia en el Mercado Spot .....	79
5.4.1.	Cálculos previos.....	80
5.4.2.	Resultados Obtenidos.....	83
5.4.2.1.	Potencia Firme: sin almacenamiento.....	83
5.4.2.2.	Potencia Firme: estrategia base .....	83

5.4.2.3.	Potencia Firme: estrategia2 .....	84
5.5.	Ingresos por contratos de cuotas ERNC.....	84
5.6.	Análisis de Costos: Software SAM.....	85
5.6.1.	Comparación costos de inversión: centrales en evaluación ambiental.....	87
5.7.	Resumen resultados: venta de energía y potencia firme .....	88
5.8.	Indicadores Financieros .....	90
5.8.1.	Periodo simple de recuperación del capital .....	90
5.8.2.	Valor Actual Neto (VAN).....	91
<b>6.</b>	<b>Conclusiones .....</b>	<b>95</b>
<b>7.</b>	<b>Bibliografía .....</b>	<b>98</b>
<b>8.</b>	<b>Anexos .....</b>	<b>101</b>
8.1.	Anexo A: Detalle Modelo de Bird .....	101
8.2.	Anexo B: Conceptos Termodinámicos .....	105
8.3.	Anexo C: Radiación normal directa en solsticios y equinoccios .....	109
8.4.	Anexo D: Volumen tanque de almacenamiento y cantidad de horas de generación a máxima capacidad .....	112
8.5.	Anexo E: Procedimiento Cálculo de Potencia Firme.....	114
8.6.	Anexo F: Códigos fuente Matlab® utilizados.....	123

## A. Índice de Figuras

Figura 2.1: Ángulos Observador - Sol .....	5
Figura 2.2: Esquema sistema concentrador de Disco Stirling.....	7
Figura 2.3: Esquema sistema de torre central y campo de helióstatos .....	8
Figura 2.4: Esquema sistema de concentradores cilindro parabólicos .....	9
Figura 2.5: Esquema central ISCC.....	10
Figura 2.6: Almacenamiento de Sales en dos Tanques (central Andasol 3). .....	12
Figura 2.7: Supercondensadores de Maxwell Technologies .....	13
Figura 2.8: Interrelación actores eléctricos en mercado nacional .....	17
Figura 2.9: Interacción entre los distintos actores del mercado eléctrico en nuestro país.....	21
Figura 2.10: Medios de transferencia monetaria entre los diversos actores del mercado nacional .....	25
Figura 2.11: Centrales SEGS III a VII, Kramer Junction, California. ....	26
Figura 2.12: Central Solar Two Barstow, California. ....	28
Figura 2.13: Centrales Andasol 1 (izquierda) y Andasol 2 (arriba-derecha), Granada, España.....	29
Figura 2.14: Central de Torre central Gemasolar.....	30
Figura 3.1: Irradiancia directa horaria en superficie horizontal: modelo de Bird. ....	32
Figura 3.2: Radiación directa horaria captada con seguimiento ideal.....	32
Figura 3.3: Variación del ángulo de altura a lo largo del año a las 12 p.m. (ciudad de Calama) .....	34
Figura 3.4: Derivación ángulo de incidencia de un helióstato arbitrario .....	35
Figura 3.5: Ángulos de incidencia durante Equinoccios y Solsticios en los 4 puntos cardinales .....	36
Figura 3.6: Coseno eficiencia del campo colector a lo largo del día.....	37
Figura 3.7: Eficiencia promedio campo de colectores: equinoccio de primavera. ....	38
Figura 3.8: Esquema principales componentes de la planta solar de receptor central .....	41
Figura 3.9: Diagrama Tanque caliente de almacenamiento .....	42
Figura 3.10: Esquema receptor de tipo exterior .....	45
Figura 3.11: Generador de vapor por intercambio de calor .....	48
Figura 3.12: Curva modelo eficiencia ciclos de potencia, de acuerdo a su temperatura de operación y razón de concentración solar .....	50
Figura 3.13: Radiación normal directa: día 21 de diciembre .....	56
Figura 3.14: Construcción campo solar concéntrico.....	58
Figura 4.1: Potencia de salida: Sin almacenamiento.....	60
Figura 4.2: Potencia de Salida en presencia de nubosidad: Sin almacenamiento .....	61
Figura 4.3: Variación volumen y potencia de salida día despejado: 6 horas de almacenamiento (estrategia base).....	61
Figura 4.4: Variación volumen y potencia de salida día nublado: 6 horas de almacenamiento.....	62
Figura 4.5: Variación volumen y potencia salida: 10 horas de almacenamiento (estrategia base) .....	63
Figura 4.6: Potencia de salida: Sin almacenamiento.....	63
Figura 4.7: Variación volumen almacenamiento y potencia salida: 6 horas de almacenamiento (estrategia base).....	64
Figura 4.8: Variación volumen almacenamiento y potencia salida: 10 horas de almacenamiento (estrategia base).....	64
Figura 4.9: Variación volumen almacenamiento y potencia salida: 6 horas de almacenamiento (estrategia 2) .....	65
Figura 4.10: Variación volumen almacenamiento y potencia salida: 10 horas de almacenamiento (estrategia 2) .....	66
Figura 5.1: Costos marginales horarios para el año 2011: S/E Crucero.....	70
Figura 5.2: Ingresos diarios por venta de energía año 2011: Sin almacenamiento .....	72
Figura 5.3: Ingresos diarios por venta de energía año 2011: 6 hrs. de almacenamiento .....	73
Figura 5.4: Ingresos diarios por venta de energía año 2011: 8 hrs. de almacenamiento .....	73
Figura 5.5: Ingresos diarios por venta de energía año 2011: 10 hrs. de almacenamiento .....	74
Figura 5.6: Ingresos diarios por venta de energía año 2011: 12 hrs. de almacenamiento .....	74
Figura 5.7: Ingreso anual por venta de energía año 2011: 15 hrs. de almacenamiento.....	75
Figura 5.8: Ingreso anual por venta de energía año 2011: 6 hrs. de almacenamiento.....	76
Figura 5.9: Ingreso anual por venta de energía año 2011: 8 hrs. de almacenamiento.....	76

Figura 5.10: Ingreso anual por venta de energía año 2011: 10 hrs. de almacenamiento.....	77
Figura 5.11: Ingreso anual por venta de energía año 2011: 12 hrs. de almacenamiento.....	77
Figura 5.12: Ingreso anual por venta de energía año 2011: 15 hrs. de almacenamiento.....	78
Figura 5.13: Comparación ingresos anuales entre estrategia base y estrategia 2.....	79
Figura 5.14: Comparación ingresos anuales globales: estrategia base y estrategia 2.....	89
Figura 8.1: Sistema abierto genérico.....	106
Figura 8.2: Radiación normal directa: día 21 de marzo.....	109
Figura 8.3: Radiación normal directa día 21 de junio.....	110
Figura 8.4: Radiación normal directa día 21 de septiembre.....	111
Figura 8.5: Variación volumen almacenamiento y potencia salida: 6 horas de almacenamiento.....	112
Figura 8.6: Variación volumen almacenamiento y potencia salida: 10 horas de almacenamiento.....	112
Figura 8.7: Variación volumen almacenamiento y potencia salida: 6 horas de almacenamiento.....	113
Figura 8.8: Variación volumen almacenamiento y potencia salida: 10 horas de almacenamiento.....	113
Figura 8.9: Estados operativos para la estadística de operación de la central.....	116
Figura 8.10: Clasificación de los estados operativos para el cálculo de la Indisponibilidad de la central.....	117



## B. Índice de Tablas

Tabla 2.1: Primeras centrales de prueba (DCS) y comerciales (SEGS) tecnología CCP en operación en el mundo .....	26
Tabla 2.2: Primeras centrales piloto de torre central en funcionamiento en el mundo .....	27
Tabla 2.3: Características técnicas central Gemasolar, España.....	29
Tabla 3.1: Propiedades físicas sal solar .....	39
Tabla 3.2: Características de entrada y salida del vapor en el intercambiador de calor .....	52
Tabla 3.3: Parámetros de eficiencia campo solar y receptor.....	53
Tabla 3.4: Temperaturas de trabajo tanques de almacenamiento.....	54
Tabla 3.5: Volumen tanque almacenamiento y su energía almacenada según horas de autonomía.....	54
Tabla 3.6: Radiación normal directa para el día 21 de diciembre .....	56
Tabla 3.7: Cantidad de helióstatos, energía a recolectar y área del campo solar en función de las horas almacenamiento: día 21 de diciembre.....	58
Tabla 3.8: Resumen datos de diseño planta solar, capítulo 3.....	59
Tabla 4.1: Factores de planta alcanzados con almacenamiento .....	66
Tabla 4.2: Energía desenfocada y cantidad de horas con rebalse de energía: mes de diciembre .....	67
Tabla 5.1: Precios base potencia punta subestación Crucero: año 2011 .....	70
Tabla 5.2: Precios de potencia nudo barra Crucero: Año 2011 .....	71
Tabla 5.3: Ingresos anuales y promedio diario por venta de energía: estrategia base .....	75
Tabla 5.4: Ingresos anuales y promedio diario por venta de energía: estrategia 2.....	78
Tabla 5.5: Estadísticas promedio de indisponibilidad en el SING, periodo 2007 – 2011 .....	81
Tabla 5.6: Parámetros de unidades térmicas operando en el SING con potencias entre 80 y 150 MW.....	81
Tabla 5.7: Valores de demanda máxima en hora punta: balance de potencia año 2011 .....	82
Tabla 5.8: Cálculo potencia firme asignado a la central solar según horas de almacenamiento: estrategia base .....	83
Tabla 5.9: Resumen energía anual generada, e ingresos por cuota ERNC según almacenamiento: año 2011 .	85
Tabla 5.10: Datos de entrada planta solar al software SAM .....	85
Tabla 5.11: Costos construcción central de receptor central según SAM.....	86
Tabla 5.12: Costos de inversión planta concentración solar de receptor central, según horas de almacenamiento .....	87
Tabla 5.13: Datos de centrales ingresadas en el sistema de evaluación ambiental: e-seia.....	87
Tabla 5.14: Ingresos energía y potencia 2011: sin almacenamiento .....	88
Tabla 5.15: Ingresos energía y potencia 2011: estrategia base .....	88
Tabla 5.16: Ingresos energía y potencia 2011: estrategia 2 .....	89
Tabla 5.17: periodo simple de retorno del capital: Sin contrato ERNC.....	90
Tabla 5.18: periodo simple de retorno del capital: Con contrato ERNC.....	91
Tabla 5.19: Valor actual neto según vida útil proyecto: sin almacenamiento .....	92
Tabla 5.20: Valor actual neto según vida útil proyecto: estrategia base .....	92
Tabla 5.21: Valor actual neto según vida útil proyecto: estrategia 2 .....	92
Tabla 5.22: Valor actual neto según vida útil proyecto: sin almacenamiento + contrato ERNC .....	93
Tabla 5.23: Valor actual neto según vida útil proyecto: estrategia base + contrato ERNC .....	93
Tabla 5.24: Valor actual neto según vida útil proyecto: estrategia 2 + contrato ERNC .....	93
Tabla 8.1: Radiación normal directa: día 21 de marzo .....	109
Tabla 8.2: Radiación normal directa día 21 de junio .....	110
Tabla 8.3: Radiación normal directa día 21 de septiembre .....	111

# 1. Introducción

## 1.1. Motivación

En el mundo, y en particular en nuestro país, en los últimos años se ha tomado conciencia del nefasto efecto de dependencia energética que el desarrollo industrial ha adquirido con los combustibles fósiles, efecto que no sólo se traduce en una transformación sucia de la energía, por las altas emisiones de dióxido de carbono en su combustión, sino también en el condicionamiento de la actividad de las naciones a una fuente energética que tiene sus días contados. Además, en cualquier momento estas fuentes fósiles podrán ser restringidas o dificultadas por sus proveedores, como sucedió desde el año 2004 con el progresivo corte del suministro del *gas natural* proveniente desde Argentina hacia nuestro país. Por otro lado, esta preocupación no sólo se ha manifestando a nivel de entendidos sino que ha incluido a todos los habitantes del país, quienes han querido informarse de las alternativas energéticas de nuestra vasta región, y se han opuesto férreamente a proyectos de generación convencional, debido al impacto socio - ambiental que estos traen consigo [31].

Ante este escenario no queda otra opción que dar auge a las, hasta hace algún tiempo nada más que pintorescas, energías renovables no convencionales ERNC. Las trabas históricas presentadas a la integración de estas fuentes, han sido su poca madurez o experiencia, su alto costo de inversión y la falta de regulación de los *mercados eléctricos* que no han estado preparados para su inclusión. Por lo mismo, el punto de partida de los países desarrolladores de fuentes de generación *no convencional* ha sido asegurar reglas claras de mercado, y promover incentivos económicos que llamen la atención de los potenciales inversores de estas tecnologías.

Acotando el tema a nuestra realidad, si bien ya existe una pequeña penetración de centrales renovables no convencionales: eólicas, hidráulicas de pasada y biomasa, en el sistema interconectado central SIC, las características favorables de nuestra región, en particular la zona del *Norte Grande* donde se alberga el desierto de Atacama, muestran un increíble potencial para el aprovechamiento de la energía solar. Es por esto que se han ido acumulando una serie de estudios y trabajos cuyo objetivo es avalar la conveniencia de incluir estas fuentes energéticas, mediante el diseño de centrales solares en escala de generación mayor (sobre 10 MW), en particular, centrales que *concentran la radiación solar* mediante un *campo de espejos reflectantes* y traspasan este calor a un *fluido calórico* que se utiliza para generar vapor y mover una turbina, tal como se ejecuta en una central termoeléctrica convencional.

La tecnología de *concentración solar* por excelencia analizada en los últimos años, ha sido el uso de *colectores cilindro parabólicos* CCP, debido a la madurez dada por sus casi 30 años de operación a nivel mundial, desde la inauguración del primer conjunto de concentración solar comercial SEGS<sup>1</sup>, en el desierto de Mojave, California, Estados Unidos, en el año 1984. En este sentido este trabajo busca ir más allá, hacia un segundo tipo de concentración solar: *las centrales de torre o receptor central*, debido a las mayores eficiencias globales que se obtienen en el ciclo térmico de potencia, por efecto de su mayor capacidad de concentración solar, que se traduce en la obtención de un *vapor sobrecalentado* a mayor temperatura, más óptimo para el ciclo de potencia.

---

<sup>1</sup> Solar Energy Generating Systems

Entre las ventajas que se obtienen de estudiar, simular y evaluar la construcción de una central de concentración solar en nuestro país, se tienen: poder paliar el rechazo de la comunidad; la diversificación de la matriz energética; el aumento de la *confiabilidad* en la generación eléctrica, así como; frenar la volatilidad y dependencia de combustibles fósiles que poseemos actualmente. La forma de enfrentar este desafío es rescatando las particularidades de nuestra región de modo de generar ideas que permitan mejorar el desempeño de la planta y aprovechar al máximo el recurso solar disponible, intentando superar las limitaciones innatas, como lo es y lo será siempre: la falta de radiación en el periodo nocturno y su disminución en la época invernal.

De acuerdo a lo descrito, este trabajo busca, a través del estudio de inclusión de un sistema de *respaldo térmico* a la planta termosolar, verificar que magnitud de este sistema optimizará la *eficiencia global* de conversión de la energía solar en eléctrica, lo cual se llevará a cabo mediante el despacho constante de la central a su capacidad máxima o nominal. Además, se pretende analizar la conveniencia de prolongar las horas de despacho de la central solar de modo de abarcar el *horario punta* de la demanda eléctrica, con el fin de maximizar los ingresos por *potencia firme*.

En cuanto al trabajo práctico se ha programado una serie de códigos en Matlab® que permiten simular, mediante balances energéticos en régimen permanente, el desempeño de una central solar de torre: con y sin sistema de almacenamiento. A partir de lo anterior, se diseñarán dos estrategias de despacho, una que despacha siempre que tiene la capacidad de hacerlo a su salida nominal (estrategia base), y una segunda que guardar energía hasta que esta sea suficiente para cubrir todo el periodo punta (estrategia 2) a fin de recibir pagos adicionales por suministro de *potencia firme*.

Para conocer las posibilidades de ingresos que posee una central tipo en el mercado de nuestro país, se dará especial énfasis en explicar el funcionamiento de este, esto abarca: la forma de cálculo por potencia firme a una central de estas características; los pagos por inyección de energía en el *mercado spot*; e ingresos por contratos de acreditación ERNC a centrales de característica convencional, resultados que se estudiarán en función del tipo de estrategia elegida y de las horas de almacenamiento nominal de la central

Finalmente el desempeño general de la planta, y la influencia del sistema de almacenamiento, se evaluarán desde un punto de vista económico a través del cálculo de los conocidos indicadores financieros: *valor actual neto (VAN)* y *periodo simple de recuperación del capital*. A partir de estos se podrá ver que estrategia de despacho planteada resulta más conveniente, y más aún, comprobar las condiciones que hacen rentable el proyecto. Si bien la base de datos de precios no se puede asegurar esté actualizada a la realidad actual del mercado, lo que incluye un grado de incerteza en los resultados obtenidos, se verá es innegable el aporte del almacenamiento térmico en una central termosolar.

## 1.2.Objetivos

### 1.2.1. Objetivos Generales

Los objetivos globales que busca alcanzar este trabajo tienen relación con:

- Funcionar como guía en el proceso de proyección de una central termoeléctrica solar de receptor central en alguna región específica del norte de nuestro país.
- Destacar la labor cumplida por el almacenamiento de energía en el desempeño global de la planta generadora.
- Mostrar la viabilidad técnica y económica de proyectos solares de alta potencia (100 MW) con el fin de incentivar y apoyar su ejecución en nuestro país.

### 1.2.2. Objetivos Específicos

En cuanto a los objetivos específicos en función de los cuales girará la metodología de trabajo se encuentran:

- Dimensionar el sistema de almacenamiento térmico en sales, y verificar el comportamiento de la planta para distintos volúmenes de este.
- Mostrar la conveniencia técnica y económica de ampliar las horas de generación por medio del crecimiento del campo solar y de la capacidad del tanque de almacenamiento.
- Analizar el aumento en la confiabilidad de suministro asociada a: la mayor *disponibilidad* de suministro de energía, y al crecimiento del factor de planta de la central, según el tamaño del sistema de almacenamiento.
- Dimensionar los costos de inversión necesarios para la implementación de la central, para en adición a los ingresos esperados por venta de energía, suministro de *potencia firme* y contratos de acreditación ERNC, poder calcular *indicadores económicos* para el proyecto: VAN y periodo simple de recuperación del capital.

## 2. Antecedentes

La energía Solar se perfila como una fuente de energía de gran potencial para nuestro país, esta ya lleva más de 25 años de explotación a nivel mundial y a pesar de las constantes mejoras realizadas a lo largo del tiempo, hasta la fecha, todavía quedan muchos avances tecnológicos por incorporar, a partir de los cuales se podrá aprovechar de mejor manera este recurso y se disminuirán los costos de inversión, logrando definitivamente instaurar a las *plantas termosolares* como una fuente de generación competitiva en el mercado de generación eléctrica en relación a los recursos convencionales<sup>2</sup>.

Entre las tecnologías de captación solar se conocen dos medios principales, el primero y presente como *top of mind* de las personas debido a sus aplicaciones típicas en la vida cotidiana son los *paneles fotovoltaicos*, estos están compuestos por dispositivos semiconductores que permiten generar electricidad en corriente continua debido al conocido *efecto fotoeléctrico*. Además se cuenta con una segunda opción que es la *concentración solar*, la cual consiste en converger la radiación descendente del sol hacia un receptor objetivo, mediante espejos reflectores de alta eficiencia o reflexividad.

El presente estudio se centrará en este segundo método a fin de generar electricidad concentrando la energía del sol de modo de obtener fluidos a elevadas temperaturas, las que finalmente permiten generar vapor a alta presión, encargado de suministrar la fuerza motriz a la turbina, para finalmente mediante un generador sincrónico acoplado en el eje de esta, generar potencia y energía eléctrica que será inyectada a la red nacional.

Se comenzará esta sección describiendo el sistema de coordenadas que permite describir el movimiento del sol en el cielo, desde una ubicación geográfica en particular.

### 2.1. Ángulos Observador – Sol

El movimiento del sol en la bóveda celeste, visto desde un punto determinado del globo, se parametriza por medio de dos ángulos de libertad conocidos como *altura* ( $\alpha$ ) y *azimut* (ó *acimut*) ( $A_z$ ). La altura es el ángulo que se forma entre la línea vertical de una ubicación geográfica, conocida como *zenit* (ó *cenit*), y la línea que mira directamente al astro desde el punto definido por la intersección entre esta vertical y el plano horizontal (línea de altura). Cuando el sol está sobre el horizonte el ángulo de altura puede variar entre los  $0^\circ$  y  $90^\circ$  a lo largo del año. Por su parte el azimut, en astronomía, se define como el ángulo medido desde el eje Sur hasta la proyección horizontal de la línea de altura, en el sentido horario. Esta vez, cuando el sol está sobre el horizonte, el ángulo de azimut podrá variar entre  $0^\circ$  y  $360^\circ$ , dependiendo de la hora del día y del día del año.

El detalle de cálculo de estos ángulos para un día y hora cualquiera del año se expone en el *Anexo A: Detalle Modelo de Bird*. En la siguiente figura se muestran los ángulos de altura y azimut para una ubicación particular del sol en la bóveda celeste:

---

<sup>2</sup> Denominación que incluye a las centrales hidráulicas sobre 20 MW (embalse y pasada) y a las centrales térmicas que funcionan en base a combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas natural).

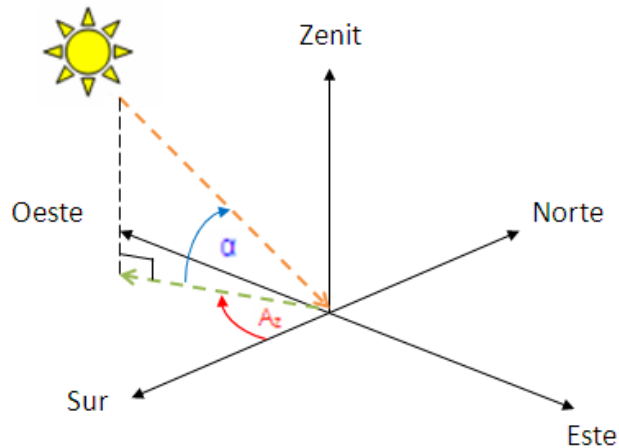


Figura 2.1: Ángulos Observador - Sol

## 2.2. Componentes de un Concentrador Solar

Para utilizar las tecnologías de concentración se deben cumplir *dos* condiciones esenciales a modo de aprovechar al máximo su potencial captador de la energía solar disponible. Primero se debe tener un elevado índice de *radiación directa*, este corresponde a los rayos solares que logran ingresar a la atmósfera terrestre sin sufrir desviación alguna en su trayectoria, esta radiación se caracteriza por proyectar una *sombra definida* de los cuerpos que se interceptan en su camino. En este sentido los cielos permanentemente despejados en la zona del desierto de Atacama, en el norte de nuestro país, aseguran esta primera condición a lo largo de todo el año, de aquí lo promisorio de aplicar esta tecnología en esta región. El otro tipo de radiación que no puede ser aprovechado por la tecnología de concentración es conocido como *radiación difusa*, esta se origina por la dispersión de los rayos solares en las partículas atmosféricas y nubes presentes lo que provoca que estos se desvíen en todas las direcciones del espacio. La sombra provocada por este tipo de radiación no proyecta contornos bien definidos.

La segunda condición necesaria para el uso provechoso de esta tecnología tiene relación con el seguimiento del astro a lo largo del día, esto con el fin de mantener en su máximo posible el *área efectiva* de captación del elemento reflector, lo que se conoce como *efecto coseno* del concentrador [19], para conseguir este alineamiento se trabaja con sistemas de seguimiento del sol en uno o dos ejes. En las tecnologías de concentración con seguimiento en un eje, como es el caso de los *colectores cilindro parabólicos CCP*, se realiza el seguimiento del sol en su recorrido diario de Este a Oeste, generalmente estos se fijan de modo de alinear su eje de giro en el sentido Norte – Sur, careciendo de la posibilidad de adaptación óptima a la altura solar en su variación a lo largo del año, efecto que es más crítico en la época invernal. Por su parte, un sistema de seguimiento con dos grados de libertad, como el que utilizan las *centrales de receptor central*, tendrá una mayor capacidad para aprovechar la radiación incidente durante el año completo, pero sin olvidar que será necesario el uso de un sistema de seguimiento más sofisticado.

En los sistemas de concentración solar se distingue un conjunto de elementos principales cuya discriminación permite clasificar el tipo de tecnología y cuyo desempeño individual influirá en la eficiencia del sistema global, estos componentes son enumerados a continuación:

**a. Reflector**

Corresponde a la superficie espejo que desvía los *radiación directa* proveniente del sol hacia un punto, área o línea del espacio en donde se ubica el elemento receptor encargado de absorber esta energía. El conjunto agrupado de estos elementos conforman el llamado *campo solar*.

**b. Receptor**

Elemento bañado con la radiación concentrada, aquí se produce el primer proceso de transferencia de calor o absorción de la energía solar y traspaso hacia el *fluido calórico* circulante a través de la estructura que conforma este receptor.

**c. Fluido calórico**

Este es el encargado de transportar el calor necesario que servirá en la generación de vapor y también al ser almacenado, como *calor sensible*, permite disponer de energía para su despacho en las horas de baja o ausencia total de radiación solar. Hasta el momento los fluidos de trabajo más utilizados son: *aceites sintéticos* en centrales CCP; *sales fundidas* en centrales de receptor central, estas últimas también empleadas en los sistemas de almacenamiento térmico; además existen proyectos pilotos con *generación directa de vapor*. Cada fluido tiene sus características, ventajas y desventajas, que deberán ser evaluadas de acuerdo a los recursos disponibles y al tipo de tecnología con la que se elija trabajar.

**d. Intercambiador de Calor (Generador de Vapor)**

Dispositivo de frontera que se encarga de transferir el calor captado por el campo de colectores, presente en el fluido calórico, desde el medio de almacenamiento hacia el *ciclo de potencia* de la central. La segunda transferencia nombrada permite suministrar la energía necesaria para generar el vapor que posteriormente moverá la turbina a fin de generar la electricidad. El intercambiador está compuesto por un sistema cerrado de cañerías distribuido de forma de aumentar el área de contacto entre los fluidos: caliente (sal fundida), y frío (agua saturada). Finalmente dentro de la clasificación de este tipo de sistemas, el descrito corresponde a un *sistema de intercambio cerrado*, porque los dos fluidos participantes del proceso de transferencia de calor no se mezclan ni experimentan contacto físico entre sí.

## **2.3. Tecnologías de Concentración Solar**

Ahora que se conocen los principales componentes de un *sistema de concentración solar* se describirán las tecnologías más comunes que podemos encontrar en el mundo:

### 2.3.1. Disco Stirling

Esta tecnología de concentración solar se caracteriza por tener un elevada razón de concentración<sup>3</sup> teórica, del orden de 10.000 [14], lo que le permite alcanzar sin problemas temperaturas del orden de los 750°C, de este modo, de acuerdo a los principios termodinámicos, puede alcanzar elevados niveles de eficiencia en la conversión calórica a mecánica de la energía o en el llamado *ciclo de potencia* de la central, de hecho esta tecnología ostenta el record alcanzado a la fecha por las tecnologías de concentración solar, con una eficiencia global en la conversión de energía solar a eléctrica de un 30,6 %, alcanzado en la instalación piloto del proyecto *Vanguard 1*, desarrollado en Estados Unidos por la *Avanco Corporation* en 1984 [3].

La forma de su colector solar es la de un disco parabólico o paraboloide de revolución, construido en tamaños del orden de los 10 m de diámetro, emplazándose en el foco de este a modo de elemento receptor un *motor Stirling* [13], este último es el encargado de suministrar la fuerza motriz al generador eléctrico. Las potencias de salida son del orden de los 30 a 50 kWe (25 kWe en *Vanguard 1*) teniendo por lo mismo un nicho de aplicación en pequeños sistemas aislados de la red.

Con respecto al sistema de seguimiento del sol, este es realizado en dos ejes debido a que es necesario que el disco apunte en todo momento en dirección al sol, de lo contrario su desempeño se verá mermado de manera considerable. Por otro lado, y también válido para el resto de las tecnologías, se adelanta que este seguimiento no es difícil de implementar a distancia debido a que mediante simples *relaciones astronómicas* se puede conocer la posición del sol a lo largo del día y del año. A continuación se aprecia un esquema que muestra la fisiología del disco Stirling:

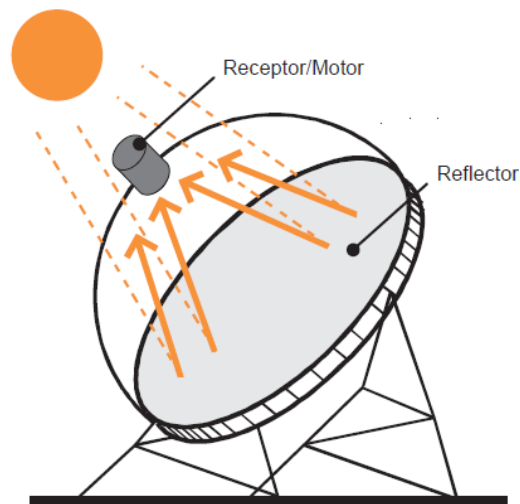


Figura 2.2: Esquema sistema concentrador de Disco Stirling [3].

### 2.3.2. Torre Central

---

<sup>3</sup>Cociente entre el flujo energético incidente en el área del receptor y el flujo energético captado por el área de apertura del espejo reflector.



Las torres centrales son una tecnología de concentración solar basada en un *receptor central* ubicado en lo alto de una torre el cual recibe la radiación solar proveniente desde numerosos reflectores planos conocidos como *helióstatos*. Las temperaturas comerciales alcanzadas son del orden de los 540°C en centrales de *vapor sobrecalentado* y de *sales fundidas* [20], aunque utilizando como fluido calórico *aire presurizado* se proyecta a futuro se podría llegar sin problemas a los 1000°C [15], lo cual, como ya se comentó, permite obtener gradualmente mayores eficiencias y potencialmente mayores ingresos, aunque restringido por los avances en ingeniería los que deben permitir que el costo de recambio de una tecnología por otra sea económicamente conveniente.

Como ya se adelantó, el sistema de seguimiento del sol que ocupan los heliostatos al igual que el del disco parabólico es en dos grados de libertad, pero esta vez el objetivo del colector solar no es mirar directamente al sol, sino ubicarse en forma simétrica entre la posición del astro solar y el receptor ubicado en la torre. A causa de lo anterior, los reflectores que componen el campo solar no podrán tener parámetros idénticos de seguimiento del sol sino que deberán ser definidos de acuerdo a su posición relativa dentro del campo solar con respecto al receptor central. A pesar de todo lo anterior *el algoritmo* utilizado tendrá un patrón similar, teniendo como datos de entrada la ubicación relativa de cada espejo.

A pesar de la dificultad extra en el sistema de seguimiento, el hecho de que se dirija la energía en una única posición permite ahorrar la necesidad de proyectar un vasto sistema de distribución de cañerías y el volumen de fluido calórico que circulará a través de este, y por otro lado permite aprovechar de mejor manera el recurso en invierno debido a que también asimila el cambio de altura del sol en esta estación. La siguiente figura muestra el ejemplo de trabajo de los heliostatos en dirigir la radiación solar hacia el receptor en lo alto de la torre:

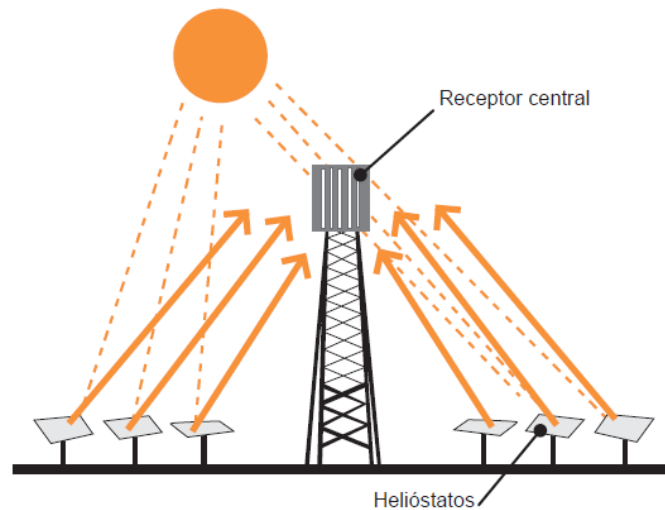


Figura 2.3: Esquema sistema de torre central y campo de heliostatos [3]

### 2.3.3. Colectores Cilindro Parabólicos

Corresponden a la tecnología más madura en la actualidad y la que representa las mayores potencias instaladas a lo largo del planeta, esto es consecuencia de su carácter modular, capacidad de

escalamiento y a la confianza que da el hecho de representar una combinación con resultados concretos en el mundo para proyectos en cartera.

Los módulos de CCP como su nombre lo indica concentran la radiación solar en la línea focal de su curvatura parabólica la cual es recorrida por un tubo receptor diseñado especialmente para cumplir esta labor, debido a que en su interior transporta el fluido calórico y debe impedir que el calor se disipe al medio una vez absorbido. El fluido térmico comúnmente utilizado ha sido un *aceite sintético* en las centrales *SEGS* de Estados Unidos y *Andasol 1 y 2* en España. El sistema anteriormente descrito debe contar con un sistema de bombeo especial para transportar el fluido calórico HTF<sup>4</sup>, lo cual genera un gasto fijo de potencia en la operación de la central.

Con respecto a su sistema de seguimiento este es sencillo al compararlo con las tecnologías ya descritas debido a que sólo se tiene una libertad a lo largo del eje de la parábola. Sería complejo elevar las estructuras con el fin de anular el ángulo de altura, por lo mismo lo más común es que el colector se ubique a lo largo de la dirección Norte – Sur y vaya siguiendo al sol en la dirección Este – Oeste a lo largo del día.

Debido al menor grado de concentración que se puede alcanzar con esta tecnología, hasta 100 en forma teórica, las temperaturas de operación comercial usuales llegan hasta los 400 °C, hecho que restringe las eficiencias de operación alcanzadas y se traduce en mayores volúmenes del sistema de almacenamiento por disminución del *calor sensible* acumulado. La *Figura 2.4* muestra dos módulos CCP con su respectivo sistema de cañerías:

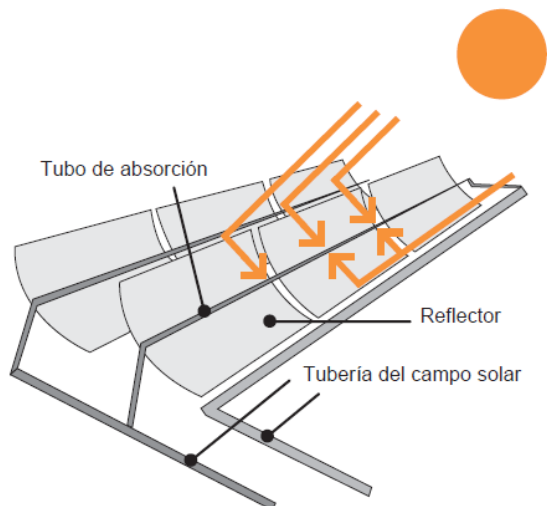


Figura 2.4: Esquema sistema de concentradores cilindro parabólicos [3]

#### 2.3.4. Plantas ISCC<sup>5</sup>: Integración Solar al Ciclo Combinado

En un esfuerzo por hacer rápidamente competitiva la energía solar e integrarla paulatinamente a la matriz energética de diversos países es que se han declarado una cantidad significativa de proyectos de integración de un campo solar en *centrales de ciclo combinado* [3]. De esta forma se logra aumentar la capacidad nominal de la turbina a vapor la que funciona gracias al calor de los gases de

<sup>4</sup> Heat Transfer Fluid de sus siglas en inglés.

<sup>5</sup> Integrated Solar Combined Cycle.

escape de su par principal a gas, ahora gracias a la presencia del campo solar y del almacenamiento térmico se puede generar un mayor volumen de vapor, aumentando con esto la potencia de salida de la central. Esto se muestra en el siguiente esquema:

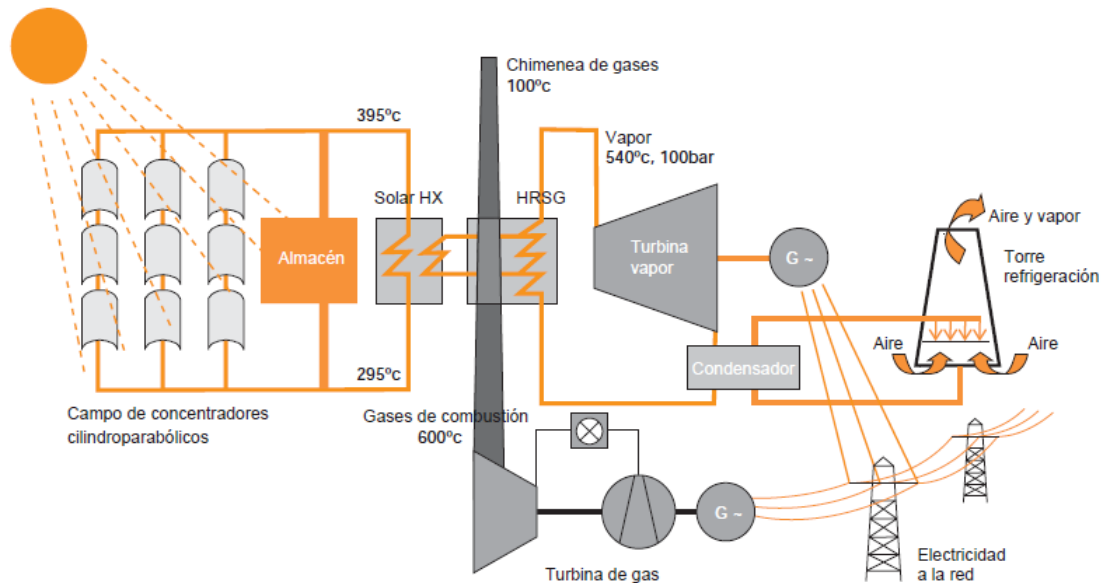


Figura 2.5: Esquema central ISCC [3].

Si bien esta es una forma de introducir esta tecnología en regiones con condiciones de insolación privilegiadas, disminuyendo el riesgo innato de las tecnologías solares, aún la proporción solar/conventional es pequeña, de un 5 a un 10% de la potencia nominal de la turbina a gas, y por lo mismo todavía queda una deuda grande hacia esta fuente energética no convencional. Por otro lado se deben dar condiciones geográficas especiales para que esta combinación sea compatible, esto es, debe existir una región seca o desértica (con buena insolación) que a su vez se encuentre cercana a una zona de abastecimiento de combustible fósil, gasoducto o puerto, sin olvidar que para la instalación de los campos colectores es necesaria una superficie de terreno no despreciable por lo que no es factible su instalación dentro de centros urbanos portuarios.

## 2.4. Dispositivos de Almacenamiento Energético

Uno de los frecuentes problemas que presentan algunas alternativas *de energías renovables no convencionales* ERNC es su intermitencia a lo largo del día y también a través del año, por lo mismo es que los *factores de planta* anuales obtenidos resulten discretos (menores al 30 % de su capacidad nominal), lo que trae de la mano que la eficiencia global de la central caiga fuertemente. Una forma de sobrellevar este problema es a través de los sistemas de almacenamiento energético, los cuales acumulan *energía* en los periodos de alta disponibilidad del recurso y la ceden cuando este decae o se hace nulo, permitiendo generar *Potencia y Energía Eléctrica* durante un tiempo más prolongado, idealmente las 24 horas del día.

En el caso de la energía solar se tendrá disponibilidad energética en el día y la falta total de esta en la noche, efecto que se acentúa en la época invernal debido a la menor cantidad de horas de luz, además en caso de interponerse un frente de nubes en el cielo, y no contar con ningún sistema de respaldo, el efecto resultante puede ser crítico debido a que la central no tendrá la facultad de entregar potencia a la red. En el caso anterior, la disminución temporal del recurso impedirá el funcionamiento de la turbina a su capacidad nominal, afectando negativamente el desempeño de conversión de la energía, debido a que la característica de la curva de eficiencia de la turbina a vapor decrece al trabajar bajo su capacidad nominal.

Se debe tener claro que el hecho de agregar un sistema de almacenamiento a la planta debe traer consigo un aumento en el tamaño del campo colector, a fin de contar con un excedente en la energía de salida de la central el cual será dirigido a este respaldo.

A continuación se enumeran algunos sistemas de almacenamiento existentes, de los cuales una parte ya han sido utilizados en centrales solares en operación, y otros podrán a futuro mejorar el desempeño global de estas, acoplados a los primeros. En forma previa, es conveniente aclarar que en este trabajo, a pesar de exponer combinaciones adicionales de sistemas de respaldo, sólo analizará la mejora en el desempeño de la central solar debido a la inclusión de un sistema de almacenamiento térmico en sales:

#### **2.4.1. Almacenamiento Térmico en Sales**

Este método de almacenamiento retiene directamente el calor captado desde una porción del campo solar en *sales fundidas* (Molten salts), las que pueden ser mantenidas con mínimas pérdidas en uno o dos sendos tanques debidamente acondicionados para cumplir esta tarea. La composición de sales utilizada en sistemas comerciales es una mezcla correspondiente a un 60% de nitrato de sodio ( $\text{NaNO}_3$ ) y un 40% de nitrato de potasio ( $\text{KNO}_3$ ), combinación comúnmente conocida como *salitre* [16], de la cual nuestro país tiene conocimiento desde principios del siglo pasado. La proporción y mezcla anterior de sales de sodio y potasio es conocida en el medio como *sal solar* [20].

La forma como opera este sistema es a través del bombeo continuo y controlado del fluido calórico a través de un *intercambiador de calor* y/o del *receptor* de la planta, permitiendo incorporar la energía térmica captada por el campo solar a los tanques de almacenamiento o ceder parte de esta desde estos contenedores hacia el ciclo de potencia. Este proceso es realizado con una increíble eficiencia del orden de un 99 % [20].

Para potencias bajas a medianas, hasta 30 MW, resulta más conveniente utilizar un único tanque de almacenamiento o *tanque en termoclina*, el cual se divide en una sección inferior que almacena las sales frías y una superior que guarda las sales calientes, donde la dinámica que siguen estas sales depende de si se está almacenando calor o cediendo para la *generación de vapor*. Si nos encontramos en el último proceso nombrado, las sales calientes descienden hacia la parte inferior del tanque, circulando a través del *intercambiador de calor*, de esta forma se transfiere el calor almacenado al ciclo de potencia, aumentando el volumen de sales frías a la vez que disminuye el de sales calientes.

El uso de *dos tanques* se aplica cuando el nivel de potencia nominal de la planta crece en forma considerable y/o cuando se desea aumentar el número de horas de autonomía de la central. A diferencia del método anterior, esta vez, las sales frías y calientes se almacenan cada una en un tanque independiente, los que deben tener la capacidad de almacenar, cada uno, la totalidad del

volumen de sal de la central. En su operación normal mientras un tanque se encuentra aumentando su volumen interior de sal almacenada, el otro decrece su magnitud de sal contenida en igual proporción. La siguiente imagen muestra el almacenamiento en dos tanques correspondiente al sistema de respaldo de la central *Andasol 3*, ubicada en la provincia de Granada, España.



Figura 2.6: Almacenamiento de Sales en dos Tanques (central Andasol 3).

#### 2.4.2. Almacenamiento Solar - Químico: Paneles Fotovoltaicos – Baterías

La idea de crear un sistema de almacenamiento híbrido<sup>6</sup> es rescatar las características positivas de dos o más fuentes individuales, ante esto la combinación de los *paneles fotovoltaicos* con *baterías* se basa en el hecho de que ambas tecnologías trabajan en corriente directa o continua, ahorrándose con esto las pérdidas que existirán en la etapa de *rectificación* si se alimentarán los *bancos de baterías* con una porción de la energía alterna generada durante el día.

Para ejecutar esta combinación es necesario dimensionar las horas de autonomía que se desea posea la central por sobre la puesta del sol. También es necesario que este sistema esté acoplado a la salida de potencia de la central a fin de suplir parcial o totalmente de energía al sistema, esto una vez se hayan agotado las reservas de calor desde el sistema de captación y almacenamiento térmico, a través de una etapa no sustituible de *inversión* de la potencia continua aportada por los acumuladores electroquímicos, a la potencia alterna consumida por el sistema interconectado.

Para lo anterior se especifican dos tipos de baterías recargables

##### a. Batería de Ión Litio

Esta batería es conocida por su alta densidad de carga por volumen o peso de sustrato, correspondiente al componente del electrodo principal, además carece del *efecto memoria* por lo que es posible de operar con un gran número de ciclos de carga y descarga si se mantiene la

---

<sup>6</sup> Este combina dos sistemas independientes con el fin de rescatar las ventajas de cada uno y/o evitar las limitaciones de estos mismos.

concentración del electrolito en su óptimo y se respetan las corrientes y tensiones nominales de carga y descarga [23].

#### b. Batería de Níquel – Hierro

Se caracteriza por poseer una larga vida útil, proclamada por uno de sus desarrolladores, Thomas Edison, en una duración de 100 años, comprobándose en la referencia [27] que un grupo de estas baterías todavía sigue operativas después de 85 años desde su construcción, además de acuerdo a instrucciones también dictadas por Edison, el cambio de su electrolito debe realizarse sólo cada 20 años. Por otro lado, aguanta sobrecargas, y ciclos de carga y descarga profundos sin mermar sus características de capacidad.

Requiere además escasa o nula mantención y soporta condiciones extremas, por lo que es recomendable para aplicaciones de apartado y difícil acceso. Por otro lado presenta la desventaja de poseer una baja eficiencia de operación, de un 30 % a un 60 % (a 25 °C), explicada por reacciones del electrodo de hierro con el hidrógeno del electrolito las que se traducen en un fenómeno de corrosión el cual provoca una auto descarga que llega a los 1,5% de su capacidad nominal por día (a 25°C). La auto descarga es contrarrestada con la adición de *catalizadores* que frenan la reacción química anterior, permitiendo que su capacidad no se auto degrade [24], lo que aumenta su eficiencia.

### 2.4.3. Supercondensadores (Supercaps) [21] [22]

Estos dispositivos reciben su nombre por la alta densidad de energía o capacidad superior que pueden adquirir, la cual es 3 a 4 órdenes de magnitud superior con respecto a un condensador normal de igual volumen. Destacan además por su naturaleza eléctrica de alta densidad de potencia y buena eficiencia. Por otro lado poseen alta robustez, confiabilidad, alta capacidad de carga y descarga, larga vida útil, son de pequeña dimensión, permiten su operación en un amplio rango de temperaturas, son más amigables con el ambiente en comparación con las baterías y no requieren mantención, al contrario de las baterías que requieren de un plan de mantención estructurado [21].

A continuación se muestra una imagen de los dispositivos comerciales fabricados por Maxwell Technologies:



Figura 2.7: Supercondensadores de Maxwell Technologies

Una de sus aplicaciones está enfocada en el área de transporte en el desarrollo de vehículos híbridos y eléctricos, esto debido a la alta densidad de potencia de la cual son característicos, la que les permite suministrar los requerimientos necesarios en la partida del automóvil y recuperar, a su vez, en forma regenerativa parte de la energía disipada en el frenado, acción que las baterías ordinarias

no pueden llevar a cabo sin atentar contra su propia vida útil, esto debido a que su desempeño disminuye al trabajar con elevadas corrientes durante su carga o descarga. Se ha calculado además que la energía ocupada en aceleración y freno es dos tercios de la energía total gastada en el recorrido urbano [22], por lo que la participación de este dispositivo será activa.

Por otro lado, su capacitancia depende del nivel de tensión, no es constante como se modela un condensador tipo, pero se ha evidenciado una dependencia casi lineal entre la capacitancia y la tensión, que demuestra que la capacitancia nominal disminuye al disminuir la tensión en la descarga [21].

La aplicación que se le ha dado a estos dispositivos, y que resulta de interés para este trabajo, es integrada a un banco de baterías de modo de combinar las buenas características propias de cada elemento en el desempeño global del sistema de almacenamiento, características que resultan ser complementarias, permitiendo de esta forma la incorporación del *supercap* absorber las solicitaciones transitorias de potencia que se traducen en grandes esfuerzos para las baterías y dejando a estas últimas para proveer la densidad de energía necesaria en el respaldo de la central.

Los rasgos ya nombrados que posee este elemento y su posible integración a un banco de baterías parecen ajustar perfectamente sus beneficios a las ERNC, en donde se extrapola se pueden utilizar como sistema de apoyo en el control de inclinación (pitch control) y en la atenuación de transitorios en turbinas eólicas, del mismo modo como se pueden acoplar a una central solar propensa a sufrir variaciones en su salida tras bloqueos de la radiación solar por cruce de nubes en el cielo

## **2.5. Normativa, Incentivos y Mercado Eléctrico de Nuestro País**

La forma en que el gobierno ha manifestado su apoyo a las *Energías renovables no convencionales* es a través de la redacción de un conjunto de leyes cuyo objetivo central es ir incluyendo gradualmente este tipo de energías en la matriz energética actual de nuestro país, previo a esto es conveniente aclarar la forma como funciona el *mercado eléctrico* de nuestro país, debido a que corresponde a un factor determinante para la posterior evaluación económica. En España, por ejemplo, la legislación proveyó a las ERNC de una tarifa estable preferencial, esta busca entregar a la planta termosolar un ingreso fijo y seguro que permita recuperar la fuerte inversión desembolsada en la construcción y puesta en marcha (la operación no representa un gasto mayor) de la planta, disminuyendo así el factor de riesgo dado por la fluctuación del precio de la energía.

En relación a nuestro mercado eléctrico, este se define como un sistema *Abierto Coordinado*, el primer adjetivo tiene relación con que todos los actores que deseen aportar en este lo podrán hacer acogiéndose a las reglas estipuladas en la *Ley General de Servicios Eléctricos* (LGSE), por otro lado cada consumidor que requiera energía eléctrica no podrá ser privado de este derecho, salvo que no existan las condiciones para esto, por ejemplo, que se encuentre aislado del sistema de transmisión y subtransmisión, en donde será el aspirante cliente quien deberá construir la línea de empalme al *sistema interconectado*, tras lo cual no existirá pretexto para la negación de este servicio. La segunda parte que describe el sistema de mercado tiene relación con que existe una entidad llamada *Centro de Despacho de Carga* (CDEC) que es la encargada de asignar la operación del total de centrales disponibles, con el objetivo de asegurar la combinación más económica de generación sujeta a un nivel acordado de seguridad y calidad de servicio.

### 2.5.1. Definiciones y Participantes del Sistema Eléctrico

Los siguientes elementos son necesarios de conocer a fin de entender el funcionamiento y asociación entre las distintas partes dentro del mercado eléctrico

#### a. Sistema Interconectado

Se compone de la asociación de las instalaciones de centrales generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permiten generar, transportar y distribuir esta energía eléctrica. En nuestro país se clasifican de acuerdo a su tamaño, correspondiendo los sistemas mayores a los que poseen una capacidad de generación instalada igual o superior a 200 MW [8]. En Chile estas instalaciones mayores corresponden al sistema interconectado central *SIC* y al sistema interconectado del norte grande *SING*.

#### b. Clientes libres

Los clientes libres corresponden a los consumidores de electricidad que poseen un nivel de potencia conectada superior a 2 MW. Estos pasan a formar parte del mercado eléctrico por medio de contratos bilaterales de adquisición de energía con alguna unidad generadora, en donde tienen la libertad de negociar libremente el mecanismo de pago de la energía y potencia suministrada por la empresa de generación. Las empresas con una capacidad de potencia conectada entre 500 kW y 2 MW tienen la opción de optar a operar como clientes libres. Por otro lado las empresas distribuidoras también pueden vender energía a un cliente libre, negociando de igual manera la forma de pago por el servicio suministrado.

#### c. Clientes Regulados

El cliente regulado es aquél que paga una tarifa la cual es definida por la autoridad, esto de acuerdo a la zona geográfica en la cual se encuentre ubicado este mismo. La tarifa regulada es calculada en base a: los costos operación y un margen de ganancia de una empresa *distribuidora modelo* que trabaje en forma eficiente; y al *precio de nudo* de la energía y potencia, en donde la empresa de distribución se encuentre realizando su concesión. Corresponden a este segmento los consumidores que posean una potencia contratada inferior a 2 MW, salvo los que opten a ser libres de acuerdo al punto anterior.

#### d. Empresa Distribuidora

Las empresas distribuidoras son propietarias de las líneas, subestaciones y equipos de control que permiten el abastecimiento de gran parte de los usuarios finales de energía y potencia eléctrica en una zona geográfica determinada, exceptuando a los clientes libres que alimentan sus consumos directamente desde una o más empresas generadoras por medio de una línea de transmisión adicional o desde el sistema troncal. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión pública, tienen la obligación de prestar sus servicios a quien lo requiera y sus tarifas a clientes regulados se encuentran normadas por la autoridad.

Los niveles de tensión en distribución más frecuentes en nuestro país van desde los 220 V monofásicos en baja tensión, a los 23 kV trifásicos en media tensión.



#### **e. Mercado Spot**

Corresponde al mercado eléctrico mayorista de nuestro país en donde se transa entre las distintas unidades generadoras, y sólo entre estas, la energía y potencia eléctrica que estas sean capaces de ofrecer de acuerdo a la previa coordinación con el *centro de despacho de carga* CDEC respectivo, quien define y despacha cada central suscrita a él de acuerdo a la búsqueda del mínimo costo del sistema y a mantener un adecuado nivel de seguridad y calidad de servicio en este. La energía en este mercado se ofrece al *costo marginal instantáneo* u horario de cada zona del sistema (precio spot), el cual es calculado por el CDEC. Por su parte la potencia eléctrica se valoriza a su vez al llamado *precio de nudo de la potencia* correspondiente, el cual es calculado cada 6 meses por la CNE de acuerdo a lo estipulado en la normativa vigente y se reajusta en forma mensual. Este pago por potencia reconoce la disponibilidad que poseen las empresas para prestar este servicio, es decir, reconoce los costos de inversión y operación (costos fijos) de estas en base a una central modelo eficiente.

En el mercado spot los generadores que presentan excedentes entre la potencia y energía a despachar y la potencia y energía que por contratos deben suministrar, venden este margen a las empresas que presenten déficit bajo esta misma situación.

#### **f. Sistema de Transmisión Troncal [1]**

Corresponde a las líneas de transmisión y subestaciones de potencia que cumplen, de acuerdo al marco regulatorio, con las siguientes características:

- Su tensión nominal es superior o igual a 220 kV.
- La magnitud de los flujos de potencia no está gobernada por un número reducido de consumidores o por un grupo reducido de centrales generadoras.
- La línea tenga tramos con flujos bidireccionales importantes, es decir, soporte el abastecimiento de la demanda bajo diversas combinaciones del parque generador.

#### **g. Sistema de Subtransmisión**

Corresponde a las instalaciones de transmisión y subestaciones de poder, que interconectadas al sistema, estén dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupo de consumidores finales: libres y regulados, y que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.

Además se estipula que para que un sistema pertenezca a esta categoría no debe caer en la anterior, y que la autoridad respectiva será la encargada de definir en forma clara que líneas caen dentro de esta definición, aunque es común en nuestro país que estas posean un nivel de tensión mayor a 23 kV y menor o igual a 110 kV.

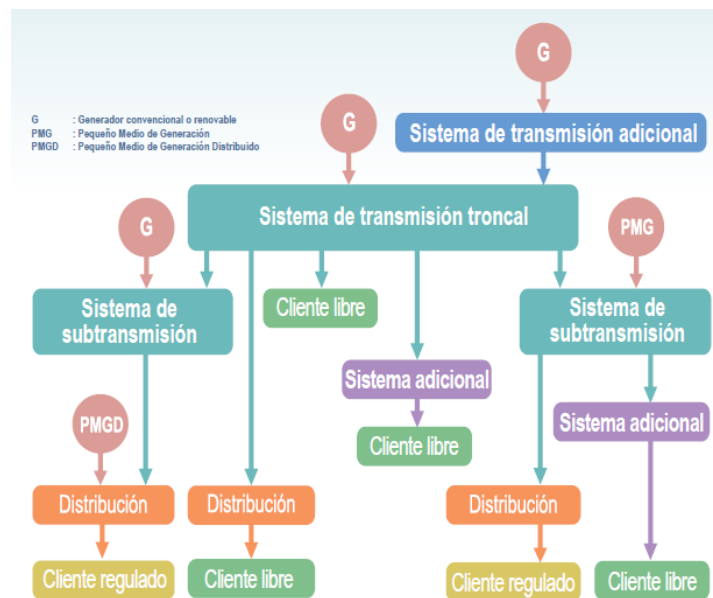
#### **h. Sistema de Transmisión Adicional**

Este abarca las instalaciones de transmisión cuya interconexión al sistema eléctrico permite el suministro eléctrico de algún cliente libre o no regulado, o por aquellas que han sido construidas con el fin de inyectar los excedentes de alguna unidad generadora al sistema. Además no debe caer dentro de las definiciones anteriores.

**i. Pequeño Medio de Generación (PMG) y Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD)**

Corresponden a medios de generación cuyos excedentes de potencia o cantidad neta de esta inyectada al sistema sea inferior o igual a 9 MW. El primero conectado a instalaciones pertenecientes al sistema troncal, de subtransmisión o de transmisión adicional, en cambio, el PMGD adquiere su nombre tras conectarse al sistema en instalaciones pertenecientes a las redes de distribución.

A continuación se muestra un esquema que ejemplifica la interrelación de los elementos recién definidos:



**Figura 2.8: Interrelación actores eléctricos en mercado nacional [8]**

**2.5.2. Organismos Asociados al Mercado Eléctrico Nacional**

Aparte de los actores innatos que técnicamente conforman el sector eléctrico: Empresas generadoras, Propietarios de líneas de transmisión y distribución, y los Clientes o consumidores finales de la energía; existe una serie de organismos transversales ligados a este sector con funciones específicas, que interactúan entre sí y con los participantes ya nombrados en las distintas etapas de su operación. A continuación se describe brevemente la función de cada uno de estas instituciones gubernamentales:

**a. Ministerio de Energía (Minenergía)**

El Ministerio de Energía es el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector de energía. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

El sector energía comprende todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, consumo, uso eficiente, importación y exportación, y cualquiera otra que concierna a la electricidad, carbón, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, y demás fuentes energéticas.

**b. Comisión Nacional de Energía (CNE) [5][8]**

Es un organismo fiscal, autónomo y descentralizado con plena capacidad para adquirir derechos y obligaciones, relacionado con el *Presidente de la República* a través del *Ministerio de Energía*. Creada bajo el amparo del Decreto de Ley N° 2.224 del 25 de Mayo de 1978, modificada por la Ley N° 20.402 promulgada el 25 de Noviembre de 2009 la cual además crea el *Ministerio de Energía*.

De acuerdo a la última Ley nombrada: “*La Comisión será un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica*” [6].

Dado lo anterior la CNE es la entidad encargada de: elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector de energía; asesorar al gobierno a través del *Ministerio de Energía* en todas las materias relacionadas con la energía para su mejor desarrollo; en el ámbito eléctrico realiza además una planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión y le corresponde efectuar el cálculo de tarifas a clientes regulados, entre otras actividades que se encuentran expresamente indicadas en la ley [5].

**c. Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) [8][9]**

Esta nace el 14 de Diciembre del año 1904 bajo el mandato del Presidente Germán Riesco, con el nombre de *Inspección Técnica de Empresas y Servicios Eléctricos*. Desde entonces sus funciones han evolucionado y en la actualidad de acuerdo a lo establecido en las Leyes N° 18.410 de 1985, la cual crea la *Superintendencia de Electricidad y Combustibles*, y la Ley N° 19.613 del 8 de junio de 1999, tiene por misión vigilar la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles, en términos de su seguridad, calidad y precio.

Es responsabilidad de la SEC fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normativas, otorgar las concesiones provisionales de plantas productoras de gas, de centrales productoras de energía eléctrica, de subestaciones eléctricas, de líneas de transmisión y de líneas de distribución de energía eléctrica, resolver conflictos, autorizar servidumbres, amonestar y aplicar multas, entre otras.

**d. Ministerio de Medio Ambiente (MMA) [8] [10]**

*“El Ministerio del Medio Ambiente de Chile, es el órgano del Estado encargado de colaborar con el presidente de la República en el diseño y aplicación de políticas, planes y programas en materia ambiental, así como en la protección y conservación de la diversidad biológica y de los recursos naturales renovables e hídricos, promoviendo el desarrollo sustentable, la integridad de la política ambiental y su regulación normativa”* [10]. Este organismo gubernamental es creado por la Ley N° 20.417 publicada en el *diario oficial de la nacional* el 26 de Enero del 2010 en donde además se estipula la creación del *Servicio de Evaluación Ambiental* (SEA) y la *Superintendencia del Medio Ambiente* (SMA).

El MMA pasa a ser el ente coordinador en materias de medio ambiente reemplazando en sus labores a la anterior *Comisión Nacional del Medio Ambiente* (CONAMA) la cual había sido creada el año 1994 por la Ley N° 19.300 de *Bases Generales del Medio Ambiente*, esta última ahora delega sus responsabilidades en el presente ministerio y en el ya nombrado SEA, el cual pasa en reemplazo a su antecesora a ser el administrador del *Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental* (SEIA). El SEIA está encargado de uniformar los procedimientos de aprobación ambiental de los distintos proyectos eléctricos (generación, transmisión y otros) en base a la normativa presente.

**e. Centro de Despacho Económico de Carga (CEDEC) [11] [8]**

El *Centro de Despacho Económico de Carga* es el organismo encargado de la coordinación entre las instalaciones de los participantes del mercado eléctrico que operan interconectados entre sí. En nuestro país existen dos sistemas interconectados independiente el uno el otro el *sistema interconectado central* (SIC) desde la III a la X región, y el *sistema interconectado del norte grande* (SING) abarcando las regiones I y II.

Las funciones del CDEC se encuentran explícitas en la LGSE y reglamentadas en el Decreto Supremo N° 291 del 4 de octubre de 2008 en donde se tiene que este deberá:

- Preservar la seguridad global del sistema eléctrico.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión.
- Determinar los costos marginales de energía y las transferencias económicas entre los integrantes del CDEC.

El decreto anterior también deja claro la estructura, funcionamiento y financiamiento del *centro de despacho de carga*, es decir, como y por quien estará conformado.

Con respecto a quienes integran el CDEC, en relación a quedar bajo la operación realizada por él y funcionar en el mercado bajo las condiciones normadas que este representa, se encuentran todas las empresas que posean instalaciones de *generación, líneas de transmisión, líneas de subtransmisión, líneas de transmisión adicional y clientes libres*.

Pese a lo anterior la normativa presente permite excusarse de pertenecer a esta institución a los actores del sistema eléctrico que cumplan con las siguientes características:

- Empresas de generación cuya capacidad instalada sea inferior a los 9 MW ó empresas en calidad de *autoproducción* cuyos excedentes de capacidad instalada sean inferiores a 9 MW.
- Empresas de transmisión, subtransmisión y transmisión adicional cuyos tramos de líneas no superen en conjunto los 100 km.
- Clientes libres cuya barra de empalme al sistema tenga una potencia total menor a 4 MW.

El resto de las empresas participantes deben por obligación integrarse al CDEC, en este se eligen de 1 a 3 representantes por cada estamento (10 en total): 2 de generadoras bajo 300 MW, 3 de generadoras sobre 300 MW, 2 de instalaciones de transmisión troncal, 2 de instalaciones de subtransmisión y 1 de clientes libres, para conformar *el directorio* de este organismo. Finalmente se deja en claro que el CDEC está dividido en 3 direcciones: *Dirección de operación, Dirección de peajes y Dirección de administración y presupuesto*.

#### **f. Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos [8] [12]**

El Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos es un órgano creado por la Ley corta N° 19.940 en forma exclusiva para el sector eléctrico, con competencia acotada, integrado por profesionales expertos, cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica entre dos o más empresas del sector eléctrico, que de común acuerdo se sometan a su decisión.

La institución la integran siete profesionales de amplia trayectoria profesional o académica. Cinco de ellos deben ser ingenieros o licenciados en ciencias económicas, nacionales o extranjeros, y dos deben ser abogados. Los integrantes y un Secretario Abogado son designados por el *Tribunal de Defensa de la Libre Competencia*, mediante un concurso público por periodos de seis años pudiendo los integrantes una vez finalizado su periodo ser re elegidos a través de su participación en el concurso ya señalado.

Una vez constituido, el panel elige entre sus integrantes quién presidirá la institución por un período de 3 años, la toma de resolución acerca de un tema en pugna se realiza por mayoría simple entre los expertos en donde debe haber un quórum mínimo de 5 miembros presentes, en caso de haber empate en la moción se discrimina por medio de la opción adoptada por el presidente del panel de expertos.

### g. Centro de energías renovables [25]

El año 2009 se inaugura el *centro de energías renovables* (CER) cuyo objetivo principal es la investigación, desarrollo y fomento de las ERNC, aterrizando su potencial a la realidad de nuestro territorio y a su vez difundiendo abiertamente esta información a fin de prestar un apoyo directo a futuras iniciativas. Con esto se busca generar capacidades, consenso y educación en la comunidad en relación a este tipo de energías.

A continuación se presenta un esquema que resume la interacción entre los distintos actores del mercado chileno:

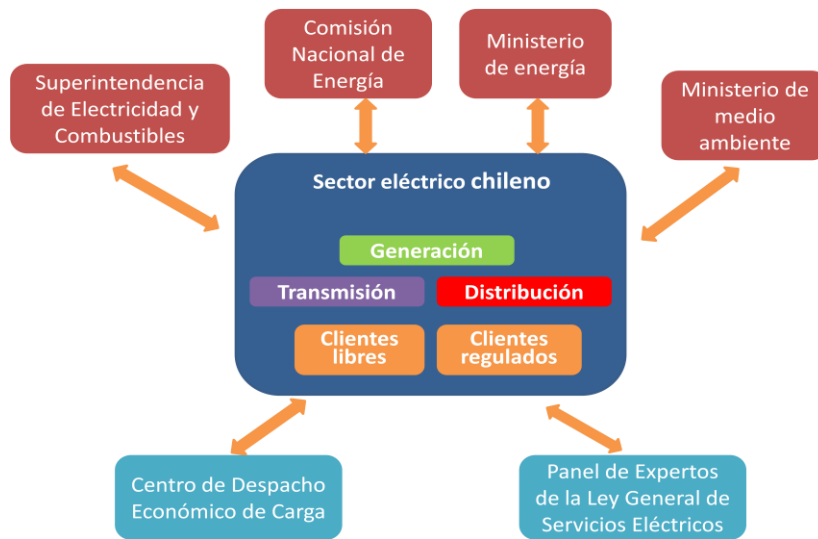


Figura 2.9: Interacción entre los distintos actores del mercado eléctrico en nuestro país.

### 2.5.3. Cuotas ERNC [29]

Mecanismo en implementación desde el año 2008 tras ser publicada en Abril la Ley 20.257 que amplía a la LGSE en relación a las ERNC. Esta corresponde a unos de los incentivos más claros en relación con el apoyo al uso de ERNC, esto ya que establece la obligación a las empresas generadoras del SIC y el SING de que el 10 % de su energía comercializada provenga de fuentes renovables no convencionales.

Los detalles más relevantes de esta ley se enumeran a continuación:

- La puesta en marcha de esta medida entra en vigencia el 1 de Enero del 2010, y aplicará para toda empresa que realice retiros de energía para comercializar con distribuidoras o clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de Agosto del 2007, sean contratos nuevos, renovaciones o extensiones de estos.

- Desde el 2010 al 2014 el porcentaje renovable no convencional exigido será de un 5% del total de la energía comercializada. A partir del 2015 aumentará en un 0,5 % anual hasta alcanzar el valor de un 10 % en el año 2024.
- La empresa eléctrica que no acredite tal suministro al 1 de Marzo del año siguiente al de la obligación deberá pagar 0,4 UTM por MWh de energía no suministrada. Si volviera a incurrir en esta falta este valor aumentará de 0,4 a 0,6 UTM. Esta multa, como se verá más adelante, permite acceder a una nueva estrategia de ingreso para una central ERNC, en donde se puede pactar el cobro del 50% de esta multa a la empresa generadora que desee arrendar esta acreditación.
- Sólo para efectos de esta acreditación se tomará como fuente ERNC a las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas con una potencia máxima igual o inferior a los 40 MW, pese a que los proyectos hidráulicos sobre 20 MW no son considerados como ERNC en la Ley. De esta forma se aplicará un factor proporcional de modo que los proyectos de 40 MW o más, tendrán un factor de acreditación nulo (0%), el que irá aumentando linealmente hasta llegar al valor unitario (100%) en centrales hidráulicas cuya potencia sea igual o menor a los 20 MW.
- Las empresas con excedentes de generación *no convencional* pueden negociar libremente estos con las empresas que se presenten déficit en su acreditación respectiva.
- La acreditación puede realizarse desde un sistema interconectado al otro, es decir, una empresa que opere en el SIC puede acreditar generación o retiro de ERNC en el SING, para esto se requiere la total coordinación entre ambos sistemas, en donde el encargado de llevar las cuentas entre cada traspaso de energía es la *dirección de peajes* del CDEC respectivo.
- El cumplimiento de esta ley sólo es válido para ERNC que se hayan anexo al sistema a partir del 1 de Enero del 2007, lo cual, y junto a lo ya expuesto, refleja claramente la voluntad de provocar un aumento en la capacidad instalada de este tipo de medios de generación dentro de nuestro sistema eléctrico.

### **Ley 20/20**

Si bien aún no es oficial, ya que a la fecha sólo se encuentra aprobada por el senado, y en trámite en la cámara de diputados, esta ley busca reemplazar las cuotas y el periodo meta establecidos en la *Ley 20.257*, de modo de que al año 2020 cada empresa generadora deba acreditar un 20% de su inyección de energía al sistema proveniente de fuentes no convencionales. Los detalles no se tienen claros debido a que todavía no se promulga y se confecciona su texto definitivo

#### 2.5.4. Formas de Pago por Participación en el Mercado Eléctrico

Estas formas son las que se nombran a continuación:

##### a. Pago en Mercado Spot

Las entradas por venta de energía y potencia en el mercado spot están restringidas sólo a las unidades generadoras. Estas se realizan de acuerdo al *costo marginal horario de la energía*, el cual es calculado por el CDEC correspondiente, para cada barra y nodo físico del sistema eléctrico, y por el *precio nudo de la potencia* el cual es calculado por la CNE cada 6 meses en base a los costos de desarrollo (inversión y mantenimiento) de una central eficiente modelo.

##### b. Contratos Bilaterales

Esta es la forma en que las *empresas generadoras* (o distribuidoras) y los *clientes libres* pactan las condiciones y precios de venta de energía y potencia eléctrica. Este contrato es netamente de carácter financiero, en el sentido en que si alguna unidad generadora sale fuera de servicio, o es deficitariamente despachada por el CDEC, no será esta quien físicamente suministre esta energía y potencia a su cliente, sino que deberá comprar esta diferencia en el *mercado spot* hasta completar la demanda de su cliente. Por otro lado, como los precios han sido fijados en forma previa en el contrato estipulado, aunque estos no coincidan con los del *mercado spot* al momento de la compra, se deberán respetar a pesar de la posible pérdida que pudiera producir a la empresa generadora responsable.

##### c. Pago por Potencia Firme

Este pago tiene como objetivo estimular la existencia de una capacidad instalada de generación que asegure la *suficiencia* del suministro de energía y potencia en las horas de demanda máxima, asegurando con esto que no ocurra un colapso en el sistema por no alcanzarse a igualar esta demanda máxima en algún instante del año. Como consecuencia de que el despacho realizado por el CDEC busque alcanzar el mínimo costo de operación del sistema, existen centrales que por ser más “caras” sólo serán requeridas en “situaciones extraordinarias”, por lo mismo, si no existiera este incentivo de pago por potencia firme, a los propietarios de estas instalaciones no le convendría mantener en operación una central que no recibe ingresos la mayor parte del año por no ser despachada. Este pago se recibe en forma mensual, previo balance realizado por la dirección de peajes DP del CDEC respectivo, y es valorizado al *precio nudo de la potencia* calculado cada 6 meses por la CNE.



**d. Precio Estabilizado**

Beneficio otorgado a los pequeños medios de generación PMG y PMGD (cuya potencia excedente inferior a 9 MW), este consiste en la posibilidad de optar a un régimen de pago estabilizado. Al ser notificado el CDEC del deseo de operar bajo esta modalidad, este valorizará las inyecciones del medio de generación al *Precio de Nudo* de la energía y potencia, precio que presenta una menor variación y es publicado por la CNE cada 6 meses, en vez de cuantificar la energía al costo marginal como se realiza en el mercado spot.

**e. Pago de Peajes (Líneas de Transmisión)**

Este pago se realiza a los sistemas de transmisión por disponer de sus instalaciones para poder hacer llegar la energía desde los puntos de generación a los centros de consumo. Este corresponde a una cuota que paga el resto del sistema a la transmisión, por lo cual corresponde a un costo que debe incurrir cualquier central que desee entrar a operar en el sistema, sea o no de carácter ERNC.

Existe una exención del pago de peajes a *Medios de Generación No Convencionales* cuya capacidad instalada sea menor o igual a 9 MW, además existe un ajuste proporcional hasta los 20 MW, de forma que entre estos dos valores la exención al pago decrece linealmente desde el no pago (100 %) a un pago total (0%).

**f. Valor Agregado a la Distribución (VAD) [8] [5]**

Corresponde a una componente de la tarifa que deben pagar los clientes regulados al sistema de distribución correspondiente a su área geográfica. El VAD es fijado cada cuatro años por el *Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción*, previo *Informe Técnico* de la CNE y corresponde básicamente a un costo medio que incorpora todos los costos de inversión y funcionamiento de una empresa modelo teórica operando en el país, eficiente en la política de inversiones y en su gestión. Este valor agregado permitiría cubrir los costos de distribución con una rentabilidad del 10%, pero, por tratarse de una empresa modelo, no reconoce necesariamente los costos efectivamente incurridos por las empresas distribuidoras.

El esquema siguiente ejemplifica las transferencias económicas entre empresas generadoras, distribuidoras y clientes finales (libres y regulados):

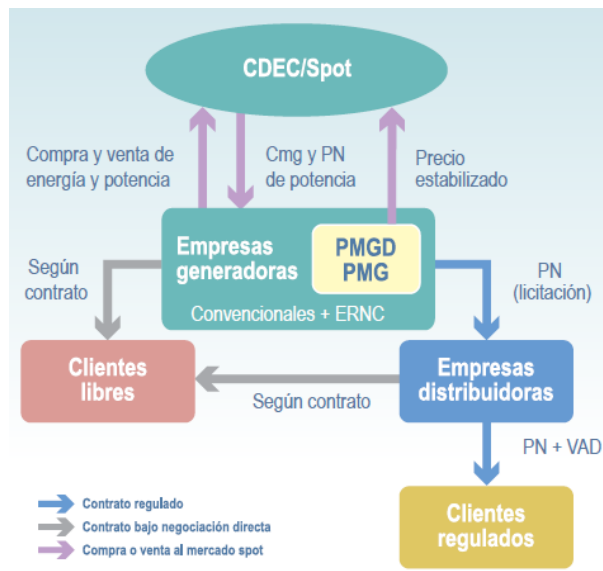


Figura 2.10: Medios de transferencia monetaria entre los diversos actores del mercado nacional [8]

## 2.6.Estado del Arte

A continuación se enumeran las centrales de generación eléctrica termosolar mediante medios de concentración más destacadas a nivel mundial, en cuanto a que han sido pioneras en la implementación de los distintos tipos de tecnología solar a nivel comercial y en niveles de potencia mayores:

### 2.6.1. SEGS I al IX

Este conjunto de centrales corresponde a las primeras centrales de CCP en funcionamiento comercial en el mundo, se encuentran emplazadas en el *desierto de Mojave*, California, Estados Unidos, con una superficie reflectora equivalente de más de 2.000.000 de m<sup>2</sup> de espejos de cristal.

Conforman una capacidad instalada de 354 MW. Fueron construidas por el consorcio privado *Luz*: Solar Electric Generating Systems (SEGS) entre los años 1984 y 1990. A continuación se detallan algunos datos *gruesos* de estas centrales como lo son su aporte de Potencia individual y año de puesta en operación, se destaca además, la existencia previa de la *planta piloto* DCS de la plataforma solar de Almería, España, desde 1981:

Planta	País	Potencia (MWe)	Aceite de Trabajo	Medio de Almacenamiento	Inicio de Operación	Área Campo Solar (m <sup>2</sup> ) <sup>7</sup>
DCS <sup>8</sup>	España	0,5	Santotherm 55	Santotherm 55	1981	-
SEGS – I	EE.UU.	14	ESSO 500	ESSO 500	1984	82.960
SEGS – II	EE.UU.	30	Therminol VP1 <sup>9</sup>	No	1985	190.338
SEGS – III	EE.UU.	30	Therminol VP1	No	1986	230.300
SEGS – IV	EE.UU.	30	Therminol VP1	No	1989	230.300
SEGS – V	EE.UU.	30	Therminol VP1	No	1989	250.500
SEGS – VI	EE.UU.	30	Therminol VP1	No	1989	188.000
SEGS – VII	EE.UU.	30	Therminol VP1	No	1989	194.280
SEGS – VIII	EE.UU.	80	Therminol VP1	No	1989	464.340
SEGS – IX	EE.UU.	80	Therminol VP1	No	1990	483.960

**Tabla 2.1: Primeras centrales de prueba (DCS) y comerciales (SEGS) tecnología CCP en operación en el mundo [17] [32]**

De la tabla anterior se aprecia que la central *SEGS-I* cuenta con un medio de respaldo térmico en Aceite, el resto de sus pares, incluyendo la ya nombrada, cuentan con un quemador auxiliar a gas que les permite mantener en su óptimo la temperatura del fluido de transferencia en las horas de escasa insolación. Sin embargo, por condiciones contractuales y normativas del estado de California, el calor aportado por la caldera auxiliar no puede sobrepasar de un 25 % del calor de entrada anual a la planta [3].

En relación al sistema de almacenamiento térmico de la central SEGS I, este era directo de dos tanques y constaba con una capacidad de despacho de 3 horas en horario de demanda punta, sin embargo, tras ser dañado por un incendio ocurrido en 1999 no ha sido reemplazado hasta la fecha.

A continuación se muestra una imagen en vista aérea de este grupo de centrales:



**Figura 2.11: Centrales SEGS III a VII, Kramer Junction, California.**

<sup>7</sup> Área apertura del campo solar.

<sup>8</sup> Distributed Collector System.

<sup>9</sup> Conocido también como Monsanto VP1, en denominación a su fabricante.

### 2.6.2. Solar One/ Two

Ubicadas en el desierto de Mojave al este de Barstow, California. Corresponden a las primeras plantas piloto de *receptor central* de larga escala con una potencia nominal de 10 MWe cada una. El costo de realización de estos proyectos fue compartido por el U.S. *Department of Energy* (DoE), varios compañeros de industria, y con el apoyo técnico de *Sandia National Laboratories* y el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) [20].

Solar One operó desde 1982 a 1988 con un sistema receptor de generación directa de vapor y un sistema de almacenamiento térmico en aceite/roca. Su campo de helióstatos contaba con 1.818 espejos, cada uno son un área de apertura de 40 m<sup>2</sup>, completando así una superficie total del campo solar de 72.650 m<sup>2</sup>.

En 1996 fue puesta en marcha Solar Two a partir de su predecesora, cambiando el fluido térmico de trabajo a *sales fundidas*, pasando a convertirse así en la primera central solar en trabajar a larga escala tanto en recepción como en almacenamiento con esta tecnología. Para esto se agregó un anillo adicional de espejos consistente en 108 nuevas estructuras, de un área mayor de 95 m<sup>2</sup>, completando 1.926 helióstatos y un área de apertura total del campo solar de 82.750 m<sup>2</sup>.

Solar Two se mantuvo en operación hasta el año 1999. Su sistema de almacenamiento, que contó con una autonomía de 3 horas por sobre la puesta de sol, permitía aportar el calor durante los períodos de interrupción solar.

A continuación se enumeran en forma cronológica las primeras plantas piloto de *receptor central* construidas en el mundo:

Proyecto	País	Potencia (MWe)	Fluido de Transferencia Térmica	Medio de Almacenamiento	Inicio de Operación
SSPS	España	0,5	Sodio Líquido	Sodio	1981
EURELIOS	Italia	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	1981
SUNSHINE	Japón	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	1981
<b>Solar One</b>	<b>EE.UU.</b>	<b>10</b>	<b>Vapor</b>	<b>Aceite/Roca</b>	<b>1982</b>
CESA – 1	España	1	Vapor	Sal Nitrato	1982
MSEE/Cat B	EE.UU.	1	Nitrato Fundido	Sal Nitrato	1983
THEMIS	Francia	2,5	Sal de Alta Tecnología	Sal de Alta Tecnología	1984
SPP – 5	Rusia	5	Vapor	Agua/Vapor	1986
TSA	España	1	Aire	Cerámico	1993
<b>Solar Two</b>	<b>EE.UU.</b>	<b>10</b>	<b>Nitrato Fundido</b>	<b>Sal Nitrato</b>	<b>1996</b>

Tabla 2.2: Primeras centrales piloto de torre central en funcionamiento en el mundo [17]

En el año 2001 Solar Two fue transformada por la *University of California Davis* en un telescopio de medición de rayos gamma que golpean la atmósfera. En el año 2009 su torre fue demolida y los terrenos devueltos al condado de California.

Las centrales Solar One y Two se destacaron por ser las primeras en operar a un nivel de potencia de 10 MWe con esta tecnología de concentración. La siguiente imagen muestra parte del perfil de la central Solar Two:



Figura 2.12: Central Solar Two Barstow, California.

### 2.6.3. Andasol I, II [32]

Ubicadas en las ciudades de Aldeire y La Calahorra, región de Granada, España, se encuentran en operación desde el año 2008 y 2009 respectivamente, con una capacidad individual de 50 MWe cada una.

Andasol 1 fue la primera central de tecnología CCP comercial en operar con un sistema de almacenamiento de calor en sales fundidas, aunque su fluido térmico de transporte a través del campo de colectores continúa siendo un *aceite sintético*, al igual que sus centrales antecesoras SEGS de los Estados Unidos. Esta última característica hace que sea necesaria la presencia de un *intercambiador de calor* adicional, entre el sistema de almacenamiento y el fluido de transferencia calórica.

El desarrollador y dueño del 100% de las instalaciones en operación es el consorcio formado por las empresas españolas ACS<sup>10</sup> y Grupo Cobra, dedicadas a la construcción, operación y mantenimiento de proyecto de ingeniería.

Cada central tiene un área de apertura del campo solar de 510.120 m<sup>2</sup> y ocupa una superficie de terreno de 200 hectáreas. Por otro lado, su sistema de almacenamiento es del tipo indirecto<sup>11</sup> de dos tanques, con una capacidad de 7,5 horas de despacho tras la puesta de sol. Las dimensiones de cada tanque son de 14 metros de alto por 36 metros de diámetro. Además poseen una caldera de respaldo que no debe superar el 12% de la producción de calor de la planta.

A continuación se muestra una imagen en vista aérea de Andasol 1 y 2:

---

<sup>10</sup> Actividades de Construcción y Servicio.

<sup>11</sup> Se refiere a que el fluido calórico no es el que se almacena sino que transfiere su energía sensible a un segundo fluido térmico contenido entre ambos tanques.



Figura 2.13: Centrales Andasol 1 (izquierda) y Andasol 2 (arriba-derecha), Granada, España

#### 2.6.4. Gemasolar [20]

Ubicada en la ciudad de Fuentes de Andalucía, Sevilla, España, abarcando una superficie de terreno de 195 hectáreas y un área de apertura del campo de heliostatos de 304.750 m<sup>2</sup>. Presenta además un calentador de respaldo en base a Gas Natural con un porcentaje de respaldo máximo de un 15 % del calor anual de trabajo de la planta [32].

Se encuentra en operación desde Mayo del 2011 y corresponde a la primera central de receptor central (torre) en operar comercialmente con almacenamiento en *sales fundidas*, esto gracias a la experiencia acumulada por las horas de operación de las centrales Solar One y Solar Two, incluso el proyecto inicial de Gemasolar se había denominado *Solar Tres* por corresponder a la continuación histórica de estas centrales más antiguas.

A continuación se enumeran sus características técnicas más relevantes:

Característica	Cantidad
Número de heliostatos	2.650
Área total de reflexión (m <sup>2</sup> )	306.658
Altura de la torre (m)	140
Potencia del receptor (MWth)	120
Potencia bruta de la turbina (MWe)	19,9
Potencia neta de la turbina (MWe)	17
horas de almacenamiento (h)	15
Dimensiones del tanque (alturaxdiámetro)	10,5 m x 23 m
Masa de las sales (ton)	8.500
Generación Anual neta (MWh/año)	110.000
Factor de planta	74 %

Tabla 2.3: Características técnicas central Gemasolar, España [20].

El nivel de salida neta de potencia (17 MWe) se debe a las cargas parásitas de la central, entre estas el bombeo de la sal fundida desde la base al extremo superior de la torre y viceversa, por otro lado debido a sus posibilidades de acceso a agua, cuenta con un sistema de *enfriamiento húmedo* en la etapa de condensación del vapor, lo que trae consigo un menor desembolso de inversión y mejores eficiencias en el ciclo de potencia.

Con respecto a las temperaturas de operación de la planta estas están determinadas por la *estabilidad límite* térmica de las sales fundidas (600 °C), el punto de congelamiento de las sales (220 °C) y la temperatura máxima tolerada por las tuberías a fin de evitar corrosión (565 °C) en su superficie, esto restringe a un margen de operación seguro de la *sal solar* entre los 292 °C y 565 °C. A pesar de todo, el rango anterior representa una evidente mejora con respecto al *aceite sintético* de las plantas CCP, cuyo límite superior de operación bordea los 393 °C, lo que trae consigo además de una disminución en la eficiencia del ciclo de potencia, por la menor temperatura de operación, un desaprovechamiento del potencial térmico en el almacenamiento de la central, el cual es proporcional a la diferencia de temperatura entre los contenedores caliente y frío de este sistema.

A continuación se muestra un perfil panorámico de Gemasolar:



**Figura 2.14: Central de Torre central Gemasolar.**

### 3. Descripción Elementos Planta Solar

#### 3.1. Modelo de Estimación de Radiación Disponible

Para empezar con el diseño de nuestra central solar, lo primero a realizar es fijar parámetros iniciales que permitan dimensionar otros elementos dependientes de estos primeros. Es así como la elección del *nivel de potencia*, con el cual se desea operar, en conjunto con la cantidad de *radiación anual* recibida determinarán la cantidad mínima de helióstatos que permitirán satisfacer estos requerimientos. El nivel de potencia se tomará inicialmente como un parámetro de diseño, dado por las aspiraciones y ambición del diseñador, a pesar de que debiera ser función de las características de la zona a analizar; por su parte si bien la radiación solar recibida se puede conocer a través de mediciones realizadas en la zona de estudio (datos estadísticos), el presente trabajo utilizará un procedimiento de estimación de la radiación solar, el *método de Bird para día claro* [26]. Este método ha demostrado tener gran precisión en lugares que se caracterizan por tener sus cielos despejados la mayor parte del año, rasgo representativo del *Desierto de Atacama* en el *Norte Grande* de nuestro país.

El método de Bird entrega la *radiación directa*, así como la *radiación difusa y global*, recibida en superficie horizontal, para esto se basa en la ponderación de la *radiación extraterrestre*  $I_0$  que llega a nuestro planeta por una serie de términos de eficiencia que representan la absorción parcial de esta en los componentes no permeables de la atmósfera: ozono, vapor de agua y aerosoles. La referencia [26] concluye que el método simple de Bird entrega valores que se ajustan a los métodos complejos desarrollados (SOLTRAN 4) en regiones carentes de nubosidad, por lo que se considerará que los datos entregados por este procedimiento son suficientes para la evaluación preliminar de la planta a proyectar. A continuación se presenta la fórmula de estimación para la *radiación directa* recibida en superficie horizontal:

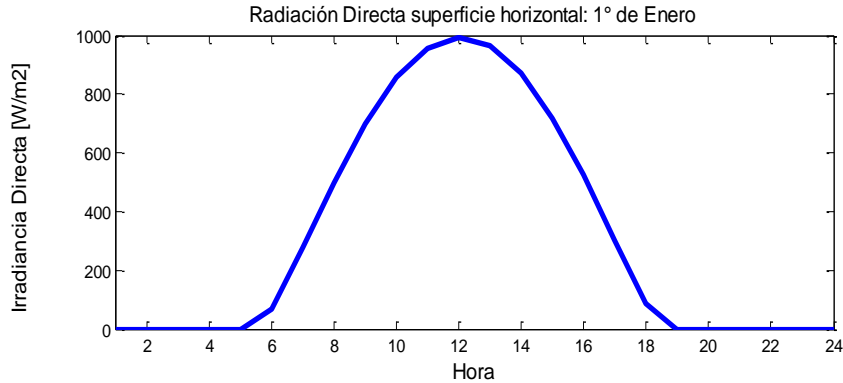
$$I_d = I_0 \cdot \cos Z \cdot 0,9662 \cdot T_R \cdot T_O \cdot T_{UM} \cdot T_W \cdot T_A \quad (3.1)$$

Donde cada término corresponde a:

- $I_d$  : Irradiancia directa horaria en superficie horizontal ( $W/m^2$ ).
- $I_0$  : Irradiación solar extraterrestre  $\{1.353 (W/m^2)\}$ .
- $Z$  : Ángulo Zenit solar.
- $T_R$  : Transmitancia de dispersión de Rayleigh.
- $T_O$  : Transmitancia de absorción en Ozono.
- $T_{UM}$  : Transmitancia de absorción en gases uniformemente mezclados (dióxido de carbono y oxígeno).
- $T_W$  : Transmitancia de absorción en vapor de agua.
- $T_A$  : Transmitancia de absorción y dispersión en aerosol.

Cada término de Transmitancia se encuentra en el rango  $[0,1]$ , el detalle del cálculo o estimación de cada uno se incluye en el *Anexo A: Detalle Modelo de Bird*. A partir de esta fórmula se obtiene la siguiente gráfica de radiación directa mensual en plano horizontal, esta ha sido obtenida con la ayuda de Matlab® para el día 1 de Enero:





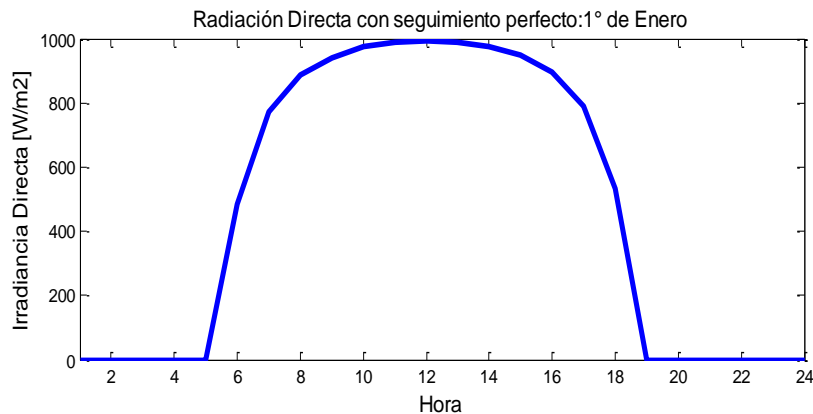
**Figura 3.1: Irradiancia directa horaria en superficie horizontal: modelo de Bird.**

Esta metodología permitirá generar el archivo de radiación directa anual recibido en la zona de Calama, cuya fidelidad depende de la hipótesis de considerar los 365 días del año completamente despejados, en realidad, como lo comprobó en su trabajo [2], el porcentaje de nubosidad es muy pequeño (bajo un 8 % del total de los días del año) por lo que no se está incurriendo en una aproximación grosera. Además, si bien lo mejor es contar con un registro confiable de radiación, la metodología con la que se trabaja no cambiará por considerar un registro alternativo de radiación solar.

Para el caso en que la tecnología de concentración realiza seguimiento del movimiento del sol a lo largo del día la ecuación (3.1) pasará a tener la siguiente forma:

$$I_{DNI} = I_0 \cdot \cos \theta \cdot 0,9662 \cdot T_R \cdot T_O \cdot T_{UM} \cdot T_W \cdot T_A \quad (3.2)$$

En que el ángulo  $\theta$  corresponde al *ángulo de incidencia* entre la radiación directa proveniente del sol y la normal a la superficie de apertura del colector solar, en nuestro caso del helióstato. En el caso en que se tuviera un *sistema de seguimiento* que se alinearía instantáneamente con la posición del sol el término trigonométrico se igualaría a la unidad ( $\cos \theta = 1$ ), obteniéndose esta vez la siguiente gráfica para el día 1 de Enero:



**Figura 3.2: Radiación directa horaria captada con seguimiento ideal**

Se observa que la curva anterior mejora las características de captación de la radiación solar, teniendo una forma más uniforme a lo largo del día, esto se traduce en que a primera hora en el amanecer, a lo largo del día, y hasta la puesta del sol se podrá generar al nivel nominal que se defina para la planta, pudiendo así evitar la merma en la eficiencia de la turbina al trabajar a media carga. Por último es conveniente dejar en claro que los helióstatos no podrán mirar directamente al sol pero se acercarán a esta definición dependiendo de la altura del receptor sobre la torre.

Siguiendo la idea anterior se obtienen los siguientes datos de radiación directa *anual* para la zona de Calama:

Radiación directa en plano horizontal	Radiación directa seguimiento ideal
2.265 (kWh/m <sup>2</sup> /año)	3.570 (kWh/m <sup>2</sup> /año)

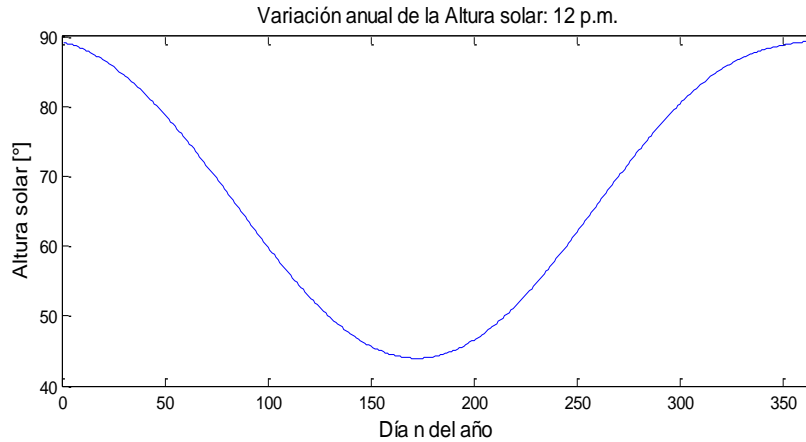
Estos datos concuerdan con los encontrados en la bibliografía disponible con respecto a la ciudad de Calama y a la radiación recibida en plano horizontal [33].

Como se adelantó, el coseno del ángulo de incidencia ( $\cos \theta$ ) trae consigo una baja en la porción de energía solar cosechada, fenómeno conocido como *eficiencia coseno* (cosine efficiency). En las centrales de torre esta dependerá no sólo del movimiento del sol a lo largo del día y del año sino también de la ubicación del helióstato en el campo con respecto al receptor central, y de la altura de la torre. Por lo tanto, a pesar de que la tecnología de concentración de torre central implementa un sistema de seguimiento del sol en dos grados de libertad, no se podrá llegar a captar la *máxima radiación disponible*, esto se debe a que el helióstato no puede apuntar directamente al sol, sino que debe alinearse en forma simétrica entre la posición del sol y la posición del receptor, con el fin de que los rayos incidan en este último. De esta forma las pérdidas generadas por esta situación pueden llegar a corresponder a un porcentaje importante dentro de las pérdidas totales generadas en el campo solar.

Por otro lado al contrastar el sistema de seguimiento en un eje, de los *colectores cilindro parabólicos* CCP, se aprecia que este es más sencillo de implementar debido a su movimiento en un único eje, el cual además es idéntico para cada unidad dentro del campo de colectores, en contraste a lo ocurrido dentro del campo de helióstatos donde cada espejo reflector tendrá un movimiento propio y diferente al de sus pares. Esto último se traduce en un diseño y control más elaborado del sistema de helióstatos.

Por otra parte, como se verá más adelante, el seguimiento solar en dos ejes realizado por estas estructuras permite un mejor aprovechamiento de la radiación solar disponible en la *época Invernal*, esto gracias al acomodamiento de los reflectores a la menor *altura* del sol de este periodo, acción que no puede ser llevada a cabo por la tecnología CCP debido a su arquitectura y al encarecimiento en su implementación, trayendo como resultado una disminución en la energía captada durante estos meses.

A continuación se muestra en forma gráfica lo que ha sido comentado en el párrafo anterior con respecto a la variación de la altura solar para cada día del año, en el *Anexo A: Detalle Modelo de Bird* se incluyen las fórmulas que permiten realizar este cálculo en función del día y hora del año. El análisis se realiza para las 12 horas de cada día:



**Figura 3.3: Variación del ángulo de altura a lo largo del año a las 12 p.m. (ciudad de Calama)**

Se aprecia una disminución del ángulo de altura a un valor cercano a los  $45^\circ$ , por lo tanto al carecer de la posibilidad de seguimiento en altura del astro solar en invierno disminuye la cantidad de energía recolectada en estos meses en un 30%, lo cual se suma al hecho de la menor disponibilidad de horas de insolación.

### 3.2.Campo de Helióstatos

En muchos trabajos relacionados con la implementación de esta tecnología se habla del especial cuidado que se debe tener con el diseño del campo de heliostatos, debido a que este ítem arrastra cerca de la mitad del costo total de inversión en este tipo de plantas. Por lo tanto debe tenerse especial cuidado en optimizar su costo, eficiencia óptica y coseno eficiencia, a través de los materiales y disposición dentro del campo solar.

Para realizar este dimensionamiento primero es necesario conocer la *coseno eficiencia* de cada heliostato que conformará el campo de colectores solares en función de su posición dentro de esta interfaz, con respecto a esto se seguirá el ejemplo trabajado en la referencia [19] el cual se resume a continuación:

Lo primero es definir el sistema de referencia que nos permitirá describir la interacción entre los elementos del campo solar, se tendrá para esto que:

- el eje X apuntará al Este
- el eje Y apuntará al Sur
- el eje Z hacia el Zenit o cielo

Lo anterior se muestra en la siguiente figura:

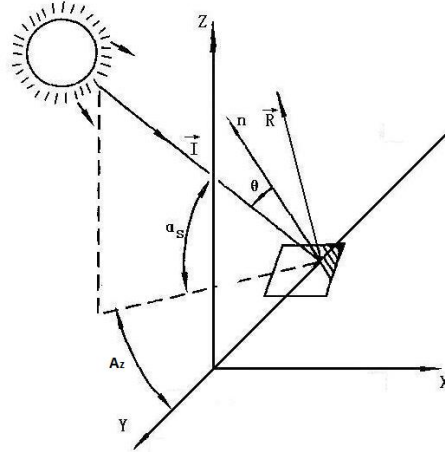


Figura 3.4: Derivación ángulo de incidencia de un helióstato arbitrario [19]

A partir del sistema definido y con la ayuda de los ángulos *Observador – Sol* (altura, azimut y zenit) se definirán los vectores unitarios asociados a los rayos notables con los que se trabajará, solidarios a nuestro sistema de referencia:

- a. Rayos incidentes del sol ( $\vec{I}$ ):

Definidos por la proyección de los ángulos de altura  $\alpha$  y Azimut  $A_Z$  en los ejes x, y, z de nuestro sistema de referencia como:

$$\vec{I} = (\cos \alpha \cdot \sin A_Z, -\cos \alpha \cdot \cos A_Z, -\sin \alpha) \quad (3.3)$$

- b. Rayos reflejados hacia el receptor ( $\vec{R}$ ):

Este rayo va dirigido desde el helióstato  $i$  hasta el receptor en la cima de la torre. Las coordenadas del espejo reflector en este sistema serán  $(x_i, y_i, h_H)$  y el receptor se encontrará en el origen del sistema de referencia con coordenadas  $(0, 0, h_H + h_T)$ , correspondiendo  $h_H$  a la altura de la base de la torre y de los helióstatos y  $h_T$  a la altura de la torre con respecto a los helióstatos.

$$\vec{R} = (-x_i, -y_i, h_T) \cdot \frac{1}{\sqrt{x_i^2 + y_i^2 + h_T^2}} \quad (3.4)$$

- c. Vector normal a la superficie del reflector ( $\vec{n}$ ):

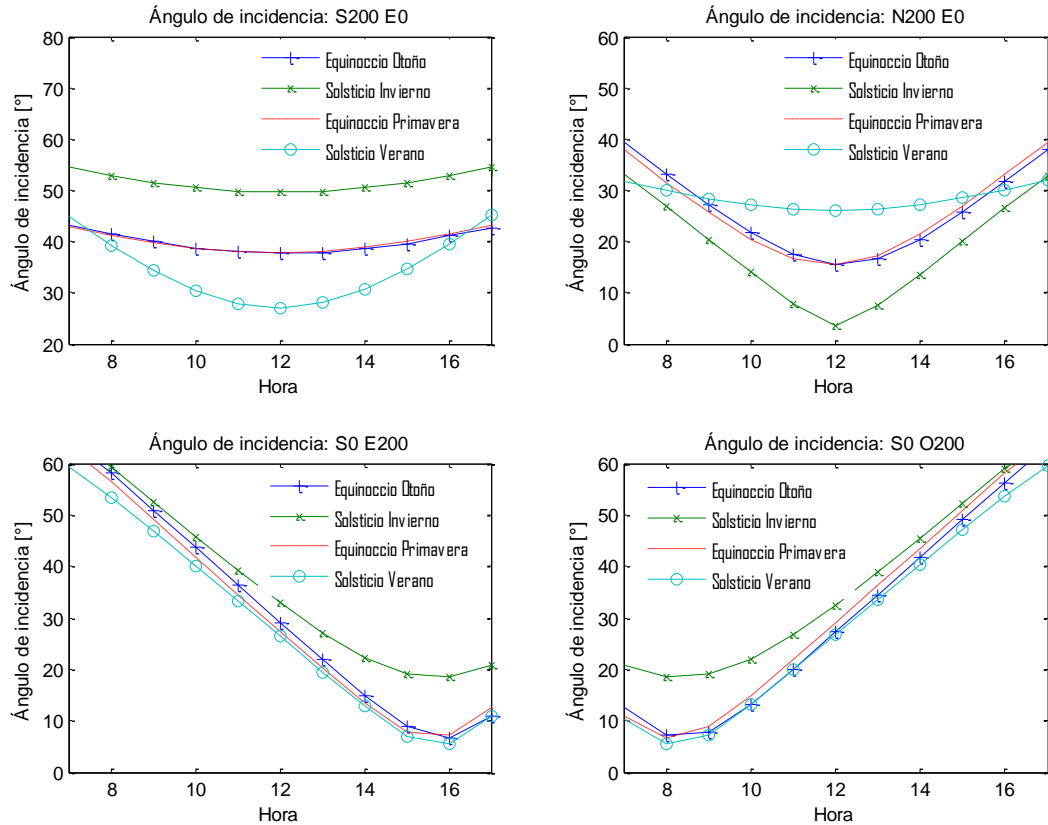
Este vector no será definido explícitamente debido a que se usará la simetría de los ángulos incidente, normal y reflejado para definir el ángulo de incidencia  $\theta$  de la forma como se muestra en el punto d.

d. Ángulo de incidencia ( $\theta$ ):

Este se calculará a través del producto punto entre los ángulos unitarios nombrados.

$$\theta = \cos^{-1}(\vec{n} \cdot \vec{R}) = \cos^{-1}(\vec{n} \cdot -\vec{I}) = \frac{1}{2} \cdot \cos^{-1}(-\vec{I} \cdot \vec{R}) \quad (3.5)$$

A partir del desarrollo anterior se puede obtener la siguiente gráfica, esta representa los ángulos de incidencia de la radiación solar sobre cuatro helióstatos ubicados en los extremos o puntos cardinales, con la torre en su centro, para el inicio de cada estación del año. La altura del receptor sobre la torre  $h_T$  para esta prueba fue dimensionada en 150 m.



**Figura 3.5: Ángulos de incidencia durante Equinoccios y Solsticios en los 4 puntos cardinales**

De la figura anterior se observa que el ángulo de incidencia varía durante el día y durante el año de acuerdo a su ubicación dentro del campo colector, evidenciándose que los espejos ubicados al norte de la torre poseen en general una mayor eficiencia óptica, la cual a su vez es superior en época invernal para la ciudad de Calama. Esto nos deja en claro que un campo solar optimizado para alcanzar una alta eficiencia de incidencia no será simétrico con respecto al receptor central, sino que

tendrá ubicaciones preferenciales cuya determinación constituye un problema de optimización en sí, esta característica es uno de los inconvenientes que se enfrenta al trabajar con esta tecnología en contraste con la regularidad y simetría que presenta la ubicación de los colectores cilindro parabólicos en la conformación de su campo solar.

Por otra parte, al ubicar los helióstatos alrededor del receptor se debe procurar evitar los *bloqueos* de radiación reflejada y *sombras* proyectadas sobre helióstatos vecinos, proceso que además debe llevarse a cabo sin aumentar groseramente la separación entre espejos, porque esto aparte de hacer crecer la dimensión del terreno requerido disminuye la eficiencia por ángulo de incidencia [19] y por *factor de turbiedad* de la atmósfera en los espejos más alejados del receptor, sin contar que se requerirá un mayor cableado y una construcción más amplia de caminos para acceder a estas estructuras.

A continuación se mostrará este efecto para un campo modelo “circular simétrico” con la torre ubicada en su centro u origen. Los equinoccios pueden ser considerados como un promedio de la *coseno eficiencia*, de acuerdo a lo apreciado en la *Figura 3.5* la eficiencia de estos se encuentra siempre entre la de ambos solsticios. Se utilizará por lo tanto el periodo correspondiente al inicio de la primavera (21 de Septiembre) como base para el siguiente análisis, lo cual también ha sido recomendado para el diseño preliminar del campo solar en la referencia [19].

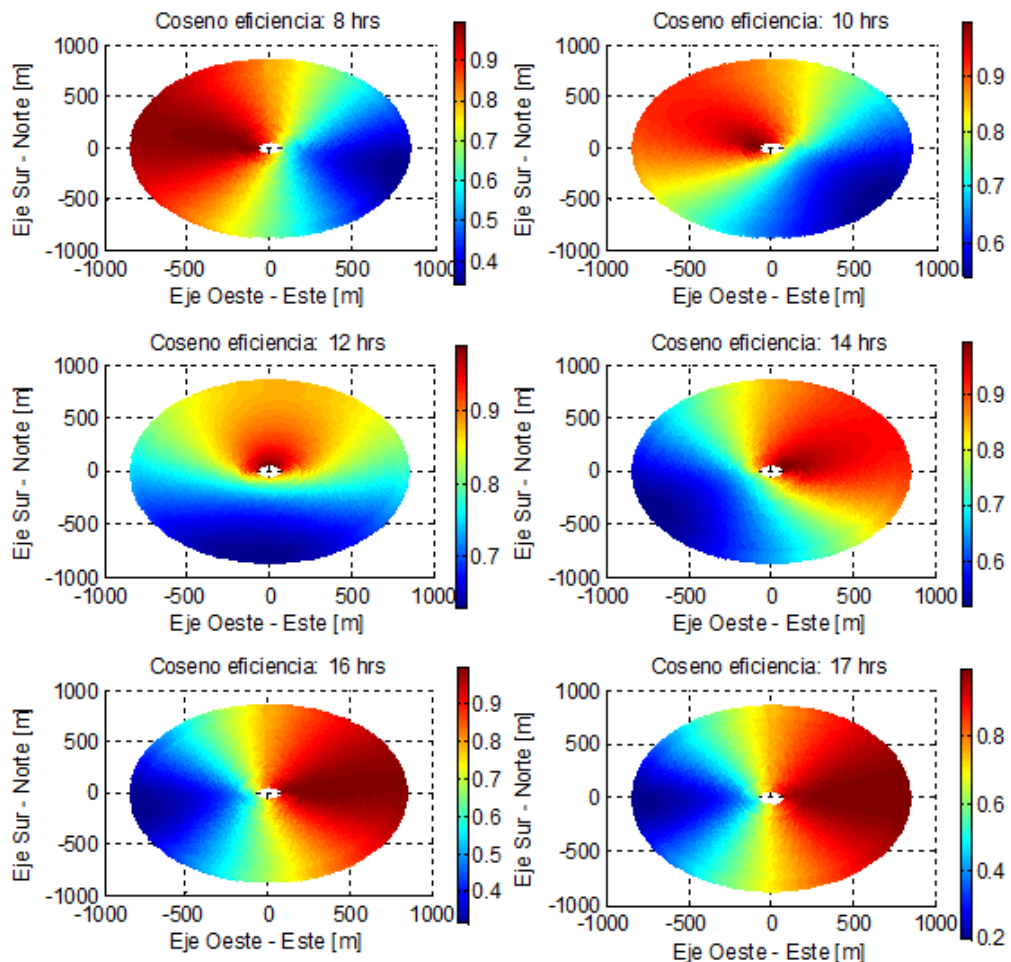
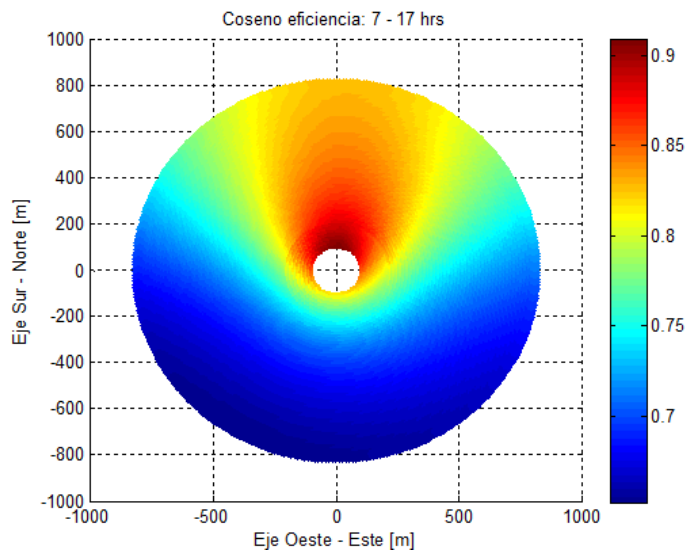


Figura 3.6: Coseno eficiencia del campo colector a lo largo del día

De la gráfica anterior se pueden concluir dos principales ideas: la primera es que la eficiencia en el campo no es simétrica para una hora fija y la segunda en relación con que la máxima eficiencia se transporta a lo largo del día en función del recorrido del sol. Otro hecho también extrapolable es que en general los helióstatos que se encuentran más cercanos al receptor presentan una mayor eficiencia por ángulo de incidencia. Lo anterior se traduce en que el diseño óptimo del campo solar no sea simétrico sino que se componga de una mayor densidad de espejos hacia el norte de la torre receptora. Por otro lado, se elige un radio mínimo para comenzar a emplazar los helióstatos debido a la sombra que proyecta la torre sobre los espejos inmediatos a su posición. El radio de la primera corrida de espejos se ha dimensionado como  $0,8 \cdot h_T$ , con  $h_T$  correspondiente a la altura de la torre.

Un promedio entre las eficiencias obtenidas en las horas del día para el equinoccio de primavera permite obtener la siguiente gráfica:



**Figura 3.7: Eficiencia promedio campo de colectores: equinoccio de primavera.**

Se deduce nuevamente que debiera seguirse una ubicación preferencial cargada hacia el norte en el poblado del terreno con las estructuras reflectantes, lo cual una vez más se aclara corresponde a un problema de optimización en sí, por lo que su detalle no será analizado en este trabajo.

### 3.3.Receptor Solar

#### 3.3.1. Sales Fundidas

Como se adelantó en el capítulo anterior, en las últimas plantas que se han instalado a nivel mundial, como Gemasolar en España (Mayo 2011), se ha utilizado como *fluido calórico* y *fluido de almacenamiento* térmico, sales fundidas en una mezcla de 40% de Nitrato de Potasio y un 60% de Nitrato de Sodio, mezcla conocida como *sal solar*, las características de esta se resumen en la siguiente tabla:

Propiedad	Cantidad
<i>Punto de Fusión</i> (°C)	220
<i>Límite de estabilidad térmica</i> (°C)	600
<i>Densidad a 300 °C</i> (kg/m <sup>3</sup> )	1.899
<i>Capacidad calórica a 300°C</i> (J/kg·K)	1.495

Tabla 3.1: Propiedades físicas sal solar [20]

Todas estas propiedades tendrán un impacto directo en la estrategia de control y operación de la planta, tanto en el sentido del rango máximo de las temperaturas de operación de la central como en el tamaño de los tanques de almacenamiento, entre otras.

### 3.3.2. Tipo de Receptor

Debido a la magnitud de salida con la que se desea hacer el análisis de este trabajo (100 MWe) el receptor a utilizar será de tipo *externo*, cilíndrico, de modo de poder captar los rayos desde las 4 posiciones cardinales. En los siguientes puntos se expondrá en detalle las características de este elemento.

## 3.4. Ciclo de Potencia

Para el cálculo de la potencia eléctrica de salida, conseguida a partir del arreglo solar, se debe realizar un balance de energía, este permitirá ver la dinámica de la planta a lo largo del día en función de la cantidad de energía recolectada desde el campo de helióstatos y las pérdidas originadas en su transmisión y direccionamiento hacia el *ciclo termodinámico de Rankine*. La salida de este ciclo será la potencia mecánica rotatoria necesaria para generar la electricidad que se inyectará a la red eléctrica.

Inicialmente se programará una consigna constante de potencia eléctrica de salida, esto con el fin de maximizar la eficiencia de la turbina a vapor y por ende del ciclo global de conversión de energía solar a electricidad. Para esto será necesario mantener un flujo constante de calor alimentando al ciclo de potencia.

La energía diaria recolectada estará dada por la disponibilidad instantánea del recurso solar en la zona de análisis, y por la superficie integrada del campo concentrador disminuida en el coseno de su ángulo de incidencia. La siguiente expresión muestra el detalle de este cálculo:

$$E_s = A \cdot \sum_{h=1}^{24} I_{DNI_h} \sum_{i=1}^N \cos \theta_{i_h} \quad (3.6)$$

En que:

- $E_s$  : Energía solar diaria incidente sobre el campo (Wh).
- $I_{DNI_h}$  : Radiación normal directa en la hora  $h$  (W/m<sup>2</sup>).
- $A$  : Superficie del helióstato (m<sup>2</sup>).
- $\theta_{i_h}$  : Ángulo de incidencia de cada espejo  $i$  dentro del campo concentrador en la hora  $h$ .
- $N$  : cantidad de helióstatos en el campo solar



Por su parte la radiación solar que será transportada a las sales fundidas  $P_T$ , será igual a la potencia solar incidente  $P_S$  disminuida en un *factor de eficiencia*  $\eta_T$ , tal como se muestra en la siguiente expresión:

$$P_T = P_S \cdot \eta_T \quad (3.7)$$

Este factor de eficiencia  $\eta_T$  se compone de un conjunto de fenómenos físicos presentes en el redireccionamiento de los rayos solares hacia el receptor. Estos son de carácter:

- *Geométrico*: corresponde al efecto de sombras y bloqueos entre espejos vecinos. También abarca el ángulo de incidencia, que ya ha sido tomado en cuenta en la fórmula anterior.
- *Selectivo*: en relación a la *eficiencia o grado de reflexión* de los helióstatos con respecto a la radiación solar incidente.
- *Translúcido*: en relación a las *pérdidas de absorción* ocasionadas por turbiedad atmosférica, las que dependerán de la distancia del helióstato al receptor.
- *Desbordamiento*: corresponde al porcentaje de rayos que incide fuera del área del receptor.
- *Conversión fototérmica*: corresponden a las pérdidas de calor del *receptor* hacia el medio, al absorber la radiación incidente, principalmente por convección y radiación.

Por ende, esta eficiencia global  $\eta_T$  se puede analizar como la multiplicación de cada eficiencia individual correspondiente a cada proceso de transmisión, redireccionamiento y absorción de esta energía, tal como se muestra a continuación:

$$\eta_T = \eta_{geo} \cdot \eta_{ref} \cdot \eta_{at} \cdot \eta_{des} \cdot \eta_{abs} \quad (3.8)$$

Donde cada término abrevia a:

- $\eta_{geo}$  : Eficiencia por geometría del diseño del campo solar.
- $\eta_{ref}$  : Eficiencia de reflexión de la radiación solar.
- $\eta_{at}$  : Eficiencia por atenuación atmosférica.
- $\eta_{des}$  : Eficiencia por desbordamiento de radiación emitida.
- $\eta_{abs}$  : Eficiencia por pérdidas de calor hacia el ambiente en el receptor.

Para simplificar los cálculos anteriores se considerará que:

- $\eta_{at} = \eta_{des} = 1$

El resto de los términos a pesar de depender de diversos factores (posición del sol en el cielo, grado de contaminación atmosférica, grado de limpieza de los espejos, etc.) se hará una simplificación que considerará un valor promedio constante para cada efecto. En contraste, el cálculo del ángulo de incidencia, el cual varía a lo largo del día y del año, sí se hará en forma exacta siguiendo la metodología ya expuesta. En los siguientes puntos se especificarán los valores promedios que permitirán calcular esta eficiencia global.

### 3.5. Balances de Masa y Energía de la Planta Térmica

Estos balances se realizarán a partir de las leyes básicas de la termodinámica y a las expresiones de transferencia de calor, las que se detallan en el *Anexo B: Conceptos Termodinámicos*. Para facilitar el entendimiento de este proceso, a continuación se presenta un esquema de las principales componentes de la planta solar, las que participan en los procesos de intercambio de calor:

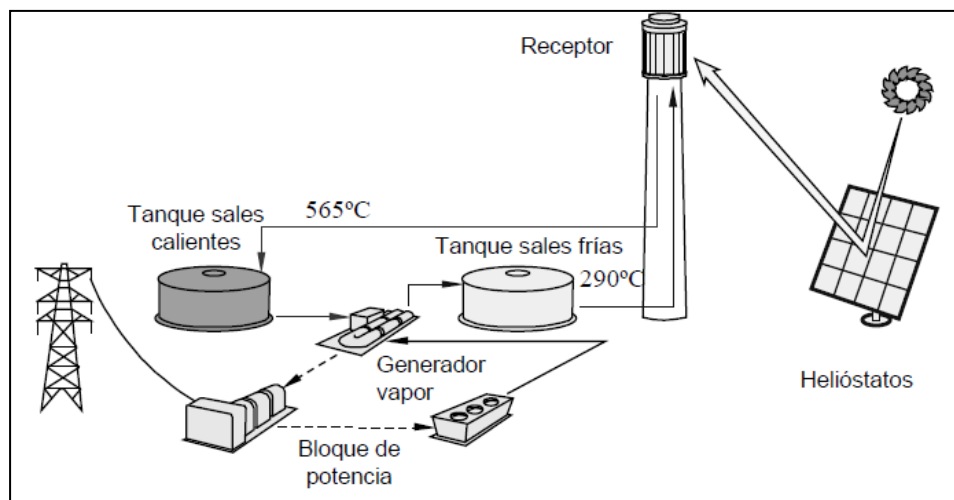


Figura 3.8: Esquema principales componentes de la planta solar de receptor central

El esquema de almacenamiento directo de las sales que bajan desde el receptor, presenta la ventaja de desacoplar el calor entrante, mediante el almacenamiento de sales, al tanque contenedor, del liberado hacia el ciclo de generación de vapor, lo que confiere a la planta un elevado grado de libertad en las estrategias de despacho con que se puede contar, estas se describirán con más detalle en el capítulo siguiente.

A continuación se exponen las ecuaciones que resumen los cálculos de transferencia y almacenamiento de calor en los elementos claves que conforman la planta de concentración solar:

#### 3.5.1. Tanque Caliente de Almacenamiento

Este elemento fue descrito en el *Capítulo 2* de este trabajo. En la figura siguiente se aprecia un esquema de esta componente, donde se detallan las variables de estado inherentes a esta estructura:

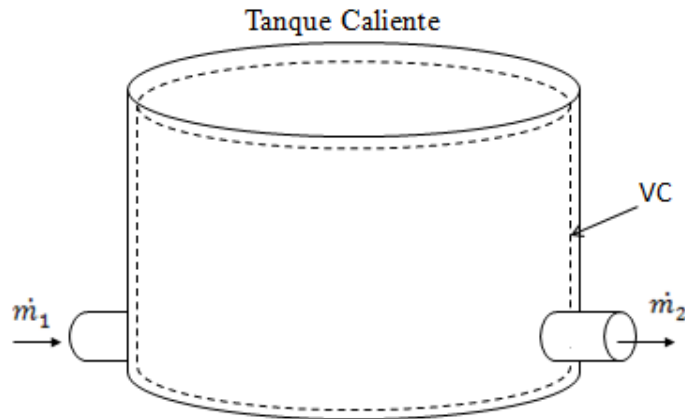


Figura 3.9: Diagrama Tanque caliente de almacenamiento

### ***Balance de masa tanque caliente***

La ecuación del balance de masa es sencilla y dada por:

$$\frac{dm_{VC}}{dt} = \dot{m}_1 - \dot{m}_2 \quad (3.9)$$

Donde:

- $\dot{m}_1$  : flujo másico de entrada de la *sal solar* al tanque caliente de almacenamiento, también corresponde al flujo másico que circula por el *receptor* (kg/s).
- $\dot{m}_2$  : flujo másico de salida de la *sal solar* del tanque caliente de almacenamiento, también corresponde al flujo másico que atraviesa el *generador de vapor* (kg/s).
- $m_{VC}$  : masa almacenada dentro del tanque caliente (volumen de control) (kg).

Si se considera que las propiedades dentro del tanque son y permanecen homogéneas en el transcurso del tiempo, se tendrá que la densidad  $\rho_s$  de la sal fundida será constante, esto no está alejado de la realidad debido a que la temperatura del tanque se controla para que se mantenga en una referencia constante, sumado al hecho de la incompresibilidad casi perfecta de los líquidos. A partir de lo anterior la ecuación (3.9) toma la siguiente forma:

$$\rho_s \cdot \frac{dV_S}{dt} = \dot{m}_1 - \dot{m}_2 \quad (3.10)$$

Donde:

- $\rho_s$  : densidad de la sal solar (kg/m<sup>3</sup>).
- $V_S$  : Volumen de sal almacenado (m<sup>3</sup>).

La masa y volumen de sal almacenado dentro del contenedor evolucionan permanentemente en el transcurso del día, con el fin de suplir una salida constante en la planta.

### **Balance de Energía tanque caliente**

La relación del balance energético se desarrollará a partir de la ecuación (8.14) expuesta en el *Anexo B: Conceptos Termodinámicos*, donde se puede seguir los pasos de deducción de esta misma. Esta expresión se presenta a continuación:

$$\frac{dE_{VC}}{dt} = \dot{m}_e u_e - \dot{m}_s u_s - \dot{Q}_p \quad (3.11)$$

Con:

- $E_{VC}$  : Energía dentro del volumen de control (tanque caliente) (J).
- $\dot{m}_e$  : flujo másico de entrada (equivale a  $\dot{m}_1$ ) (kg/s).
- $\dot{m}_s$  : flujo másico de salida (equivale a  $\dot{m}_2$ ) (kg/s).
- $u_e$  : energía interna del fluido de entrada por unidad de masa (J/kg).
- $u_s$  : energía interna del fluido de salida por unidad de masa (J/kg).
- $\dot{Q}_p$  : flujo de pérdidas de calor (W).

Por otro lado es también conocido que para un fluido incompresible la energía interna queda dada por la siguiente expresión:

$$u_s = C_{es} \cdot T \quad (3.12)$$

Con:

- $u_s$  : energía interna sal solar por unidad de masa (J/kg).
- $C_{es}$  : calor específico de la sal solar (J/kg·K).
- $T$  : Temperatura en la región de entrada o salida (K).

$C_{es}$  puede corresponder al calor específico a volumen constante o a presión constante, debido a que estos son idénticos en las sustancias incompresibles. Finalmente a partir de las expresiones (3.11) y (3.12), y considerando que la variación de la energía en el volumen de control afecta solamente a la energía interna  $u_{VC}$  de este mismo, se obtiene la siguiente relación:

$$C_{es} \cdot T_{VC} \cdot \frac{dm_{VC}}{dt} = C_{es} \cdot (\dot{m}_1 T_e - \dot{m}_2 T_s) - \dot{Q}_p \quad (3.13)$$

Como se adelantó, la energía considerada en el volumen de control es la energía interna  $u_{VC}$  ya que la variación que pudieran tener el resto de las energías es despreciable. Si se considera que la

temperatura en el tanque de almacenamiento se controla a un valor constante, se tendrá que el incremento de la energía sensible almacenada en el *tanque caliente* se explicará por el aumento del volumen de sal fundida dentro de este. Dicho de otro modo, el potencial de entregar calor será proporcional al gradiente de temperatura entre los tanques frío y caliente, y proporcional a la masa almacenada en el complejo de mayor temperatura.

En primera instancia se trabajará sin considerar el flujo de pérdidas de calor  $\dot{Q}_p$  hacia al medio, esto provoca que la expresión (3.13) adopte la misma forma de la ecuación de balance de másico (3.10). Lo anterior se fundamenta en que las temperaturas de entrada  $T_e$ , almacenamiento  $T_{VC}$  y salida  $T_s$  son idénticas en régimen estacionario. Por otro lado, más adelante se mostrará que despreciar  $\dot{Q}_p$  no es una mala aproximación.

### 3.5.2. Tanque Frío de Almacenamiento

Las ecuaciones son idénticas al caso anterior pero en forma complementaria, es decir, el volumen de sal almacenado en este contenedor aumenta a medida que el volumen del tanque caliente disminuye en igual cantidad. Otra diferencia tiene relación con los términos de pérdidas, que en este caso serán menores gracias al gradiente de temperatura menor hacia el ambiente. Análogamente al caso anterior los balances de masa y energía son los siguientes:

**Balance de masa tanque frío:**

$$\frac{dm_{VC}}{dt} = \dot{m}_2 - \dot{m}_1 \quad (3.14)$$

**Balance de Energía tanque frío:**

$$C_{eS} \cdot T_{VC} \cdot \frac{dm_{VC}}{dt} = C_{eS}(\dot{m}_2 T_e - \dot{m}_1 T_s) - \dot{Q}_{p2} \quad (3.15)$$

Se recuerda que al considerar los valores del régimen estacionario y despreciar las pérdidas de calor desde el tanque hacia el exterior se recupera la expresión del balance de másico a partir de esta última.

### 3.5.3. Receptor

Como se adelantó el receptor analizado será de tipo externo, simétrico y de forma cilíndrica. La siguiente figura corresponde al esquema de esta componente:

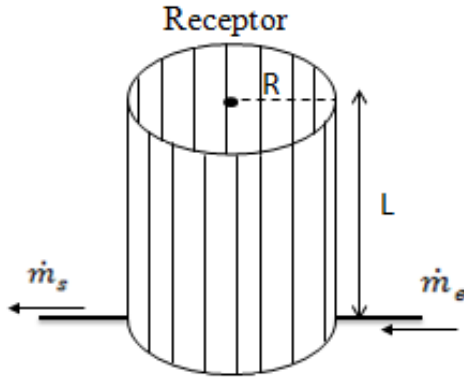


Figura 3.10: Esquema receptor de tipo exterior

El receptor anterior permite que el arreglo de espejos se ubique en todas las direcciones espaciales, dicho de otro modo este posee un ángulo visual de  $360^\circ$ , en contraste con los *receptores de cavidad* que apuntan en una dirección preferencial de mayor eficiencia (Norte) con un ángulo de visión menor a  $180^\circ$ .

Los balances másico y energético para este elemento receptor son los siguientes:

**Balance de masa receptor:**

Partiendo de la expresión general de balance de masa:

$$\frac{dm_{VC}}{dt} = \dot{m}_e - \dot{m}_s$$

Si se supone que el fluido es incompresible y que su densidad no varía en el rango de temperatura trabajado, se tendrá que la cantidad de masa en el volumen de control no cambiará por lo que su derivada será nula, obteniéndose que:

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s = \dot{m}_1 \quad (3.16)$$

**Balance de Energía receptor:**

Esta vez se incluirán los términos de pérdida de calor los que darán cuenta de la eficiencia del receptor  $\eta_{abs}$  en la inclusión de la energía proveniente del campo solar. Se tendrá que no existe energía almacenada, esto se cumple en la operación en *régimen permanente*, por lo tanto el balance de energía es el siguiente:

$$0 = \dot{Q}_{Sol} - \dot{Q}_P + C_{eS}(\dot{m}_1 T_F - \dot{m}_1 T_C)$$

Lo cual se puede escribir de la siguiente forma:

$$\dot{m}_1 = \frac{\dot{Q}_S - \dot{Q}_P}{C_{eS}(T_C - T_F)} = \frac{\dot{Q}_{neto}}{C_{eS} \cdot \Delta T} \quad (3.17)$$

Donde:

- $\dot{Q}_S$  : Energía suministrada por el campo solar (W).
- $\dot{Q}_P$  : Calor de pérdidas (W).
- $\dot{Q}_{neto}$  : Diferencia entre los dos términos anteriores (W)
- $T_C$  : Temperatura final de la sal fundida, también corresponde a la T° del tanque caliente (K).
- $T_F$  : Temperatura de entrada de la sal al receptor, también corresponde a la T° del tanque frío e almacenamiento (K).

La expresión anterior se puede interpretar diciendo que el flujo  $\dot{m}_1$  (variable de control) corresponde al flujo másico necesario para mantener un gradiente de temperatura  $\Delta T$  constante, dada una entrada variable de calor absorbido  $\dot{Q}_{neto}$  dado.

Para facilitar la realización de las simulaciones que se harán en los siguientes capítulos se estimará el calor neto absorbido  $\dot{Q}_{neto}$  a partir del calor horario disponible ponderado por un factor de eficiencia de absorción constante  $\eta_{abs}$ , lo cual se expone como:

$$\dot{Q}_{neto} = \dot{Q}_{sol} \cdot \eta_{abs}$$

De igual forma se mostrará como estimar el valor de este factor de pérdidas a partir de las conocidas *leyes de transferencia de calor*. El calor de pérdidas corresponde al flujo de energía emitido por radiación  $q_r''$  y convección  $q_c''$  desde la superficie del receptor al medio, ambas medidas en (W/m<sup>2</sup>):

$$\dot{Q}_P = S \cdot (q_r'' + q_c'')$$

Estas leyes de transferencia de calor son:

- 1) Ley de Stefan – Boltzmann (radiación)

$$q_r'' = \sigma(\epsilon T_C^4 - \alpha T_a^4)$$

- 2) Ley de enfriamiento de Newton (convección)

$$q_c'' = h(T_C - T_a)$$

Con:

- $S$  : Superficie de contacto del receptor con el ambiente ( $m^2$ ).
- $\alpha$  : Coeficiente de absortividad.
- $\varepsilon$  : Coeficiente de emisividad.
- $\sigma$  : Constante de Stefan – Boltzmann ( $W/m^2 \cdot K^4$ ).
- $h$  : Coeficiente de transferencia de calor por convección ( $W/m^2 \cdot K$ )
- $T_a$  : Temperatura ambiente (K).

Tanto  $\alpha$  como  $\varepsilon$  se mueven entre el rango [0,1].

La expresión de pérdidas también se acostumbra a calcular de la siguiente forma:

$$\dot{Q}_p = U \cdot S \cdot \Delta T$$

Con:

- $U$  : factor de pérdidas globales ( $W/m^2 \cdot K$ )

El cálculo de  $U$  se realiza igualando ambas expresiones de pérdida y despejando esta variable en función del resto de los parámetros. Se evidencia que en este caso particular  $U$  quedará dependiente de la temperatura, aunque si se trabaja en un punto de operación fijo esto no traerá mayores dificultades.

El coeficiente de convección  $h$  de la superficie de contacto aire – receptor se considerará de valor  $30 W/m^2 \cdot K$ , valor conservador para convección no forzada. Por otro lado suponiendo que la superficie del receptor está cubierta con una *película selectiva* se puede considerar una emisividad  $\varepsilon$  de 0,1 de y una absortividad  $\alpha$  de 0,9. Por su parte, el área de contacto del receptor cilíndrico estará dada por:

$$S = 2\pi R \cdot L$$

Con  $R$  y  $L$  los mismos expuestos en la Figura 3.10 cada uno dimensionado en (m).

El parámetro  $\sigma$  corresponde a la *constante de Stefan – Boltzmann* cuyo valor es de conocimiento universal igual a  $5,67 \cdot 10^{-8} W/m^2 \cdot K^4$ . La temperatura ambiente  $T_a$  se considerará constante igual a  $20^\circ C$ , la temperatura nominal del tanque caliente  $T_C$  será de  $565^\circ C$ , dada por los límites de degradación de la sal solar y de corrosión de las cañerías que la portarán. Los valores anteriores expresados en la escala Kelvin resultan:

- $T_a = 293 K$
- $T_C = 838 K$

Si se mantienen estas condiciones las pérdidas serán constantes, esto si bien no será cierto a lo largo del año completo corresponde a una aproximación válida, en la medida que el rango de variación de la temperatura durante el año y el día se mantiene acotado en un intervalo decente.



Finalmente, al reemplazar los parámetros definidos en las expresiones de transferencia de calor se obtiene que el valor de las pérdidas en el receptor se condensa a:

- $\dot{Q}_p = S \cdot 41,1 \text{ kW/m}^2$

Si se considera un receptor de alto  $L = 16 \text{ m}$  y diámetro  $D = 2 \cdot R = 14 \text{ m}$ , se tendrá finalmente que:

- $\dot{Q}_p = 13,2 \text{ MW}_{Th}$

Las pérdidas anteriores son de un orden considerable, pero en tamaño relativo al flujo total de calor aportado por el campo solar estas no superan el 4 % de la energía térmica total enfocada sobre el receptor. Este valor entrega una idea de la eficiencia de absorción presente en un receptor externo, después de haber sido recubierto con una película selectiva a la radiación solar.

### 3.5.4. Generador de Vapor

Consiste en un sistema de cañerías en forma de serpentín, con el fin de aumentar el área de intercambio de calor entre dos fluidos calóricos (agua comprimida y sal solar en este caso) separados entre sí por las paredes de las cañerías portadoras. El objetivo de intercambiar calor a través de la superficie de frontera, es generar el vapor a presión necesario para hacer girar la turbina de la planta. Esta transferencia se realiza en forma natural gracias al gradiente de temperatura existente entre ambas sustancias, y su rapidez dependerá además del gradiente ya nombrado, de la resistencia térmica de las cañerías, del área de contacto y de la rapidez de tránsito de los fluidos calóricos. A continuación se muestra a modo de ejemplo un esquema de un dispositivo intercambiador de calor:

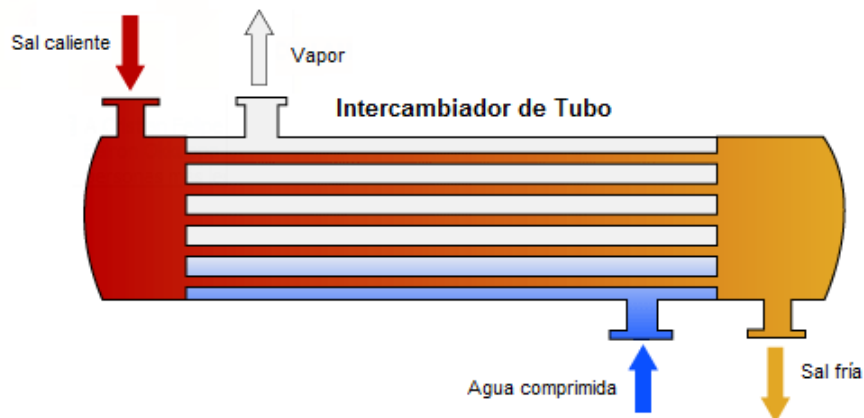


Figura 3.11: Generador de vapor por intercambio de calor

#### ***Balance de masa sal solar:***

Esta vez se resumirá el balance de masa realizado para el receptor diciendo que no existe acumulación de masa al interior del serpentín del intercambiador de calor, además se tiene el hecho

de que, en régimen permanente, los flujos deben ser constantes a fin de entregar una salida de igual característica en la turbina a vapor. Por lo tanto se tiene que:

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s = \dot{m}_2 \quad (3.18)$$

***Balance de Energía sal solar:***

En el balance siguiente no se considera acumulación de energía en el sistema y tampoco la existencia de pérdidas hacia el medio, es decir, todo el calor transportado por la sal fundida se ocupa íntegramente en la generación de vapor. La expresión resultante es la siguiente:

$$0 = -\dot{Q}_V + \dot{m}_2 \cdot C_{eS} \cdot (T_C - T_F)$$

Despejando el flujo másico de sal a través del intercambiador, se obtiene:

$$\dot{m}_2 = \frac{\dot{Q}_V}{C_{eS} \cdot (T_C - T_F)} \quad (3.19)$$

Donde:

- $\dot{Q}_V$  : Flujo de calor neto traspasado al volumen de vapor generado (W).

Con respecto al vapor también se considerará su flujo en régimen permanente, por lo que se tendrá que:

***Balance de masa agua-vapor:***

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s = \dot{m}_V \quad (3.20)$$

***Balance de Energía agua - vapor:***

El balance inicial es el siguiente:

$$0 = \dot{Q}_V + \dot{m}_V h_{fg} + \dot{m}_V (h_{Vf} - h_{Vs})$$

Este balance sí debe utilizar la entalpía, la que da cuenta de las condiciones de *presión* del fluido de trabajo. El condensado se encuentra presurizado a fin de aumentar el *trabajo mecánico* de salida de la turbina, además el proceso incluye, aparte del cambio de fase, una etapa posterior de *recalentamiento* del vapor generado con el fin de aumentar la *calidad*<sup>12</sup> de este. Reordenando se

---

<sup>12</sup> La calidad corresponde al porcentaje de vapor presente en la mezcla agua – vapor del *fluido saturado*. Al aumentar la presión de trabajo, aumentará el trabajo de salida, pero será necesario calentar más el vapor de trabajo, para que al llevarse a cabo la expansión en la turbina las gotas de condensado, al abundar, no terminen dañando los álabes de esta.

obtiene la expresión para el flujo de vapor  $\dot{m}_V$  en función del flujo de calor  $\dot{Q}_V$  necesario para el funcionamiento de la turbina:

$$\dot{m}_V = \frac{\dot{Q}_V}{(h_{VS} - h_{ef} - h_{fg})} \quad (3.21)$$

Con:

- $\dot{m}_V$  : Flujo másico de vapor generado (kg/s).
- $h_{fg}$  : Entalpía de vaporización del agua a la temperatura y presión de trabajo (J/kg).
- $h_{Vf}$  : entalpía del vapor frío (J/kg).
- $h_{VS}$  : entalpía del vapor sobrecalentado (J/ kg).

Para saber el calor  $\dot{Q}_V$  que necesita la turbina para generar una salida determinada se deberá saber la eficiencia de la turbina o del *ciclo térmico de potencia* en función de las características del vapor, estas características tienen que ver con la potencia transportada por este, reflejadas en su temperatura y presión de operación. Para esto se tomará una *curva de eficiencia* de una turbina real o modelo. La siguiente figura presenta curvas de eficiencia tipo de un ciclo de potencia, en donde se aprecia, tal como se conoce del estudio de la termodinámica, que la cota superior está marcada por el *Ciclo de Carnot*:

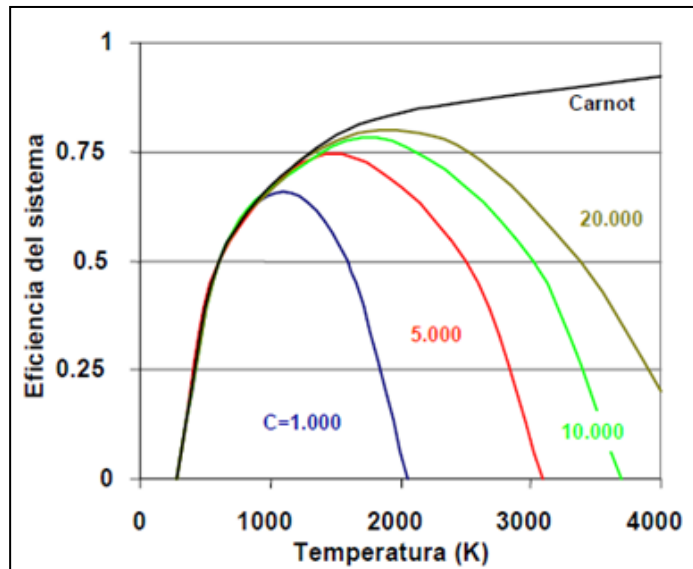


Figura 3.12: Curva modelo eficiencia ciclos de potencia, de acuerdo a su temperatura de operación y razón de concentración solar

Suponiendo, guiados a su vez por la curva anterior, que la eficiencia del *ciclo de potencia*  $\eta_{CP}$  para las condiciones de operación de nuestra planta (898 K) alcance un valor de 38 % a plena carga, se tendrá que la potencia del flujo térmico de vapor que ingresa a la turbina deberá poseer un valor 2,6 veces superior al valor nominal de salida mecánica de la turbina. Por lo tanto si se considera un valor nominal de la planta  $P_n$  de 100 MWe, el calor aportado por el flujo de vapor deberá ser de 260 MW<sub>th</sub> (considerando una eficiencia de 100 % en la conversión electromecánica del generador). Este es el punto de partida para determinar el tamaño necesario del campo solar, el cual también deberá

crecer a medida que aumenta la dimensión del sistema de almacenamiento. Este crecimiento adicional último se conoce como el *múltiplo solar* de la planta.

El balance final para determinar el flujo necesario de vapor  $\dot{m}_V$  y de sal  $\dot{m}_2$  hacia el generador de vapor parte con la siguiente expresión:

$$\dot{Q}_V = \frac{P_n}{\eta_{CP}} \quad (3.22)$$

Reemplazando la expresión anterior en la ecuación (3.21) se obtiene la siguiente expresión que nos permitirá determinar el flujo másico de vapor hacia la turbina en función de la salida de la planta  $P_n$ :

$$\dot{m}_V = \frac{P_n}{(h_{VS} - h_{ef} - h_{fg}) \cdot \eta_{CP}} \quad (3.23)$$

Finalmente, el mismo reemplazo en la ecuación (3.19) entrega el flujo másico  $\dot{m}_2$ , que corresponde a la cantidad de *sal* por unidad de tiempo que es necesaria enviar al intercambiador de calor, desde el tanque caliente de almacenamiento, con el fin de generar un flujo másico de vapor  $\dot{m}_V$  o de transferir un flujo de calor  $\dot{Q}_V$  hacia el ciclo de potencia.

$$\dot{m}_2 = \frac{P_n}{C_{eS} \cdot (T_{SC} - T_{SF}) \cdot \eta_{CP}} \quad (3.24)$$

El calor traspasado  $\dot{Q}_V$  y los flujos másicos  $\dot{m}_V$  y  $\dot{m}_2$  se desean mantener constantes y a un nivel mínimo que permita a la *turbina a vapor* trabajar a su carga nominal, punto de máxima eficiencia de su curva de operación. Esto será posible gracias al respaldo aportado por el almacenamiento térmico, ya que en caso de no contar con este *sistema buffer* la turbina se vería obligada a seguir las variaciones del flujo de calor absorbido  $\dot{Q}_{neto}$  por la planta, lo que terminará por disminuir su vida útil debido a las constantes solicitaciones mecánicas a las cuales se verá afectada.

Ahora que se tienen a mano las relaciones mínimas entre las variables de control, se procederá a programar los pasos ya expuestos en Matlab®, a fin de ejemplificar las distintas salidas logradas durante la operación, en régimen permanente, de la planta térmica solar, de acuerdo a las estrategias de operación que se planteen.

### 3.6.Datos de Diseño de la Planta

Es necesario fijar un diseño preliminar de la planta basado en la ambición que se tenga en cuanto a la explotación de este recurso renovable, luego, una vez analizado el desempeño técnico y económico de la planta, se podrá iterar el valor de estos parámetros de diseño, con el fin de

optimizar el desempeño global de la planta o de tener una base de respaldo a la decisión inicial. Para esto se utilizará como punto de partida una potencia neta nominal  $P_n$  de 100 MW.

La ventaja de las turbinas a vapor es su alta rapidez de operación, alcanzan fácilmente las 3.000 rpm que se corresponde con la frecuencia de operación de la red de nuestro país (50 Hz). Gracias a lo anterior el generador puede ser construido sin incluir gran número de polos en sus embobinados, lo que repercute directamente en un menor tamaño y costo de estos llamados *turbogeneradores*. Las eficiencias de un generador sincrónico  $\eta_{GS}$  de este nivel de potencia se aproximan a valores de hasta un 98.7 % [28], para el desarrollo que sigue se elegirá como dato de diseño  $\eta_{GS} = 0.98$ . Esto significa que la *potencia mecánica* de la turbina a vapor  $P_m$  deberá aumentar a:

- $P_m = 102 (MW_m)$

Tal como se mostró en el *apartado 3.5.4*, la eficiencia del ciclo de potencia  $\eta_{CP}$  se considerará con un valor a carga nominal de un 38 %. Por lo que la potencia de entrada al ciclo de vapor, definida previamente como el flujo de calor de entrada  $\dot{Q}_V$ , deberá adoptar el siguiente valor nominal:

- $\dot{Q}_V = 268 (MW_{th})$

La potencia solar a recolectar desde el campo solar deberá ser levemente mayor debido a la eficiencia global del sistema campo solar – receptor – almacenamiento, además tendrá que tomar en cuenta la energía que será enviada al almacenamiento, lo que se traduce en un factor de aumento conocido en la práctica como *múltiplo solar MS*, el cual dependerá directamente de las horas de almacenamiento proyectadas.

Las características del flujo de vapor a la entrada y salida del sistema *generador de vapor* son las siguientes:

Característica Vapor	Entrada	Salida
Presión (bar)	100	100
Temperatura (°C)	311	(311) 540 <sup>13</sup>

Tabla 3.2: Características de entrada y salida del vapor en el intercambiador de calor

El proceso de cambio de fase se realiza a presión y temperatura constante, posteriormente se agrega una etapa de recalentamiento del vapor saturado hasta los 540 °C, a fin de ganar una mayor eficiencia (la temperatura crítica<sup>14</sup> del vapor de agua es de 374 °C).

La entalpía de vaporización del agua a vapor  $h_{fg}$  a 100 bar y 311,1 °C es igual a 1317,1 kJ/kg. En resumen, la energía necesaria para el proceso de sobrecalentamiento estará dada por la diferencia de entalpías a las temperaturas final e inicial, a 100 bar de presión.

<sup>13</sup> Temperatura final del vapor sobrecalentado

<sup>14</sup> Sobre esta temperatura el fluido no puede ser condensado mediante aumento de presión

Para el diseño y simulación de la planta en Matlab®, los valores de eficiencia en la reflexión, concentración y absorción de la radiación solar se dejarán como parámetros. El valor que adoptará cada uno se detalla a continuación:

Característica	Valor
<b>Eficiencia total</b> ( $\eta_T$ )	<b>0,87</b>
Eficiencia geométrica ( $\eta_{geo}$ )	0,97
Eficiencia reflexión ( $\eta_{ref}$ )	0,95
Eficiencia Absorción ( $\eta_{ab}$ )	0,94
<b>Eficiencia almacenamiento</b> ( $\eta_{alm}$ )	<b>0,99</b>
<b>Eficiencia ciclo de potencia</b> ( $\eta_{CP}$ )	<b>0,38</b>

Tabla 3.3: Parámetros de eficiencia campo solar y receptor

El objetivo de este trabajo es ver como repercute en forma técnica y económica la variación del tamaño del almacenamiento principal o térmico, para esto se definirá su tamaño en función de la cantidad de horas de autonomía que pretende asignársele a la planta por sobre la puesta del sol. El cálculo a realizar es el siguiente:

$$Q_{alm} = \frac{\dot{Q}_V}{\eta_{alm}} \cdot t \quad (3.25)$$

Donde:

- $Q_{alm}$  : calor almacenado en (MWh<sub>th</sub>).
- $\eta_{alm}$  : eficiencia del sistema de almacenamiento (99 %).
- $t$  : tiempo de almacenamiento (h).

La eficiencia del sistema de almacenamiento se ha estudiado en un amplio número de trabajos, en donde, a pesar de no ser constante, esta presenta pérdidas muy escasas, gracias a la prolijidad en su construcción. Solar One y Two son ejemplos de centrales modelos en donde se pudo verificar un valor promedio en la eficiencia de operación de un 98% – 99% en el sistema de almacenamiento térmico.

Por lo tanto, dependiendo de la cantidad de horas  $t$  de almacenamiento y los valores definidos para  $\dot{Q}_V$  y  $\eta_{alm}$ , a partir de (3.25), el calor almacenado quedará definido como:

$$Q_{alm} = 271 \cdot 10^6 \cdot t \quad (3.26)$$

Considerando la sal fundida como un fluido incompresible, se sabe de la literatura que el valor del calor específico y densidad no varían en forma considerable dentro de un rango razonable de temperatura, por lo tanto, se podrá utilizar los valores de la *Tabla 3.1* en los cálculos que siguen.

La energía que podrá ser almacenada y entregada en forma útil estará dada por la expresión de calor sensible expuesta a continuación:

$$Q_{alm} = \rho_S \cdot V_T \cdot \frac{C_{eS}}{3600} \cdot (T_C - T_F) \quad (3.27)$$

Donde:

- $V_T$  : Volumen de sal almacenado en el tanque caliente ( $m^3$ ).

Para una cantidad fija de horas de almacenamiento  $t$ , el volumen mínimo del tanque que ocupará la sal almacenada, a fin de cumplir estos requerimientos, se puede estimar al combinar las expresiones (3.26) y (3.27):

$$V_T = \frac{271 \cdot 10^6 \cdot t \cdot 3600}{\rho_S \cdot C_{eS} \cdot (T_C - T_F)} \quad (3.28)$$

Las temperaturas nominales de trabajo de ambos tanques son las detalladas en la siguiente tabla:

Parámetros de Trabajo		Valor Variable
$T^\circ$ Tanque caliente	( $^\circ C$ )	565
$T^\circ$ Tanque frío	( $^\circ C$ )	292

Tabla 3.4: Temperaturas de trabajo tanques de almacenamiento

De las relaciones definidas (3.26) y (3.28), y los datos de diseño acordados, se puede desplegar en forma provechosa una tabla que resuma la cantidad de energía acumulada y los tamaños de ambos tanques de almacenamiento en función de las horas de almacenamiento requeridas:

Tiempo autonomía (h)	Volumen Tanque ( $m^3$ )	Energía Almacenada ( $MWh_{Th}$ )
5	6.294	1.355
6	7.553	1.626
7	8.811	1.897
8	10.070	2.168
9	11.329	2.439
10	12.588	2.710
11	13.846	2.981
12	15.105	3.252
13	16.364	3.523
14	17.623	3.794
15	18.881	4.065

Tabla 3.5: Volumen tanque almacenamiento y su energía almacenada según horas de autonomía

Al variar el tamaño del sistema de almacenamiento se debe modificar a su vez el diseño y la magnitud del campo de colectores solares. Esto a pesar de aumentar el *factor de planta* anual con que operará la central termosolar, influye fuertemente en la inversión inicial que se debe

desembolsar, por lo que la optimización de este ítem pasa por encontrar un equilibrio entre ambos aspectos.

A partir de la cantidad de energía a almacenar y del calor necesario para que la turbina trabaje a su carga nominal se podrá estimar el tamaño del campo solar. Se observa que la eficiencia que influirá en mayor forma en el tamaño del campo solar es la del ciclo termodinámico (38 %), lo cual aumenta en 2,6 veces la cantidad de calor requerido para generar una salida determinada, por lo tanto aumentará también en una cantidad similar el tamaño del campo en relación a si se contara con una eficiencia ideal de un 100 % en este punto. Ante lo anterior, la *segunda ley de la termodinámica* deja bien en claro esta restricción de eficiencia, a través de los conceptos de *entropía* y de *máxima eficiencia de conversión de calor en energía mecánica*, la cual está dada por el *ciclo de Carnot*.

Se puede realizar el ejercicio del cálculo simplificado de la energía recolectada por el campo solar  $E_s$ , para esto se acomodará la expresión (3.6) a la siguiente forma:

$$E_s = I_{DNI} \cdot N \cdot A \cdot \overline{\cos \theta} \quad (3.29)$$

Los términos adicionales definidos en esta expresión representan:

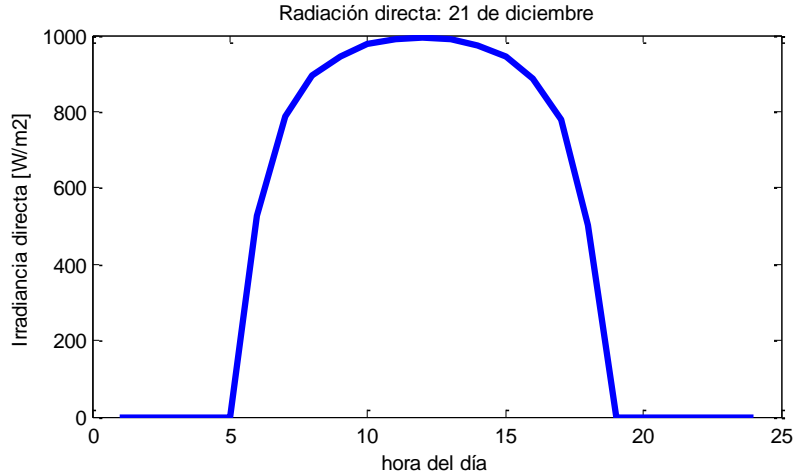
- $I_{DNI}$  : insolación directa diaria incidente en el campo solar (Wh/m<sup>2</sup>).
- $\overline{\cos \theta}$  : eficiencia geométrica de incidencia promedio.

El cálculo de la energía solar incidente  $E_s$  se hará tomando como base de análisis *el solsticio de verano*, por corresponder a un día perteneciente a la época de mayor radiación directa, esta elección es más bien arbitraria, ya que, para la latitud geográfica de Calama (22,59° S), comprendida entre ambos trópicos de Cáncer y Capricornio, el sol presenta una altura de 90° en dos ocasiones, un poco antes y después de esta fecha. Por lo tanto, el cálculo preliminar de la cantidad de helióstatos necesarios para alcanzar el nivel de potencia de salida de la planta y almacenamiento deseados se realizará con los siguientes parámetros:

- $\overline{\cos \theta} = 0,8$
- $A = 10 \times 10 \text{ m}^2 = 100 \text{ m}^2$
- día n° 355: 21 de diciembre (solsticio de verano).

La cantidad de espejos necesarios para alcanzar los requerimientos de calor de la planta dependerá fuertemente de las características, tanto de ubicación geográfica como de la proporción de radiación directa en cuanto a la global, en la zona de emplazamiento. Para la ciudad de Calama se tiene la siguiente curva de insolación para el día ya citado, considerando cielos despejados:





**Figura 3.13: Radiación normal directa: día 21 de diciembre**

La curva anterior presenta las características de insolación, para el día elegido como base de diseño de la planta solar. También resulta provechoso ver el detalle horario y diario de energía solar recibida por unidad de área, de modo de enumerar e identificar la cantidad de horas disponibles de este recurso, y de este modo analizar la posible coincidencia con el horario de demanda máxima del sistema eléctrico respectivo. Este detalle se expone en la siguiente tabla:

Hora del día	Insolación (Wh/m <sup>2</sup> )
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0
6	529
7	788
8	893
9	946
10	976
11	991
12	995
13	990
14	974
15	944
16	888
17	779
18	502
19	0
20	0
21	0
22	0
23	0
24	0
<b>Total (Wh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>11.195</b>

**Tabla 3.6: Radiación normal directa para el día 21 de diciembre**

La insolación directa  $I_{DNI}$  recibida en este día es de 11.195 Wh/m<sup>2</sup>, además se puede observar en el *Anexo C: Radiación normal directa en solsticios y equinoccios* la radiación diaria incidente para ambos equinoccios y del solsticio de invierno, donde en este último y como es de esperar, la cantidad de horas de insolación se ve reducida entre las 7 a.m. y las 5 p.m.

La justificación de realizar este cálculo con los datos de verano se basa en que hacerlo con los datos de invierno crea un sobre dimensionamiento en la época estival, lo que trae consigo un desperdicio de energía en esta fecha por no contar con la facultad físico – técnica para asimilar el exceso de

energía incidente, conllevando al desenfoco obligado de una porción del campo solar a fin de eliminar este excedente. Además se encuentra el hecho del encarecimiento que arrastra el aumento forzado de la cantidad de espejos requeridos por el campo solar. Finalmente, si bien esta forma de planear el diseño del campo solar genera una baja en la energía captada en invierno, esto es un inconveniente inevitable e inherente a este tipo de fuente energética.

Otro punto que se debe tomar en cuenta es la definición del llamado *horario punta*<sup>15</sup>, debido a que parte de los ingresos por operación se obtienen al generar dentro de este periodo, por lo que el almacenamiento debe tener la capacidad de abarcar esta cantidad de horas, ya sea postergando la generación de la mañana para este horario, ya sea ampliando su capacidad de modo que este alcance a ser cubierto en su totalidad. En verano será fácil alcanzar este requerimiento, en cambio en la época invernal es probable que la única forma de abarcar este horario sea a través de la postergación del inicio de generación hasta haber asegurado un porcentaje mínimo de almacenamiento. De acá una vez más la importancia y el valor agregado que entrega a la planta el contar con un sistema de almacenamiento confiable.

Para asegurar la generación anual en horario punta se debe tomar en cuenta un nivel mínimo de almacenamiento de 6 horas para el peor de los escenarios, la época invernal, y por lo tanto para la planta. Partiendo de esta base y definiendo la hora de inicio de generación desde las 7 a.m, la energía requerida desde el campo solar para el 21 de Diciembre se compone de 11 horas de generación directa y 6 horas de generación mediante almacenamiento. El balance de energía que permite determinar la cantidad de helióstatos  $N$  necesarios de acuerdo a la estrategia anterior, tomando como base la ecuación (3.29), es el siguiente:

$$I_{DNI} \cdot N \cdot A \cdot \overline{\cos \theta} = \frac{271 \cdot (6 + 11) \cdot 10^6}{\eta_T} \quad (3.30)$$

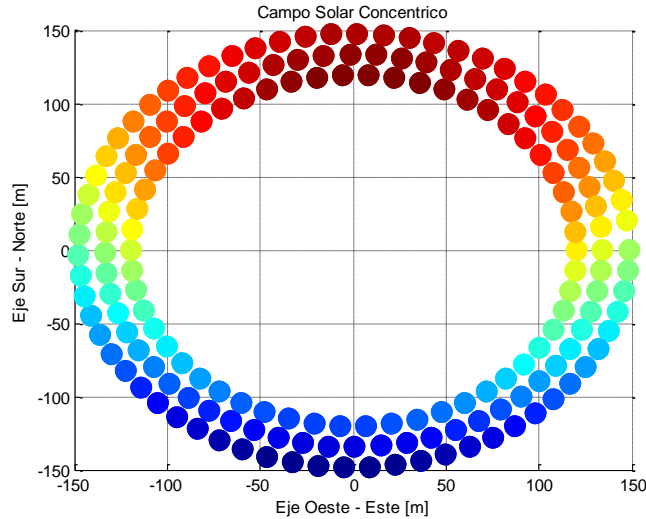
Reemplazando el valor de la eficiencia total  $\eta_T$  detallado en la Tabla 3.3 y la radiación expuesta en la Tabla 3.6, se obtiene que la cantidad mínima de reflectores requeridos es:

- $N = 5.910$  helióstatos.

Esta estimación preliminar está basada en los supuestos tomados anteriormente, principalmente el de considerar un valor promedio del ángulo de incidencia. Sin embargo, este cálculo se repetirá para un campo compuesto por anillos concéntricos. Para ubicar los helióstatos dentro del campo solar, se considerará cada espejo representado por una esfera de seguridad de radio 7 m, la que definirá una separación entre cada espejo vecino a fin de evitar el efecto de sombras y bloqueos, además considerando una torre de 150 m de altura, se ubicará el primer anillo de espejos a 120 m desde el centro del campo, a fin de evitar la sombra de la torre sobre los anillos adyacentes a esta. Esta representación se aprecia en la siguiente figura:

---

<sup>15</sup> Definido en el SING como el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas – mientras rija el horario oficial de invierno - y entre las 19:00 y las 24:00 horas – mientras rija el horario oficial de verano- de cada día de todos los meses del año, exceptuándose los domingos, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo.



**Figura 3.14: Construcción campo solar concéntrico**

El cálculo programado en Matlab®, a partir de las expresiones que han sido expuestas en el desarrollo de este trabajo, tomando en cuenta el aporte de cada heliostato dentro del campo concéntrico durante las 24 horas del día, da como resultado un número levemente mayor, correspondiente a:

- $N = 6.100$  heliostatos.

Esto deja como conclusión que la eficiencia promedio por ángulo de incidencia  $\overline{\cos \theta}$ , para este día, es levemente menor a un 80%.

El cálculo siguiente utilizará el mismo código fuente para determinar la cantidad de reflectores necesarios, el terreno demandado, la energía requerida y el volumen del tanque de sales, a medida que se aumenta la cantidad de horas de almacenamiento en un campo solar concéntrico, bajo los mismos supuestos con los que se ha venido trabajando. Los resultados obtenidos se resumen en la siguiente tabla:

Horas de Almacenamiento	Energía necesaria a recolectar (MWh <sub>th</sub> )	Superficie poblada con espejos (m <sup>2</sup> )	Volumen Tanque (m <sup>3</sup> )	N° heliostatos
0	3.426	779.130	-	3.900
5	5.006	1.160.000	6.294	5.754
6	5.295	1.223.300	7.553	6.100
7	5.607	1.335.500	8.811	6.485
8	5.918	1.393.500	10.070	6.852
9	6.230	1.452.700	11.329	7.228
10	6.541	1.513.100	12.588	7.607
11	6.853	1.574.800	13.846	7.988
12	7.164	1.701.800	15.105	8.365
13	7.476	1.767.100	16.364	8.740
14	7.787	1.833.700	17.623	9.116
15	8.099	1.901.600	18.881	9.496

**Tabla 3.7: Cantidad de heliostatos, energía a recolectar y área del campo solar en función de las horas almacenamiento: día 21 de diciembre**

La estimación de *la energía necesaria a recolectar* se ha hecho a partir del miembro derecho de la expresión (3.30), considerando de acuerdo a la información de la radiación disponible para el 21 de diciembre, 11 horas de despacho dadas por las horas de insolación, y un adicional variable entre 6 y 15 horas de despacho por sobre la puesta del sol.

Los datos de diseño de la planta solar, obtenidos en este capítulo, se condensan en la siguiente tabla:

<b>Característica planta</b>	<b>Cantidad</b>
<i>Área de apertura helióstatos</i> (m <sup>2</sup> )	<i>10x10 (100)</i>
<i>Diámetro de separación entre helióstatos</i> (m)	<i>14</i>
<i>Radio del primer anillo de helióstatos</i> (m)	<i>120</i>
<i>Forma campo solar</i>	<i>Circular</i>
<i>Altura de la torre</i> (m)	<i>150</i>
<i>Potencia del receptor</i> (MW <sub>th</sub> )	<i>271</i>
<i>Potencia neta de la turbina</i> (MW)	<i>102</i>
<i>Potencia neta de salida</i> (MW <sub>e</sub> )	<i>100</i>

**Tabla 3.8: Resumen datos de diseño planta solar, capítulo 3.**

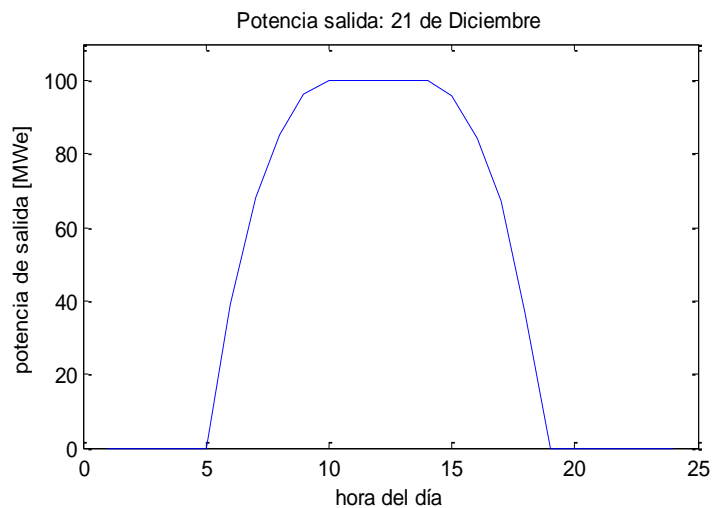
Las magnitudes correspondientes a la cantidad de espejos que componen el campo solar, su área total de reflexión, las dimensiones de los tanques de almacenamiento, la masa total de sales que estos contienen, la generación anual neta de la central y su factor de planta, dependerán de las horas de almacenamiento nominal que posea la planta. El análisis de la conveniencia de un tamaño particular se verá en los capítulos siguientes.

## 4. Resultados Simulación Planta Solar

### 4.1.Efecto de Nubosidad

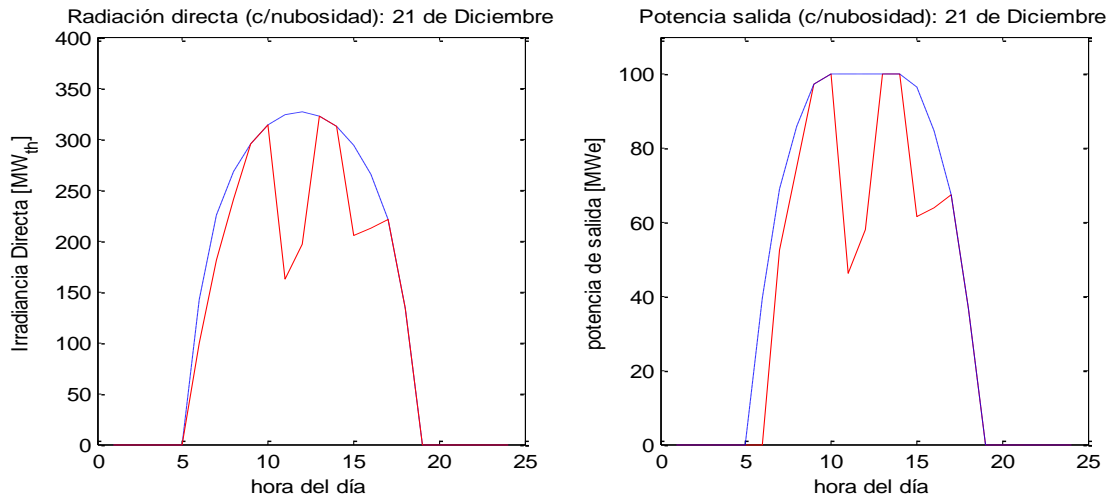
Ahora que se tiene una idea de la energía necesaria a recolectar por el campo solar, la cantidad de helióstatos y el área que abarca el poblado de espejos, en función de las horas de almacenamiento, se continuará con el estudio de las variables que definen el funcionamiento de la planta a lo largo del día. Estas variables son: el volumen del tanque de almacenamiento (caliente), el flujo de sales de entrada  $\dot{m}_1$  y salida  $\dot{m}_2$  de estos y la potencia de salida de la planta. Nuevamente, gracias a las expresiones de balance determinadas en el *punto 3.5* y a Matlab®, se presentará una serie de gráficas que buscan dar idea de la evolución de las variables relevantes de control (volumen del tanque de almacenamiento y potencia de salida) para distintas estrategias de operación.

La primera gráfica obtenida refleja la forma que adopta la salida de la planta el 21 de diciembre, considerando un día totalmente despejado pero sin contar con sistema de almacenamiento:



**Figura 4.1: Potencia de salida: Sin almacenamiento**

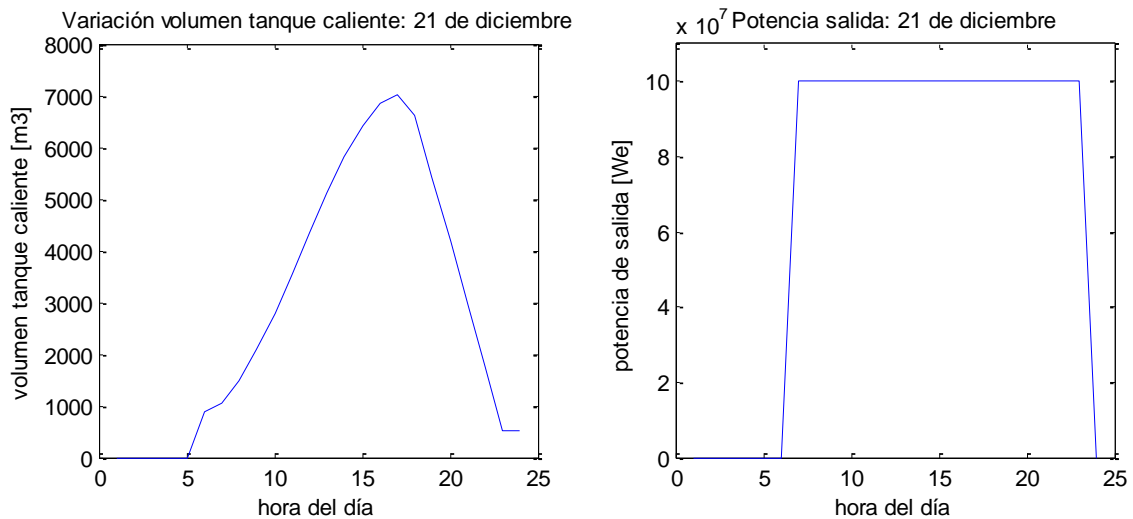
Se aprecia de la figura anterior, que la característica de salida sigue la misma forma de la curva de radiación, es decir, genera de acuerdo a la disponibilidad instantánea del recurso solar (ver *Figura 3.13*). El problema evidente se creará cuando la entrada presente irregularidades provocadas por algún *frente de nubes* que se pose sobre el terreno de emplazamiento de la central, ya que estas variaciones se verán reflejadas en la salida, con sus ya enumerados inconvenientes. Este hecho se aprecia visualmente en la siguiente figura:



**Figura 4.2: Potencia de Salida en presencia de nubosidad: Sin almacenamiento**

Se aprecia que la salida sigue la misma característica que el recurso solar disminuido por presencia de nubes (ambas en color rojo). En las horas de nubosidad, la salida de la planta se ve disminuida inevitablemente, trayendo consigo una baja en la eficiencia global del ciclo de potencia.

Al incluir almacenamiento se podrá ver la evolución del volumen del tanque de almacenamiento “caliente” a lo largo del día, tanto para un día despejado como para un día con nubosidad. A continuación se muestra la dinámica para el primer caso mencionado:



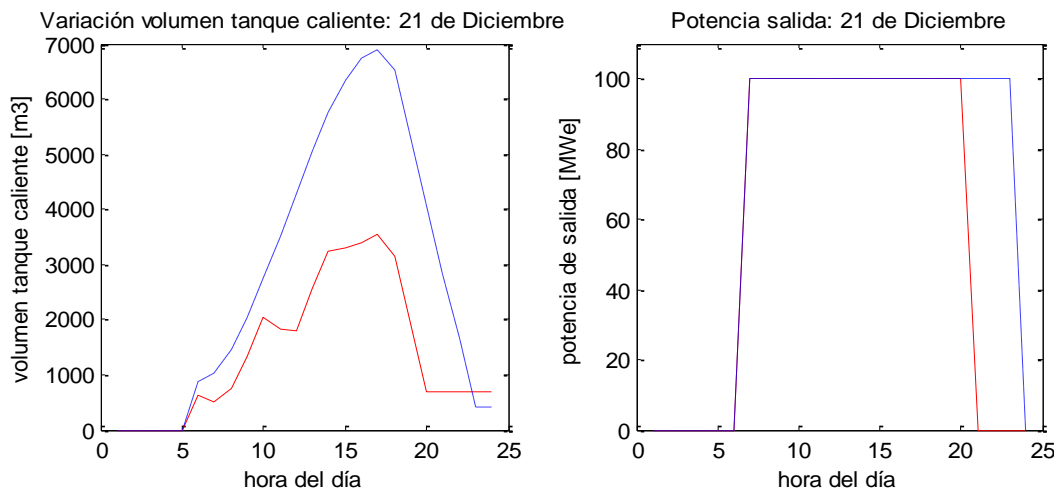
**Figura 4.3: Variación volumen y potencia de salida día despejado: 6 horas de almacenamiento (estrategia base)<sup>16</sup>**

Se aprecia que una vez salido el sol a las 6 hrs, comienza a aumentar el volumen del tanque caliente hasta alrededor de las 17 hrs, hora en que el almacenamiento comienza a complementar el menor calor obtenido desde el campo solar, deteniendo el aumento del fluido calórico almacenado. Finalmente, tras la puesta del sol, aproximadamente a las 18 hrs, el despacho de la planta se realiza

<sup>16</sup> Las características de esta estrategia se explicarán más adelante.

exclusivamente gracias al aporte de este sistema de respaldo, por lo que el volumen de *sal solar* comenzará a disminuir dentro del tanque caliente. La salida eléctrica se ha programado en un valor constante e igual al nominal de diseño, de modo de maximizar la eficiencia de operación de la turbina a vapor, correspondiendo las horas de despacho a aquellas en que la energía captada más la almacenada son capaces de proveer esta salida.

Si la estrategia de despacho y operación es fiel en suministrar una salida máxima o la nominal de la planta, esto se podrá llevar a cabo gracias a la presencia del sistema de almacenamiento térmico, ya que este podrá amortiguar las deficiencias instantáneas del recurso solar. A continuación se aprecia el efecto que introduce la presencia de nubosidad en la salida de la planta solar, pero esta vez contando con un sistema de almacenamiento en sales de 6 horas de capacidad:

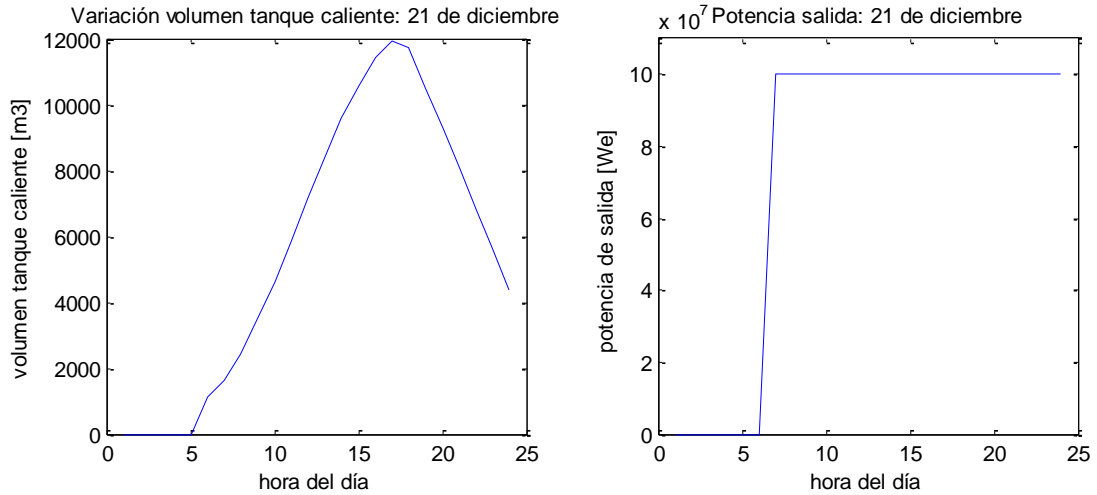


**Figura 4.4: Variación volumen y potencia de salida día nublado: 6 horas de almacenamiento**

Se aprecia que, bajo estas condiciones el trabajo del sistema de almacenamiento es más intensivo en las horas de luz, teniendo que suplir la deficiencia de calor por la nubosidad presente. A las 7 y 11 hrs disminuye el volumen de sal almacenado como consecuencia de la menor disponibilidad de radiación directa (ver *Figura 4.2*), el efecto global de esta situación es la disminución de la horas de despacho, con la salvedad que la planta puede seguir despachando a su capacidad nominal y por lo tanto en su máximo punto de eficiencia en la conversión electromecánica de energía.

## 4.2.Día Claro

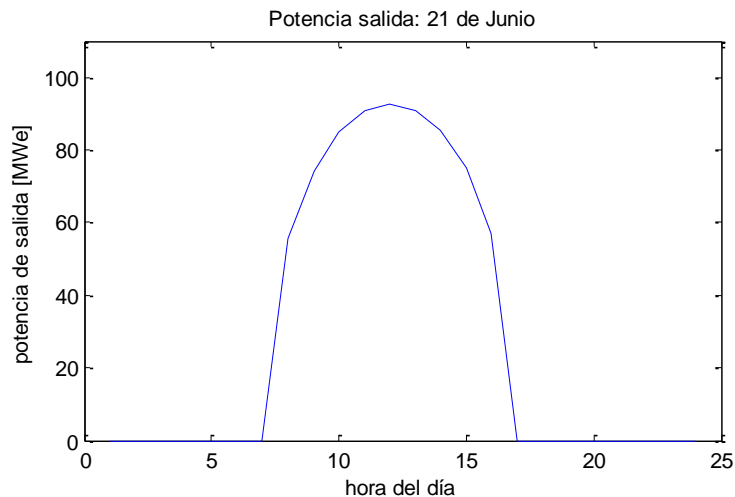
En el punto presente se verá el efecto en las salidas al aumentar la capacidad del sistema de almacenamiento, para *día claro*. La figura siguiente muestra el resultado de este efecto en las salidas analizadas:



**Figura 4.5: Variación volumen y potencia salida: 10 horas de almacenamiento (estrategia base)**

De acuerdo a la forma como se ha programado la función de generación para un día cualquiera, aumentar las horas de almacenamiento provoca que quede disponible energía calórica para generar en la madrugada del día siguiente, en este caso el análisis respectivo debe realizarse para dos o más días consecutivos de forma de verificar el despacho realizado con reserva del día anterior. De la figura anterior, se aprecia que al aumentar la capacidad de almacenamiento a 10 horas en un día de alta radiación solar, al final del día el tanque caliente preserva un volumen del orden de los 4.000 m<sup>3</sup>, que se podrán utilizar para el despacho de energía en la madrugada que comienza.

El paso que sigue es ver la dinámica, que presenta este campo dimensionado en verano, el resto del año, en especial en época invernal, considerando *día despejado*. Como se adelantó la idea imprescindible es asegurar que la planta sea capaz de despachar en la totalidad del *horario punta* de modo de aprovechar el pago por *potencia firme*. A continuación se despliegan una serie de gráficas cuyo objetivo es mostrar el efecto obtenido, al poseer una menor disponibilidad del recurso solar, en la salida de la planta. La siguiente gráfica muestra la salida eléctrica de una central *sin almacenamiento* para el 21 de Junio:

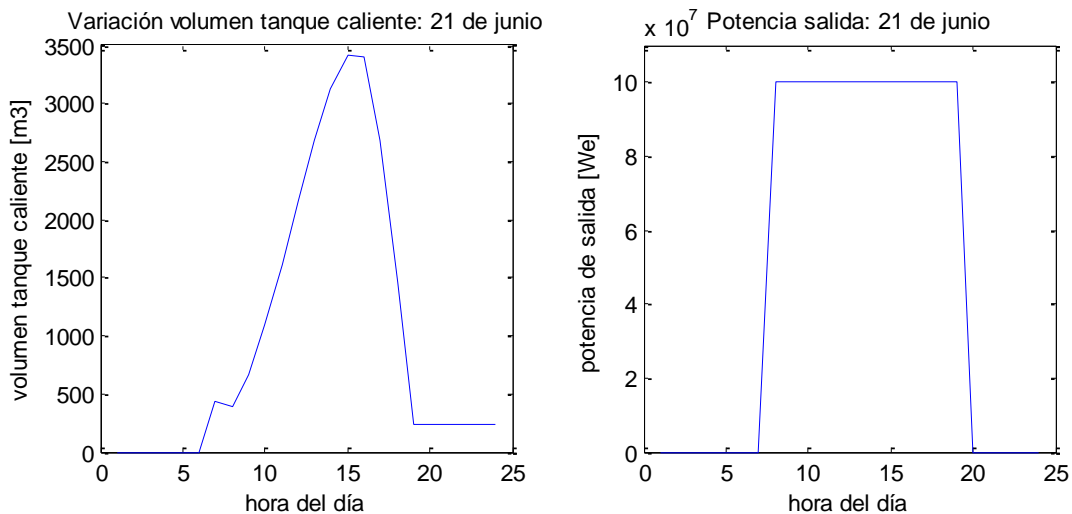


**Figura 4.6: Potencia de salida: Sin almacenamiento**



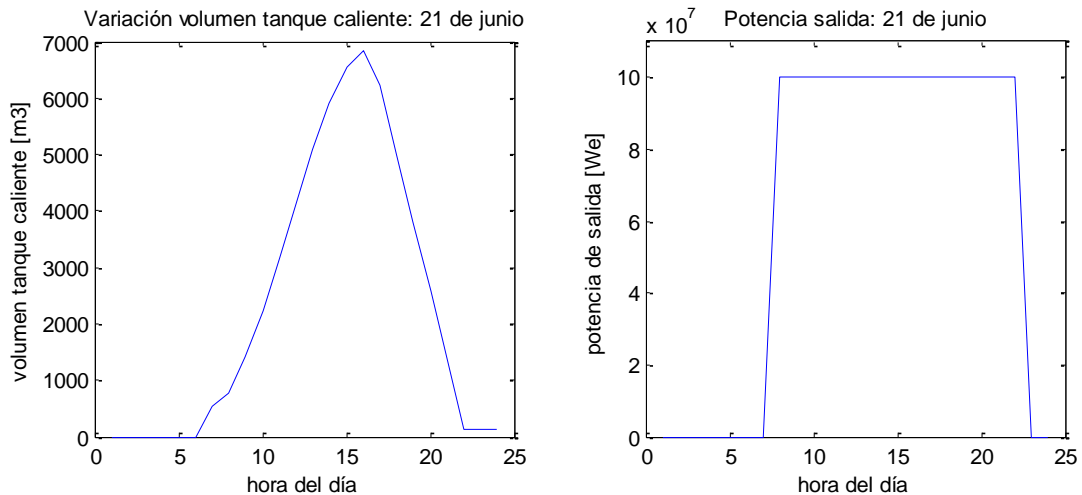
El gráfico anterior muestra la generación diaria de la planta, sujeta a la radiación solar disponible. De acuerdo a las condiciones presentes, la planta no es capaz de generar a su máxima capacidad, ni siquiera a medio día que es cuando se reporta la mayor disponibilidad de este recurso. Se insiste que la solución a esta deficiencia, no se encuentra en el aumento indiscriminado del tamaño del campo solar, ya que esta acción provocará un sobredimensionamiento del campo solar en verano, y por ende, traerá consigo un desperdicio de energía en esta época del año, por la imposibilidad de absorber este exceso de energía.

Al considerar respaldo térmico se obtiene la posibilidad de generar a máxima capacidad, obviamente no por la misma cantidad de horas que en verano, pero sí perdiendo la dependencia instantánea de la disponibilidad solar. Este hecho se evidencia en la próxima figura:



**Figura 4.7: Variación volumen almacenamiento y potencia salida: 6 horas de almacenamiento (estrategia base)**

A pesar de la mejora en la característica de salida de la potencia eléctrica, se tiene el problema de que no se alcanza a cubrir por completo el *horario punta oficial*. Aumentando la cantidad de horas del sistema de almacenamiento, se consigue el siguiente resultado:



**Figura 4.8: Variación volumen almacenamiento y potencia salida: 10 horas de almacenamiento (estrategia base)**

De las figuras anteriores se aprecia que, tal como nos indica la intuición y como puede cerciorarse en el *Anexo C: Radiación normal directa en solsticios y equinoccios*, con la disminución en la radiación captada en la época invernal, deja de ser posible la generación hasta las 23 hrs si no se utiliza una estrategia de despacho conveniente. La llamada *estrategia base* es el punto de partida para la futura comparación con otros planes de salida de la planta, y consiste en dos puntos principales: 1) generar a máxima capacidad mientras sea posible, y 2) iniciar el despacho apenas se cuente con la capacidad para realizar esta acción.

Ante esto, si las condiciones tanto físicas (espacio), como económicas (incremento de los costos de inversión), no permiten el aumento exagerado del sistema de almacenamiento y del campo de colectores, lo mejor será postergar el comienzo del despacho en los meses de menor radiación, hasta que sea posible cubrir por completo el *horario punta*. Esta acción será conocida como *estrategia 2*. Para que esto sea viable se debe tener a las 18 hrs un volumen térmico almacenado mínimo de 1.355 MWh<sub>th</sub> (5 horas a máxima capacidad) a fin de asegurar el despacho hasta las 23 hrs. Al aplicar esta estrategia el día 21 de junio, las nuevas gráficas de despacho, para 6 y 10 horas de almacenamiento, adoptan las siguientes formas:

### 1. Estrategia 2: 6 horas de almacenamiento.

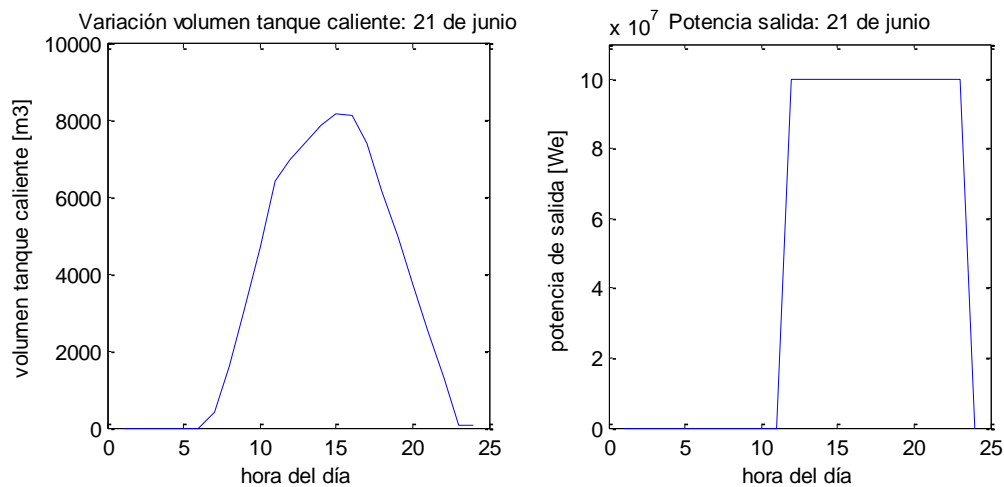


Figura 4.9: Variación volumen almacenamiento y potencia salida: 6 horas de almacenamiento (estrategia 2)

La idea de esta *nueva estrategia* es que la planta adquiera la propiedad de asegurar generación en las horas de demanda punta en el sistema, de esta forma puede aspirar al llamado pago por suministro de *potencia firme o punta*. Este pago se realiza para incentivar la instalación de nuevas plantas eléctricas, de modo de asegurar la característica de *suficiencia* en el sistema interconectado a la hora de *demanda máxima*, evitando con esto el colapso del sistema por no ser capaz de proveer la potencia agregada en un instante determinado. De este modo, las centrales, aunque no despachen energía por largos periodos de tiempo, se aseguran los ingresos por *potencia firme* por el hecho de estar permanentemente disponibles en caso de ser necesarias.

El efecto de una mayor cantidad de horas de respaldo se traduce en que el despacho se pueda iniciar más temprano en la mañana, esto se hace evidente a continuación:

## 2. Estrategia 2: 10 horas de almacenamiento.

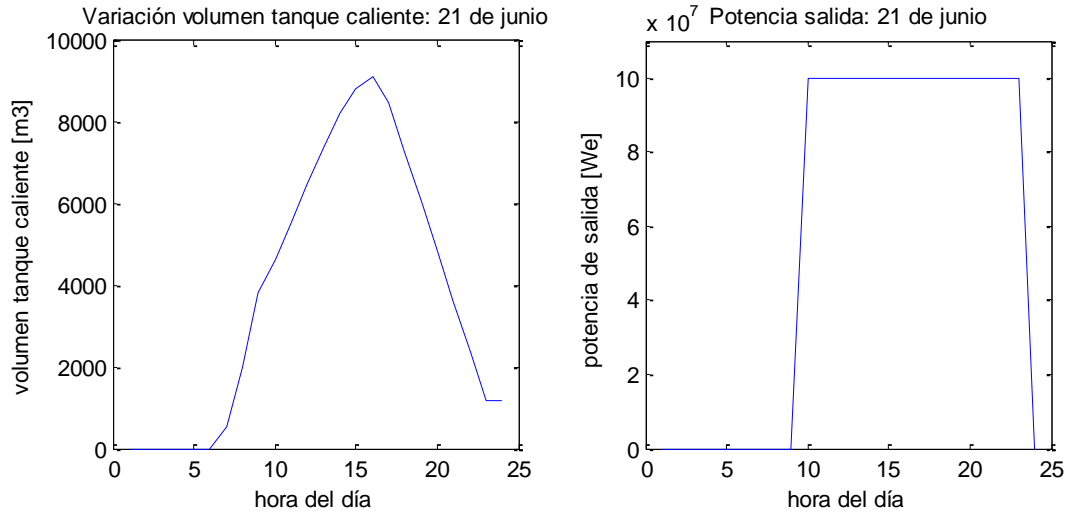


Figura 4.10: Variación volumen almacenamiento y potencia salida: 10 horas de almacenamiento (estrategia 2)

Esta estrategia última presenta la ventaja de permitir alcanzar los requerimientos de *potencia de suficiencia* en el horario punta sin la necesidad de aumentar de sobremanera el tamaño del sistema de almacenamiento. En el próximo capítulo se analizará la combinación que resulte más provechosa desde el punto de vista económico, es decir, dependiendo de la diferencia entre los ingresos que se consigan con cada una y los costos adicionales que se arrastren consigo.

### 4.3.Cálculo Factor de Planta

Considerando la *estrategia 2* de operación, se procede a realizar un despacho anual de la planta, simulado una vez más en Matlab®, a fin de determinar los factores de planta que se pueden obtener en función de las horas de almacenamiento, esto se resume a continuación para 0, 5, 6, 10, 12 y 15 horas de respaldo:

Horas de Almacenamiento	Factor de planta (%)
0	37,89
5	51,99
6	61,98
8	69,6
10	76,54
12	83,81
15	92,10

Tabla 4.1: Factores de planta alcanzados con almacenamiento

Si bien el cálculo anterior se ha realizado despreciando el bajo porcentaje de nubosidad reportado en la zona, no es menos asombroso el valor de factor de planta obtenido sin contar con un sistema

de almacenamiento, lo que nos demuestra las increíbles condiciones de insolación presentes en esta región de nuestro país.

#### 4.4. Energía Desenfocada

Se podría pensar que cada vez que se aumenta el tamaño del almacenamiento se obtienen nada más que mejoras en el desempeño de la planta, pero además del inevitable encarecimiento de esta componente y del campo solar, se llegará a un punto en que se deberá desenfocar parte de la radiación recibida, debido a que el tanque caliente llegará al máximo de su capacidad de acumulación. A continuación se muestra que el almacenamiento máximo que se puede emplear a modo de evitar esta situación, bajo los supuestos ya comentados y tomando diciembre como mes de análisis, es de 12 horas. Tomando en cuenta la energía acumulada mensual que la planta no puede asimilar durante diciembre, en función del tamaño del almacenamiento, se obtienen los siguientes resultados:

horas respaldo	energía térmica desenfocada (MWh <sub>Th</sub> )	total horas con rebalse
12	0	0
13	1.978	28
14	9.959	68
15	17.972	104

Tabla 4.2: Energía desenfocada y cantidad de horas con rebalse de energía: mes de diciembre

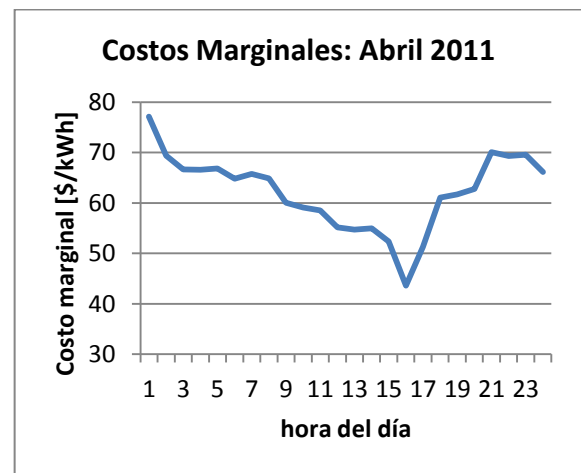
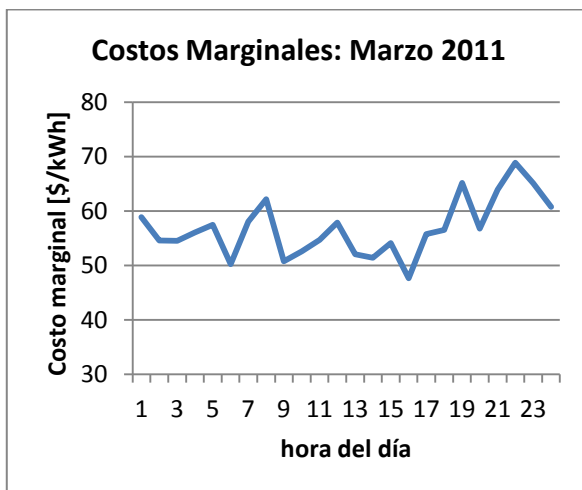
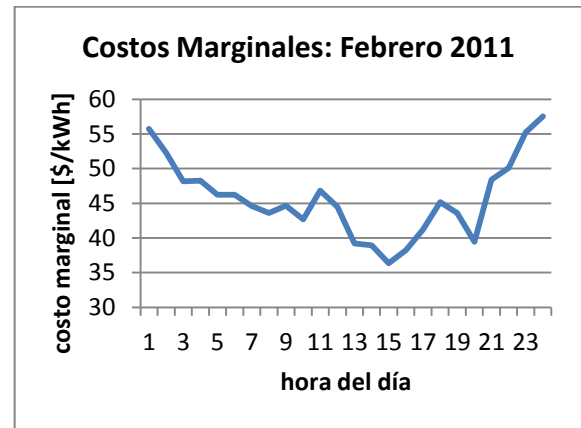
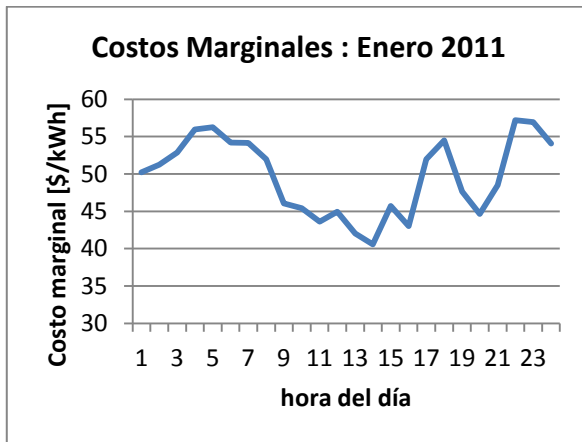
Pese a lo anterior, y como se puede comprobar mirando la *Tabla 4.1*, el crecimiento del sistema de almacenamiento por sobre las 12 horas permite de igual manera mejorar el *factor de planta* de la central, esto gracias a la mayor capacidad para almacenar energía durante la época invernal, en donde no se presentará desenfoco de energía, por existir una menor disponibilidad de radiación solar.

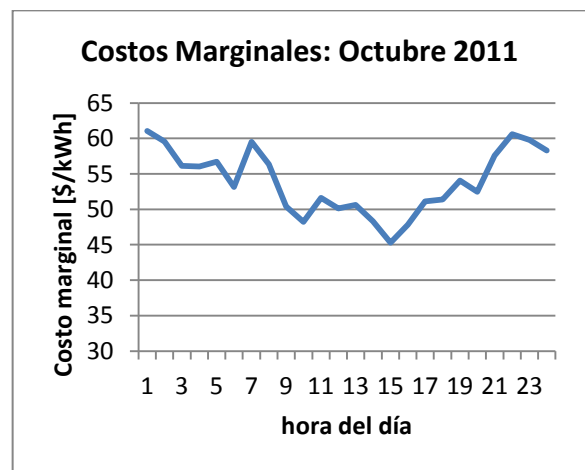
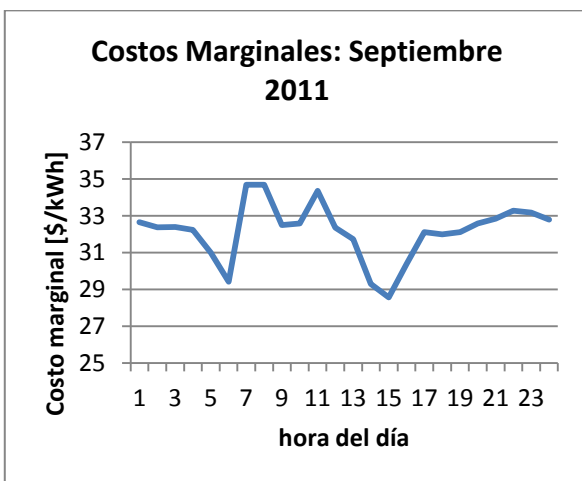
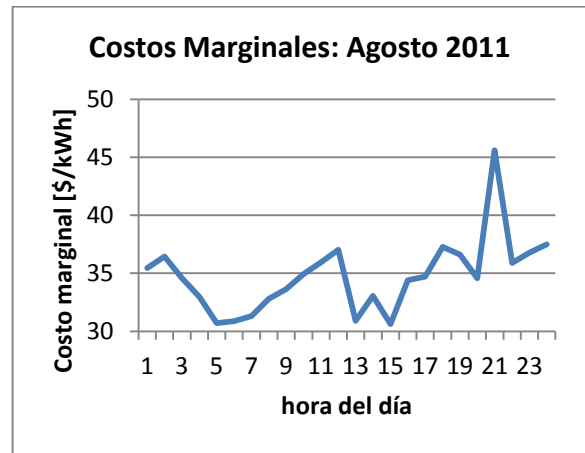
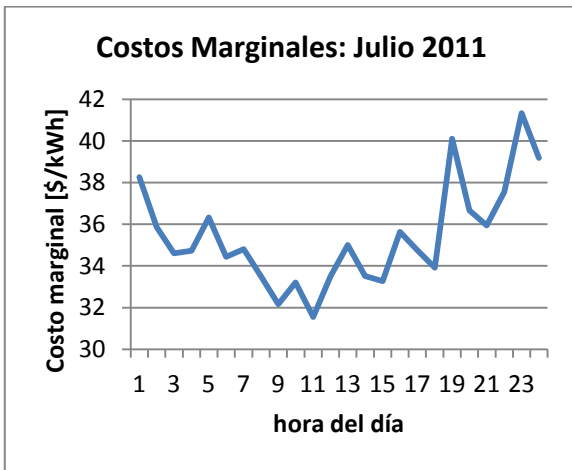
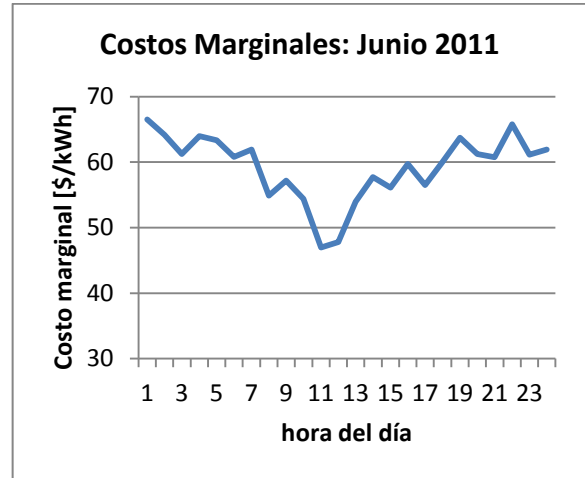
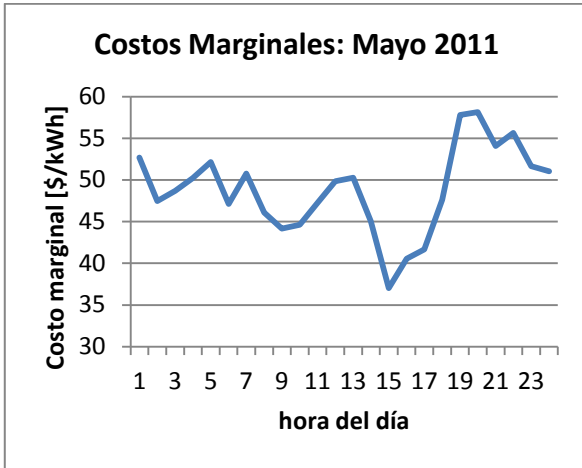
## 5. Evaluación Económica

Antes de comenzar el análisis económico se aclarará la forma en que la planta venderá su energía dentro del mercado eléctrico, para esto es lógico tomar el caso más general y fácil de analizar en base a la información disponible en las páginas web de los CDEC de nuestro país, esto es la venta de energía en el mercado spot. Desde el portal del CDEC – SING se pueden obtener los *costos marginales horarios* registrados durante el 2011 para la subestación troncal *Crucero*, la cual se tomará como base para este análisis. En caso de no interconectarse directa o físicamente nuestra central solar a la subestación Crucero, se deberán aplicar los respectivos *factores de penalización* al precio calculado que defina la autoridad para esta última.

### 5.1. Costos Marginales subestación Crucero

Para comenzar con este análisis se presentará a continuación las gráficas del comportamiento promedio mensual de los costos marginales horarios, en el nudo correspondiente a la *subestación Crucero* del SING, para el año 2011:





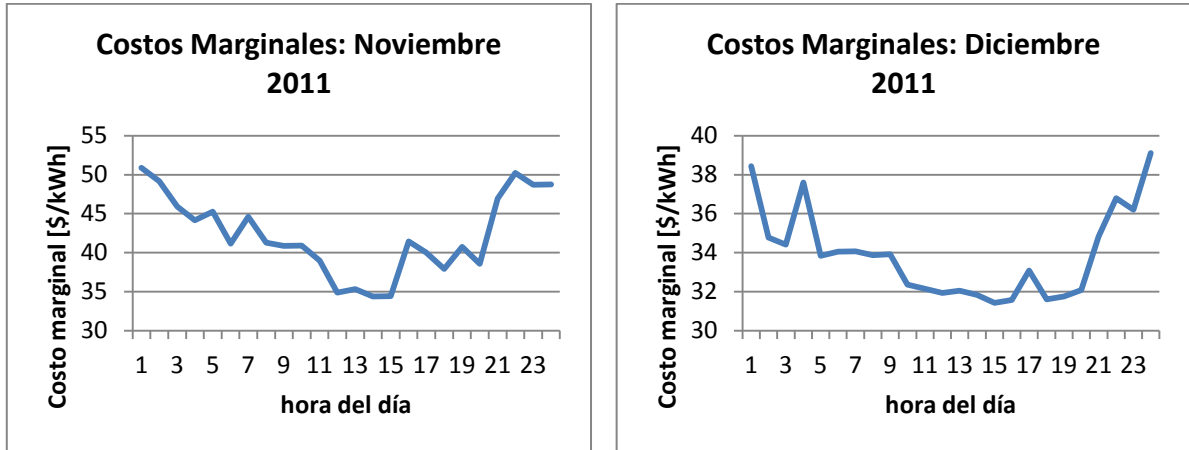


Figura 5.1: Costos marginales horarios para el año 2011: S/E Crucero

De acuerdo al comportamiento de los costos marginales, apreciado en las figuras pasadas, si bien existen pequeñas diferencias en sus formas y valor a lo largo del año, se evidencia un patrón común en cuanto a que los mayores *costos marginales de energía* se encuentran en las primeras y en las últimas horas de cada día, correspondiendo el segundo grupo, parcial o totalmente, con el periodo de *horario punta* en el SING. A su vez se aprecia una depresión en el precio marginal de esta energía, desviándose levemente de un mes a otro, entre las 11 y las 15 hrs.

A partir de lo expuesto en el párrafo anterior comienza a visualizarse el periodo de generación que deberá asegurarse a fin de maximizar los ingresos de la planta termosolar, para esto se debe analizar la estrategia de despacho que resulte más conveniente, lo cual se verá con mayor detalle en los próximos puntos de este trabajo.

## 5.2. Precios de Potencia Nudo subestación Crucero [30]

Como se explicó en el *capítulo 2*, estos precios son publicados dos veces al año por la *CNE*, en Abril y en Octubre, correspondiendo al costo marginal de la potencia punta, o el costo de ampliar la capacidad instalada existente mediante turbinas a gas tipo, de tamaño y características adecuadas para el SING. Los precios bases de potencia punta publicados para Crucero correspondientes al año 2011, fueron:

Mes correspondiente	Precio Base de la potencia punta (\$/kW/mes)
Abril	4.319,82
Octubre	4.451,54

Tabla 5.1: Precios base potencia punta subestación Crucero: año 2011

A partir de lo anterior se puede realizar una estimación preliminar de los ingresos obtenidos por asegurar el suministro de potencia en el sistema durante el año completo, aunque debe tenerse en

cuenta que estos precios serán *indexados*<sup>17</sup> según el mes correspondiente por lo cual variarán su valor de acuerdo a las ponderaciones correspondientes.

Suponiendo que la central tiene disponibilidad absoluta en horario punta, que durante todo el año es capaz de generar a su capacidad nominal (potencia firme igual a este valor) y tomando el promedio de los precios bases para la valorización de este pago, se tendrá un ingreso estimado superior de:

- 5.262,8 MM\$ ó 10,5 MM USD.

En la práctica es imposible que se alcance esta cota anterior, porque a fin de incrementar la seguridad del sistema se tiene que la potencia instalada debe ser superior a la demanda máxima posible, por lo que la potencia firme definitiva será inferior al valor nominal de la planta, incluso si se reconoce su máximo aporte posible. Más adelante se expondrá este cálculo en forma más detallada, además en el *Anexo E: Procedimiento Cálculo de Potencia Firme*, se puede seguir el resumen del procedimiento publicado por la DP del CDEC – SING.

Los *precios de nudo* registrados en el periodo 2011 fueron los siguientes:

<b>PRECIOS DE NUDO DE POTENCIA</b>			
Meses Vigencia	Enero-Abril	Mayo-Octubre	Noviembre-Diciembre
N° Meses Vigencia	4	6	2
<b>Barra</b>	Crucero 220 kV	Crucero 220 kV	Crucero 220 kV
<b>Precio Nudo</b>	4373,28	4319,82	4451,54
Unidad	(\$/KW/mes)	(\$/KW/mes)	(\$/KW/mes)

**Tabla 5.2: Precios de potencia nudo barra Crucero: Año 2011 [30]**

### 5.3. Ingresos por Venta de Energía en el Mercado Spot

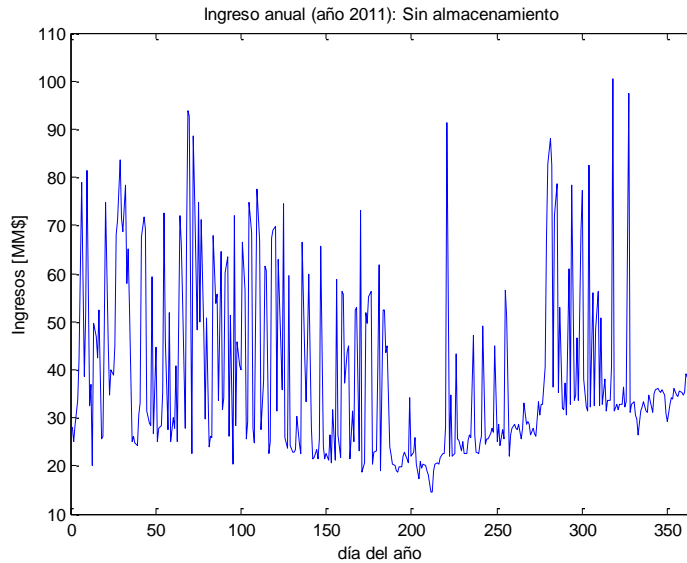
El cálculo de los ingresos por venta de energía o transferencias de esta en el Mercado Spot, como se acostumbra a llamar en los procedimientos realizados por la DP de ambos CDEC, dependerán de la estrategia de despacho utilizada y de la cantidad de energía diaria que la central es capaz de asimilar, esto último ligado fuertemente al tamaño del almacenamiento y del campo solar. A continuación se exponen los resultados obtenidos para cada una de las estrategias anteriormente señaladas.

#### 5.3.1. Planta sin Almacenamiento

Más que una estrategia esta es una condición, que representa el punto base de comparación para el resto de las estrategias que serán propuestas en este capítulo. Como se ha comentado, bajo esta situación sólo es posible generar de acuerdo a la disponibilidad inmediata del recurso solar. La variación en los ingresos diarios obtenidos y el monto total anual por concepto de venta de energía en el mercado spot, se presentan a continuación:

<sup>17</sup> Ponderación que refleja la inflación del país (IPC e IPM), la relación del cambio de dólar y la tasa arancelaria mensual aplicable a la importación de equipos electromecánicos.





**Figura 5.2: Ingresos diarios por venta de energía año 2011: Sin almacenamiento**

Los ingresos por venta de energía para una planta sin almacenamiento son de 14.286 MM \$, los que equivalen a 28,6 MM USD<sup>18</sup>. Esta cantidad entrega un promedio diario aproximado de 40 MM\$ por concepto de venta de energía. En el próximo apartado se evidencia el incremento monetario en la venta de energía, conseguido tras la inclusión de un sistema de almacenamiento térmico.

### 5.3.2. Planta con Almacenamiento

La integración y aumento del nivel de almacenamiento se dimensionan de modo de poder extender las horas de generación por sobre la puesta del sol, en este sentido, en invierno ante la menor disponibilidad del recurso solar se analizará la opción de retrasar el despacho de primera hora hasta que exista un nivel mínimo de calor almacenado, que permita el despacho en las horas de mayores costos marginales de energía y a su vez incluir el *horario punta* definido en el SING (estrategia 2).

El análisis y la estrategia de generación de una planta con almacenamiento es completamente distinto al de una central que no cuente con este sistema, más aún, para asegurar el *periodo punta* completo se necesita poseer un almacenamiento con un mínimo de 5 horas de autonomía por sobre la puesta del sol, el cual ha sido dimensionado de modo de considerar los meses de menor disponibilidad del recurso solar, meses de invierno. Más aún, si se dispusiera de una menor cantidad de horas de autonomía (1 a 4 horas), la estrategia también debería ajustarse a esta situación particular. Además, es claro que al no contar con un sistema de almacenamiento o ser este inferior a 5 horas de despacho sin sol, la planta termosolar no podrá asegurar el despacho en la totalidad del horario de *demanda punta*, por lo que no podrá optar a la totalidad de los pagos reconocidos por este servicio, disminuyendo los ingresos por *potencia firme* de la central.

A continuación se muestran los resultados obtenidos para un almacenamiento desde 6 hasta 15 horas de autonomía. Estos han sido calculados y graficados en Matlab:

<sup>18</sup> Considerando un cambio de 500 \$/USD

### 5.3.2.1. Estrategia Base

- a) **6 hrs. de almacenamiento:** Los ingresos para este nivel de respaldo son 24.189 MM\$, los que equivalen a 48,4 MM USD de ingreso anual por venta de energía. El ingreso promedio diario aproximado es de 66 MM\$. La gráfica de ingresos diarios, para el 2011, es la siguiente:

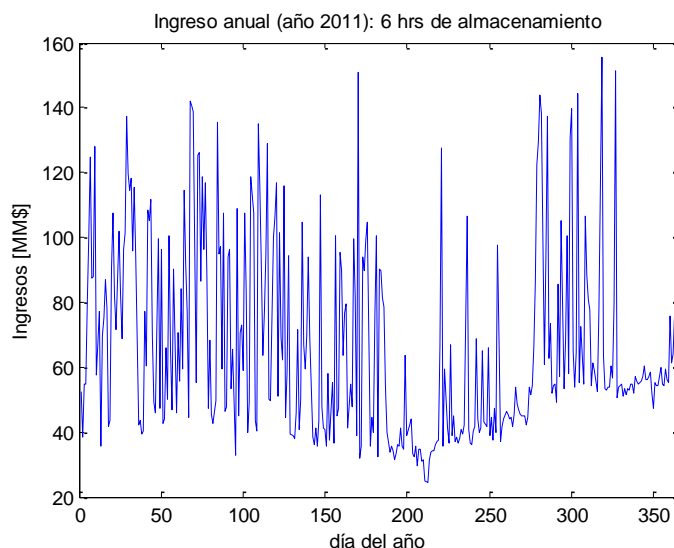


Figura 5.3: Ingresos diarios por venta de energía año 2011: 6 hrs. de almacenamiento

- b) **8 hrs. de almacenamiento:** Los ingresos para este nivel de respaldo son 27.500 MM\$, los que equivalen a 55 MM USD de ingreso anual por venta de energía. El ingreso promedio diario es de 75 MM\$. Su gráfica correspondiente es la siguiente:

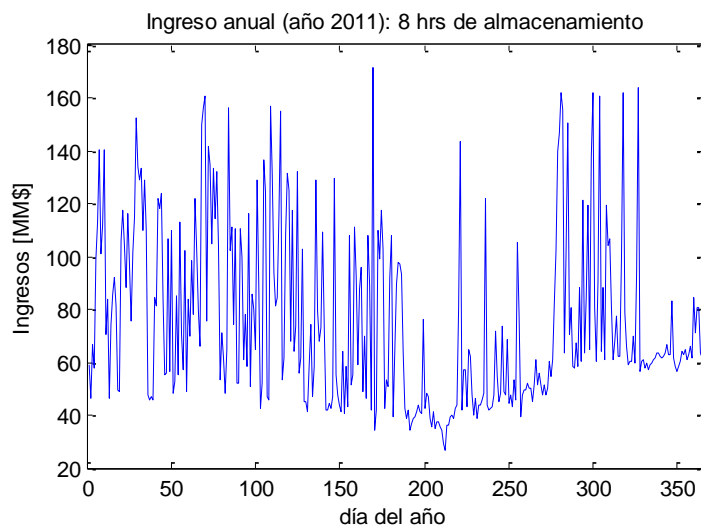


Figura 5.4: Ingresos diarios por venta de energía año 2011: 8 hrs. de almacenamiento

- c) **10 hrs. de almacenamiento:** Los ingresos para este nivel de respaldo son 30.624 MM\$, los que equivalen a 61,2 MM USD de ingreso anual por venta de energía. El ingreso diario promedio obtenido es de 84 MM\$. La variación anual de estos se detalla en la siguiente figura:

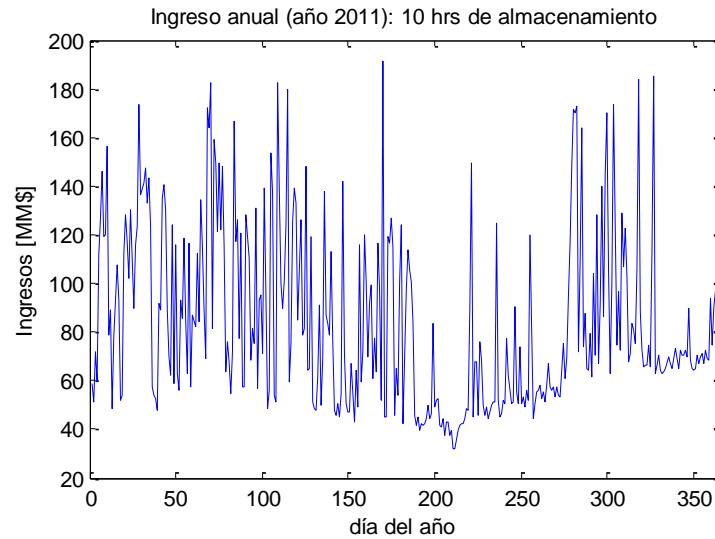


Figura 5.5: Ingresos diarios por venta de energía año 2011: 10 hrs. de almacenamiento

- d) **12 hrs. de almacenamiento:** Los ingresos para este nivel de respaldo son 33.760 MM\$, los que equivalen a 67,5 MM USD de ingreso anual por venta de energía. El ingreso diario promedio para esta magnitud de almacenamiento es de 92,5 MM\$. La gráfica respectiva es:

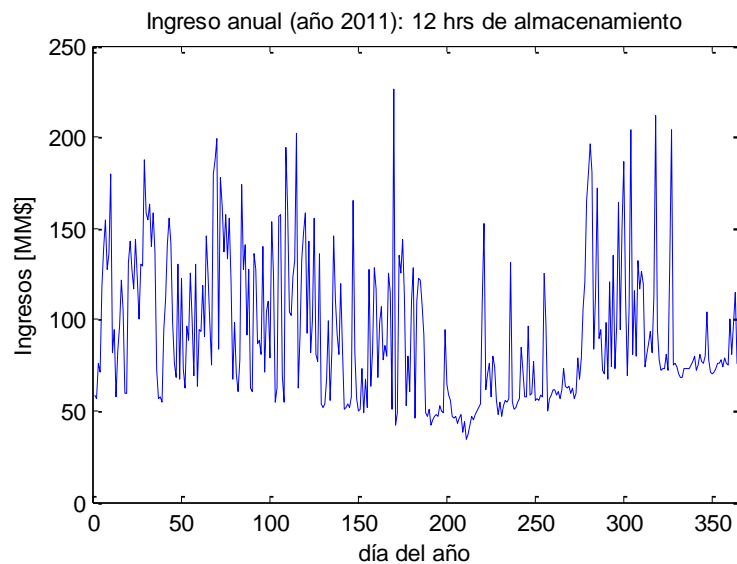
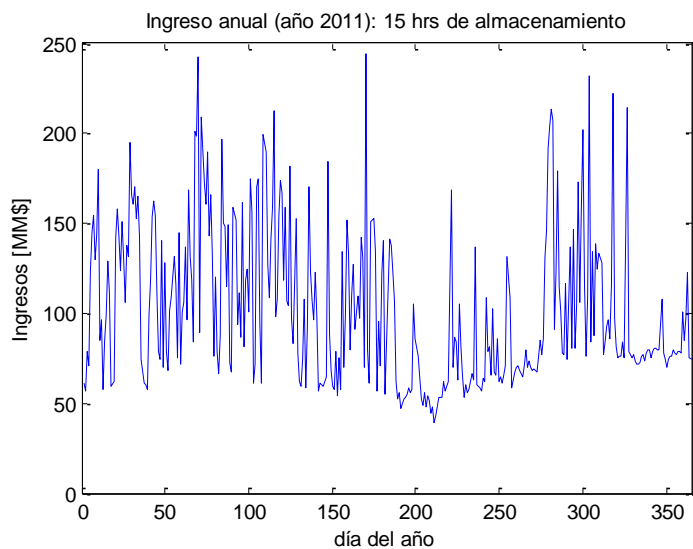


Figura 5.6: Ingresos diarios por venta de energía año 2011: 12 hrs. de almacenamiento

- e) **15 hrs. de almacenamiento:** Los ingresos para este nivel de respaldo son 37.343 MM\$, los que equivalen a 74,7 MM USD de ingreso anual por venta de energía. El ingreso diario promedio

esta vez resulta ser de 102 MM\$. La variación anual de los ingresos percibidos se tiene a continuación:



**Figura 5.7: Ingreso anual por venta de energía año 2011: 15 hrs. de almacenamiento**

Se aprecia que las gráficas anteriores, de ingreso diario por venta de energía, varían en forma muy similar alrededor del año, a medida que aumentan las horas de almacenamiento con que cuenta la central, salvo la elevación obvia en los ingresos, ya que se maneja un despacho mayor cada vez.

En el último caso, sistema de almacenamiento de 15 horas de autonomía, debe tenerse presente que el aumento en los ingresos no debería presentar la misma tasa de crecimiento registrada hasta las 12 horas de respaldo, debido, y como se expuso en el *punto 4.4*, a que ya se alcanzado la saturación en la capacidad de asimilación de la energía diaria recolectada por la planta, por lo que parte de la energía recolectada en estos meses de mayor radiación no podrá ser despachada ni almacenada, debiendo ser desenfocada al ambiente.

La siguiente tabla resume los ingresos por venta de energía, a medida que se aumenta las horas de almacenamiento, para la estrategia base recién analizada:

horas respaldo	ingresos anuales (MM \$)	ingresos anuales (MM USD)	ingreso diario promedio (MM \$)
6	24.189	48,4	66
8	27.500	55,0	75
10	30.624	61,2	84
12	33.760	67,5	92,5
15	37.343	74,7	102

**Tabla 5.3: Ingresos anuales y promedio diario por venta de energía: estrategia base**

### 5.3.2.2. Estrategia 2

- a) 6 hrs. de almacenamiento: Los ingresos para este nivel de respaldo son 22.746 MM\$, los que equivalen a 45,5 MM USD de ingreso anual por venta de energía. El ingreso promedio diario por venta de energía es de 62 MM\$. La gráfica de variación diaria de los ingresos anuales se muestra a continuación:

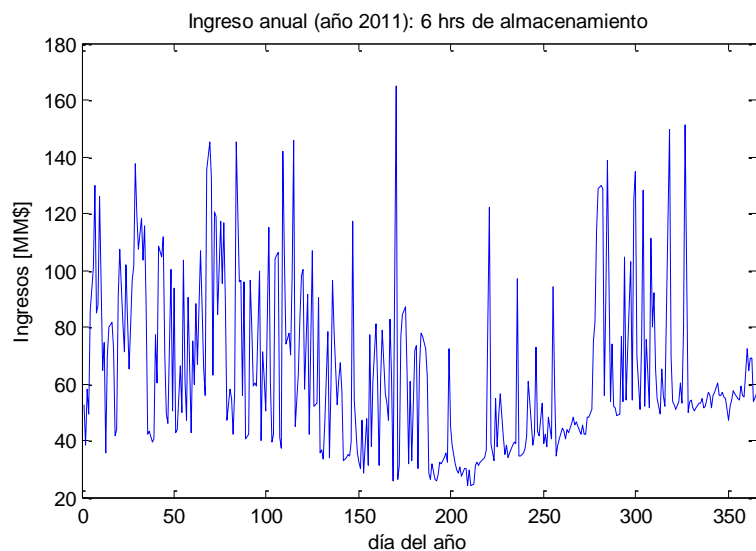


Figura 5.8: Ingreso anual por venta de energía año 2011: 6 hrs. de almacenamiento

- b) 8 hrs. de almacenamiento: Los ingresos para este nivel de respaldo son 27.717 MM\$, los que equivalen a 55,4 MM USD de ingreso anual por venta de energía y a un ingreso diario promedio de 76 MM\$. Su gráfica correspondiente es la siguiente:

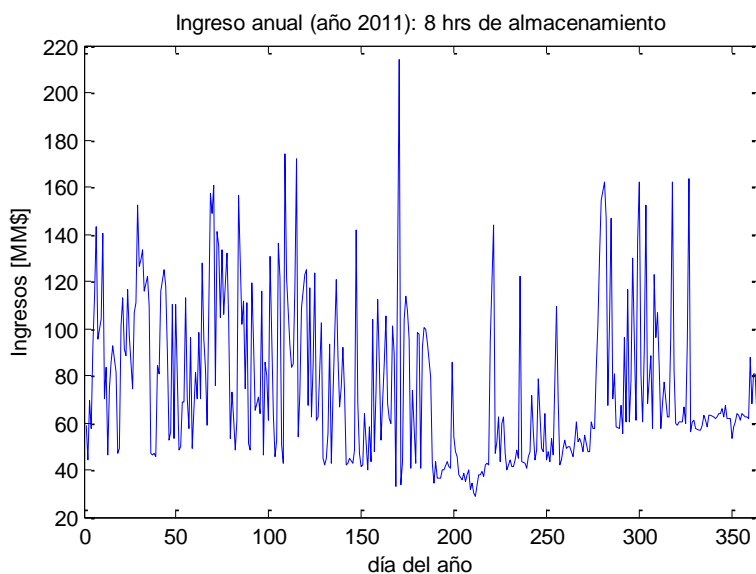
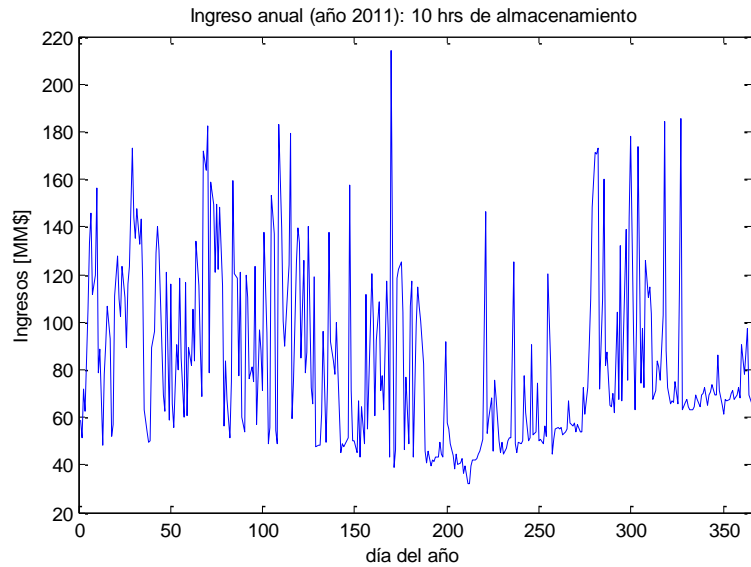


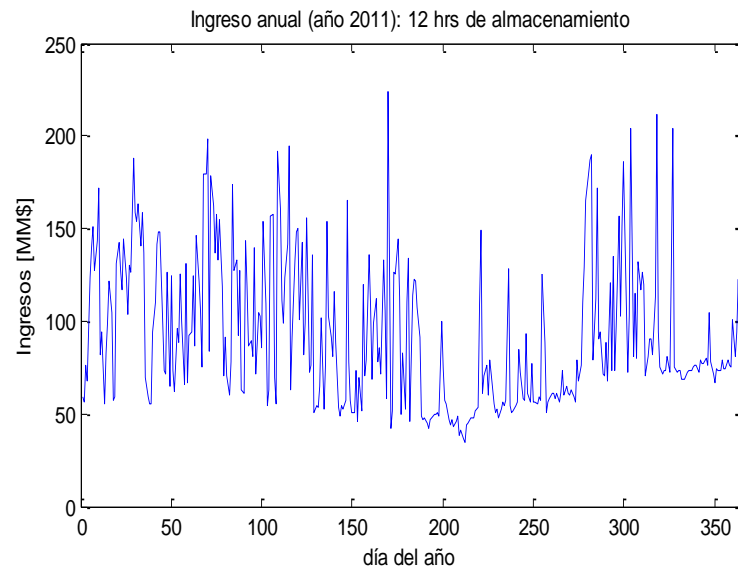
Figura 5.9: Ingreso anual por venta de energía año 2011: 8 hrs. de almacenamiento

- c) 10 hrs. de almacenamiento: Los ingresos para este nivel de respaldo son 30.712 MM\$, los que equivalen a 61,4 MM USD de ingreso anual por venta de energía. El ingreso promedio por día es de 84 MM\$. La variación diaria para el 2011 se detalla en la siguiente figura:



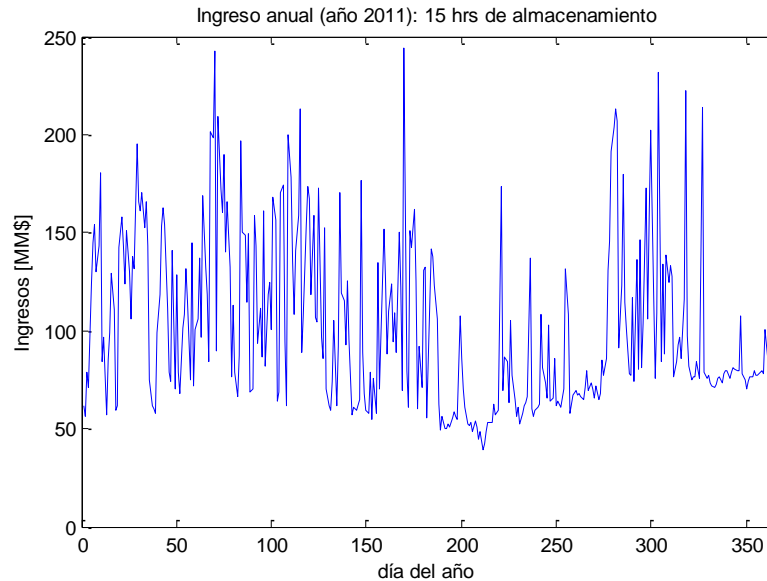
**Figura 5.10: Ingreso anual por venta de energía año 2011: 10 hrs. de almacenamiento**

- d) 12 hrs. de almacenamiento: Los ingresos para este nivel de respaldo son 33.765 MM\$, los que equivalen a 67,5 MM USD de ingreso anual por venta de energía, por su parte esta magnitud equivale a tener un ingreso diario constante de 92,5 MM\$. La gráfica respectiva que muestra el comportamiento diario de estos ingresos se presenta a continuación:



**Figura 5.11: Ingreso anual por venta de energía año 2011: 12 hrs. de almacenamiento**

- e) 15 hrs. de almacenamiento: Los ingresos para este nivel de respaldo son 37.343 MM\$, los que equivalen a 74,7 MM USD de ingreso anual por venta de energía. Al igual que en los cálculos previos, y con un resultado idéntico al de la estrategia base, se obtuvo una entrada equivalente diaria de 102 MM\$. La variación gráfica anual de los ingresos percibidos es la que sigue:



**Figura 5.12: Ingreso anual por venta de energía año 2011: 15 hrs. de almacenamiento**

Tal como en la estrategia base, se presenta la siguiente tabla que resume los ingresos por venta de energía, a medida que se aumenta las horas de almacenamiento, para la estrategia 2:

horas respaldo	ingresos anuales (MM \$)	ingresos anuales (MM USD)	ingreso diario promedio (MM \$)
6	22.746	45,5	62
8	27.717	55,4	76
10	30.712	61,4	84
12	33.765	67,5	92,5
15	37.343	74,7	102

**Tabla 5.4: Ingresos anuales y promedio diario por venta de energía: estrategia 2**

Si bien todavía no es posible formular ninguna conclusión en base a la conveniencia de aumentar la cantidad de horas del sistema de almacenamiento térmico, salvo lo obvio de que los ingresos crecen al tener una mayor capacidad de despacho de energía, es importante conocer el valor de esta entrada de dinero, ya que es base en la posterior *evaluación económica* del proyecto.

Al fijarse en la cantidad de dinero facturada sobre un uso 12 horas de almacenamiento, en ambas estrategias, se observa que los ingresos percibidos son idénticos, por otro lado, la mayor diferencia se obtiene para el nivel de 6 horas de autonomía, en donde la *estrategia base* recibe 3 MM USD más en ingresos por venta de energía que la *estrategia 2*. En cambio, al emplear 8 ó 10 horas de respaldo resulta más provechoso, aunque sin una gran diferencia, seguir la *estrategia 2*. La descripción anterior puede ser seguida en forma gráfica en la siguiente figura, que superpone los resultados obtenidos en ambas estrategias, a fin de analizar sus similitudes y diferencias:

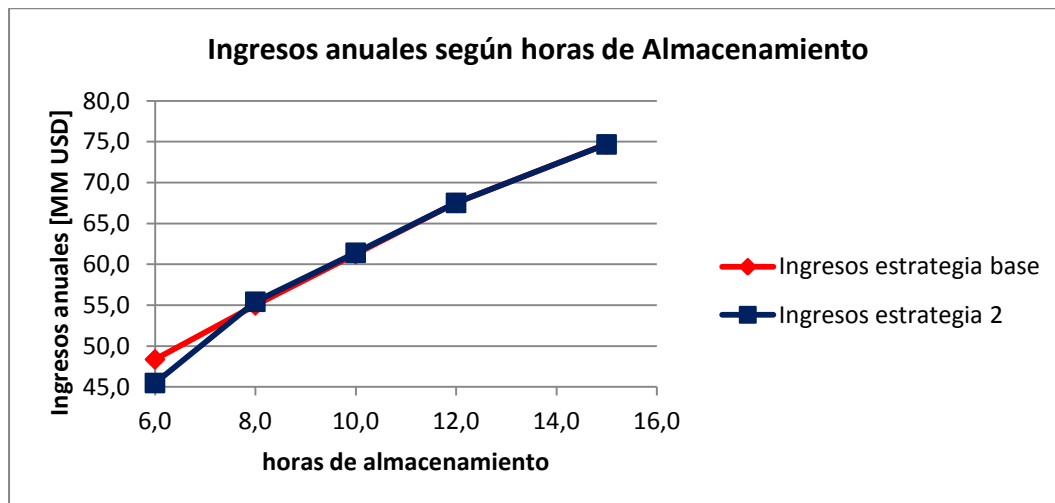


Figura 5.13: Comparación ingresos anuales entre estrategia base y estrategia 2

El hecho de que usar un sistema de almacenamiento de magnitud igual o superior a 12 horas empareje los resultados de ambas estrategias de despacho no tiene ningún misterio, si se recuerda que la idea de la *estrategia 2* precisamente es cubrir el periodo completo de *demanda punta* cuando se tiene una menor disponibilidad energética, por lo tanto, al contrarrestarse esta escasez con una cantidad suficiente de energía almacenada se tendrá que las horas de despacho diario coincidirán a lo largo del año, generando ingresos idénticos.

Por otro lado, queda la impresión de que para un nivel medio de almacenamiento, en particular bajo 6 horas, es más conveniente la estrategia base por sobre la más elaborada, *estrategia 2*, esto porque para el año 2011 se tuvo en invierno mayores costos horarios en las primeras horas de luz que en el *horario punta* definido por la autoridad. Así que en un trabajo a futuro, antes de asumir este resultado particular como general, se deberá estudiar en forma previa el comportamiento esperado de los *costos marginales de energía*.

Volviendo a los resultados actuales, se deberá analizar en el caso de 6 horas de almacenamiento, si los mayores ingresos por *potencia firme* (estrategia 2) podrán equiparar o quizá sobrepasar las menores entradas obtenidas por venta de energía. En el siguiente punto se analizarán los pagos por potencia firme a la central solar, nuevamente en función de las horas de almacenamiento con que se cuente.

#### 5.4. Ingresos por suministro de Potencia en el Mercado Spot

La metodología se realizará de acuerdo a los procedimientos publicados por la Dirección de Peajes del CDEC – SING, el cual se ha resumido en el “*Anexo E: Procedimiento Cálculo de Potencia Firme*”.



### 5.4.1. Cálculos previos

#### **Potencia Inicial:**

Como no se cuenta con un procedimiento detallado para una central ERNC, en particular de tipo solar, se tomará el acercamiento a la forma en como se estima este valor para las centrales hidráulicas, es decir, promediando el aporte anual de potencia de la central en horas punta. Para esto se tomará en la determinación de la *potencia inicial*, el promedio de la potencia despachada a lo largo del año en las horas respectivas definidas dentro del periodo punta.

El resultado de la estimación de la *potencia inicial* dependerá fuertemente de si se cuenta o no con un sistema de almacenamiento, y del tamaño y estrategia de despacho que se utilice, nuevamente este cálculo se realizará en Matlab®, en cambio el cálculo de la *potencia firme preliminar y definitiva* se realizará agregando una fila más a la planilla Excel obtenida del cálculo del *balance definitivo de la potencia firme* para el año 2011, confeccionada por la DP del CDEC – SING, suponiendo datos promedio de desempeño en la operación de nuestra planta, los cuales se justificarán en los siguientes puntos.

#### **Indisponibilidad:**

Para el cálculo de la indisponibilidad se tomará el promedio de valores del SING en cuanto a las centrales térmicas, que corresponden a la mayoría de la generación dentro de este sistema eléctrico interconectado. Este valor representativo se ha extraído del último balance de potencia firme, es decir el correspondiente al año 2011, publicado el 28 de febrero de 2012.

En caso de disponerse de datos de centrales de idénticas características en condiciones similares de operación se puede utilizar este dato como punto de partida en el *balance preliminar*, luego para el *balance definitivo* se calculará el promedio ponderado entre este valor (*indisponibilidad inicial*) y los valores reportados durante el año de operación, esto hasta completar una ventana de 5 años de operación tal como se detalla en el anexo correspondiente.

#### **Potencia firme preliminar de suficiencia**

Se omitirán en este cálculo 2 procesos claves dentro de su estimación para cada *subperiodo*: 1) La *probabilidad de excedencia* del sistema, con y sin contar a la central propia, es decir, *el cálculo será aproximado* y 2) *El flujo de potencia* que asegura que los valores de potencias firmes obtenidas pueden circular por el sistema y la estimación de las pérdidas asociadas a este flujo.

Con respecto a los *mantenimientos* de la central estos serán programados, y se realizarán en las horas nocturnas cuando se encuentre agotado el calor de respaldo y la planta se encuentre forzosamente detenida, todo esto de acuerdo a la menor o mayor magnitud del sistema de almacenamiento, por otro lado, si los mantenimientos mayores son coordinados con el CDEC este periodo no afecta en forma negativa al cálculo de la disponibilidad de la central, es decir, se excluye tal ventana de la estadística de cálculo de la *indisponibilidad*.

#### **Estadísticas:**

De las 89 centrales en operación en el SING durante el año 2011: 84 son térmicas a combustibles fósiles (carbón, gas natural, diesel y fuel oil N° 6) y solamente 5 hidroeléctricas. De acuerdo a los datos registrados en el balance definitivo de potencia del año 2011, la *potencia instalada* de acuerdo a la división anterior es:

- 4.665,5 MW (unidades térmicas fósiles)
- 15,2 MW (unidades hidráulicas)

Se aprecia que la diversificación es prácticamente nula. Esto a futuro, si no se llega a transformar en una situación insostenible en el tiempo, se traducirá en un fuerte impacto al sistema debido al aumento de los combustibles fósiles. Por lo tanto, la introducción de medios ERNC debe ser perentoria en el mediano plazo, así como su incremento porcentual deberá ser sostenido hacia el largo plazo de modo de diversificar la matriz energética del Norte Grande.

Volviendo al cálculo de la *potencia firme* que podrá ser designada a nuestra central solar, a continuación se expone una serie de datos para el valor de la indisponibilidad a emplearse en la estimación de este ingreso:

Tipo Central	Muestra	Indisponibilidad	Disponibilidad
<b>Térmicas</b>	Todas	0,2762	0,7238
	Mayores a 80 MW	0,0627	0,9373
	Mayores a 100 MW	0,0629	0,9371
	Mayores a 150 MW	0,0729	0,9271
	Mayores a 200 MW	0,0816	0,9184
	Menores a 50 MW	0,3473	0,6527
	Menores a 10,4 MW	0,3392	0,6608
	Menores a 1 MW	0,237	0,763
	Entre 80 MW y 150 MW	0,0424	0,9576
<b>Hidráulicas</b>	Todas	0,4906	0,5094
	PMGD	0,9756	0,0244
	No PMGD	0,0083	0,9917

Tabla 5.5: Estadísticas promedio de indisponibilidad en el SING, periodo 2007 – 2011

Para esto se tomará en el cálculo de la componente *de suficiencia* el valor promedio de *indisponibilidad* de las centrales térmicas con un nivel de potencia nominal o máxima entre 80 y 150 MW, esto porque no se espera mayor diferencia en el comportamiento de sus componentes mecánicas constituyentes, ya que la única diferencia es la forma en como obtienen el calor que les permitirá completar su ciclo térmico. Siguiendo la misma idea, a continuación se exponen los siguientes datos adicionales para el segmento entre 80 y 150 MW, para una ventana que abarca los últimos 5 años cronológicos:

Empresa	Unidad	Potencia Máxima (MW)	Potencia Mínimo Técnico (MW)	Porcentaje del Mínimo Técnico (%)	Indisponibilidad Equivalente (2007 – 2011)	Tiempo de Partida (hrs)	Toma de Carga (MW/min)
E-CL	U12	85,3	50	59	0,0604	17	4
E-CL	U13	85,5	50	58	0,0631	17	4
E-CL	U14	136,4	75	55	0,0517	17	5
E-CL	U15	132,4	75	57	0,0292	17	2
NORGENER	NTO1	136,3	65	48	0,0197	29	3
NORGENER	NTO2	141,0	65	46	0,0195	29	3
AES GENER	TV10_CC	113,0	70	62	0,0530	3,1	7
<b>Promedios <math>\bar{X}</math>:</b>				55 %	0,0424	18,4	4

Tabla 5.6: Parámetros de unidades térmicas operando en el SING con potencias entre 80 y 150 MW

Para este trabajo, como no se dispone de datos confiables para una central termosolar tipo, se tomarán como propios los valores promedios del segmento entre 80 y 150 MW térmico del SING, los que se han destacado en la tabla anterior. A partir de los datos anteriores se procede a calcular, de acuerdo al método especificado en el *Anexo E: Procedimiento Cálculo de Potencia Firme*, los factores asociados a las componentes de *tiempo de partida* y de *toma de carga* de la potencia firme reconocida a la central:

### Factor de tiempo de partida

- $F_{tp} = 0,14$

### Factor de Incremento de Carga

- $T_c = 0,19$  horas
- $F_{tc} = 0,98$

Recordar que la *Potencia Firme preliminar*  $PF_p$  estará dada por la siguiente relación:

- $PF_p = 0,5 \cdot PF_S + 0,25 \cdot PF_{TP} + 0,25 \cdot PF_{TC}$

Donde los 3 términos del miembro derecho representan a las componentes de: *suficiencia*, *tiempo de partida* y *toma de carga*, de la potencia firme preliminar respectivamente.

### ***Demanda Máxima***

Esta se calcula en base los antecedentes aportados por cada empresa a la DP del CDEC – SING, abarca tanto los contratos con cliente libres como los acuerdos con empresas distribuidoras. Tal como se explica en el *Anexo E: Procedimiento Cálculo de Potencia Firme*, se toma una ventana móvil que abarca las demandas en hora punta de los últimos 12 meses, incluido el mes de análisis, y se selecciona el máximo valor de este conjunto de datos de hora punta, para el mes correspondiente. La suma de las potencias mensuales para cada consumo entrega el aporte anual a la demanda de *potencia máxima en hora punta* de cada consumo, luego el cociente entre este valor y el agregado de todos los consumos del sistema entrega el llamado *factor de participación* de cada consumo. Finalmente el producto entre la *demanda neta máxima del SING* (en hora punta) y el factor de participación del consumo en análisis entrega el aporte atribuible a este consumo a la demanda máxima agregada del sistema. A continuación se entregan los datos informados por la *dirección de peajes* y la CNE, los cuales han sido utilizados en el balance definitivo para el año 2011:

Periodo	Hora Punta
Demanda Bruta Máxima del SING (MW)	2001,69
Demanda Neta Máxima del SING (MW)	1929,32
Pérdidas de Transmisión (MW)	72,37
Pérdidas de Transmisión (%)	3,62%

**Tabla 5.7: Valores de demanda máxima en hora punta: balance de potencia año 2011**

Para el balance de potencia firme en cambio se utiliza el valor de *demanda bruta máxima* del sistema (2001,69 MW), es decir, incluyendo las pérdidas lo cual es bastante intuitivo debido a que las unidades generadoras son las encargadas de suministrar la energía y potencia demandada por los consumos, y las pérdidas inherentes a su transporte hasta el punto de retiro respectivo.

### **Subperiodos:**

El año 2011 se registraron 108 subperíodos, los que se definen cada vez que entre o salga una central de operación, entre alguna nueva central a formar parte del SING o se retire de servicio alguna de estas, y con esto cambie de forma significativa la oferta del parque generador. En general estos cambios están dados por las obras de *mantenimiento mayor* de las centrales, las cuales han sido programadas con el CDEC respectivo de modo de que este tenga en consideración esta salida de operación y de mutuo acuerdo no se cuente este periodo en la *indisponibilidad* de la central generadora respectiva. En este cálculo es importante verificar cuantas horas del periodo punta caen dentro de este subperiodo, ya que, para el *cálculo definitivo* de la *potencia punta* se ponderará la cantidad de horas punta de cada *subperiodo* por la potencia que asegura la central dentro de este mismo. La consecuencia positiva de esta programación se tiene en que si el *mantenimiento mayor* se realiza un día domingo no se afectará negativamente la ponderación de potencia firme de la central, porque a pesar de que esta oferta una potencia nula lo hace fuera de las horas consideradas en el periodo punta.

Como se dijo anteriormente, el cálculo a realizar será aproximado, por lo que al desprestigiar el efecto de la *probabilidad de excedencia* (PEPP), se tendrá que este valor no hará variar la *potencia de suficiencia* y *potencia firme preliminar* aportada por nuestra central en cada *subperiodo*, por lo que se tendrá un valor idéntico en cada uno de los 108 subperiodos. Aclarada esta última salvedad se procede a mostrar los resultados obtenidos con esta metodología:

## **5.4.2. Resultados Obtenidos**

### **5.4.2.1. Potencia Firme: sin almacenamiento**

Considerando una potencia de mínimo técnico de 55 MW, considerado a partir de la estadística presentada en la *Tabla 5.7*, se obtiene que la potencia inicial calculada para este caso resulta *nula*, esto a causa de que la energía recolectada no es suficiente para realizar despacho en el *horario punta*, por lo que la central no podrá optar a pagos por suministro de *potencia firme*.

### **5.4.2.2. Potencia Firme: estrategia base**

Los resultados obtenidos con esta estrategia se despliegan en la siguiente tabla:

horas respaldo	PI estrategia base (MW)	PF preliminar (MW)	PF definitiva (MW)	ingresos anuales (MM \$)	ingresos anuales (MM USD)
5	61,5	46,6	37,9	1.982,7	<b>4,0</b>
6	75,9	57,5	46,6	2.437,9	<b>4,9</b>
7	84,9	64,3	51,9	2.715,2	<b>5,4</b>
8	91,6	69,5	55,9	2.924,4	<b>5,8</b>
9	96,1	72,8	58,6	3.065,7	<b>6,1</b>
10	98,0	74,3	59,7	3.123,2	<b>6,2</b>
11	100	75,8	60,9	3.186,0	<b>6,4</b>
12	100	75,8	60,9	3.186,0	<b>6,4</b>
15	100	75,8	60,9	3.186,0	<b>6,4</b>

**Tabla 5.8: Cálculo potencia firme asignado a la central solar según horas de almacenamiento: estrategia base**

Se aprecia que para un sistema de almacenamiento de 11 horas de magnitud o mayor, la potencia inicial obtenida es máxima, obteniéndose un ingreso de 6,4 MM USD, bajo este nivel se obtiene una asignación de *potencia firme* menor, mas no despreciable. Como se comentó con anterioridad, debido a que se busca mantener una alta seguridad de suministro, ante cualquier escenario de demanda eléctrica, la capacidad instalada de potencia del parque generador se encuentra sobredimensionada, por lo cual, a pesar de alcanzar una potencia inicial igual al valor nominal de la central, el valor de la potencia firme preliminar y definitivo será siempre menor a este primero.

### 5.4.2.3. Potencia Firme: estrategia2

Con esta estrategia se alcanza siempre para todos los tamaños de almacenamiento analizados, iguales o superiores a 5 horas, la totalidad de generación en el horario punta, por lo tanto, se obtiene una *potencia inicial* igual a la potencia nominal de la planta y un ingreso máximo por potencia en el año de análisis de **6,4 MM USD**.

## 5.5. Ingresos por contratos de cuotas ERNC

Considerar esta componente no es mala opción bajo la normativa actual, descrita en el capítulo 2, donde mediante un contrato que sea de la conveniencia de ambas partes, es lógico pensar establecer como precio justo el 50% de la multa por incumplimiento que aplicaría la autoridad a la central convencional por el incumplimiento de esta exigencia. Por lo tanto se agregará a cada MWh de energía suministrada por la central una entrada fija de 0,2 UTM<sup>19</sup>, las que de acuerdo al precio registrado al mes de Junio de 2012, corresponden a un ingreso adicional de \$7.938 por MWh inyectado a la red eléctrica. Más adelante, se verá como impacta, en mayor o menor medida, esta medida en los indicadores financieros obtenidos para la central solar.

A partir de los factores de planta calculados en el capítulo 4, *Tabla 4.1: Factores de planta alcanzados con almacenamiento*, se procede a estimar la energía anual entregada por la planta solar en función de las horas de almacenamiento. Se adelanta que este cálculo será idéntico, sino muy similar, e indiferente a las estrategias de despacho, ya que, solo dependerá de la disponibilidad solar anual en la zona en que se ubica la planta termosolar.

Por último, a modo de realizar un contrato serio, es decir, tener una seguridad absoluta en el cumplimiento de las cantidades pactadas, se transará en contratos solo hasta un **80%** de la energía máxima anual esperada, esto porque en caso de incumplir con alguna empresa generadora la multa deberá ser pagada por la central renovable, por lo que en vez de ganar las 0,2 UTM/MWh se estará perdiendo esta suma por cada unidad de energía no suministrada. Este porcentaje se puede ir ajustando en el transcurso de los años en base a la estadística real de generación acumulada.

En base a lo comentado, los resultados de despacho anual de energía se presentan a continuación:

---

<sup>19</sup> La UTM en el mes de Junio de 2012 registró un valor de \$39.689

Horas de Respaldo	Energía anual máxima despachada (GWh)	Ingreso por cuota ERNC (MM \$)	Ingreso por cuota ERNC (MM USD)
0	331,9	2.107,7	4,2
5	455,4	2.892,0	5,8
6	542,9	3.447,6	6,9
8	609,7	3.871,8	7,7
10	670,5	4.257,9	8,5
12	734,2	4.662,5	9,3
15	806,8	5.123,5	10,3

Tabla 5.9: Resumen energía anual generada, e ingresos por cuota ERNC según almacenamiento: año 2011

Con respecto a los resultados anteriores, *Gemasolar* posee un sistema de almacenamiento térmico que soporta 15 horas de autonomía a capacidad completa. En este sentido, en un intento por homologar ambas centrales, la energía aproximada anual que entregaría nuestra central si su salida nominal fuera de 17 MW y 15 horas de almacenamiento sería: 137,2 GWh, lo que contrasta con los 110 GWh/año que entrega la central española. Esta última diferencia se explica por el distinto factor de planta conseguido en ambos casos 92,1% en Calama versus 74,2% en Gemasolar. Yendo más allá si corregimos la cantidad obtenida en Calama por el cociente entre los dos *factores de planta nominales* previos, se obtiene que la primera cantidad baja a una generación anual de 110,5 GWh, valor idéntico al obtenido en la región española. Esto último nos permite, por un lado comprobar que los órdenes de magnitud obtenidos en los capítulos pasados se ajustan a valores reales, es decir, no se está cometiendo un error grosero en la modelación de la planta solar; y por otra parte sacar una vez más a la luz las óptimas condiciones presentes en el Norte Grande de nuestro país, argumento irrefutable a favor de esta tecnología a fin de incorporarla a la matriz energética nacional.

## 5.6. Análisis de Costos: Software SAM<sup>20</sup>

Lo primero es dejar en claro los datos de entrada que han sido ingresados en la interfaz de diseño de la planta, estos se han ajustado de modo de acercarse lo más posible a los parámetros de diseño utilizados en este trabajo. Estos se exponen a continuación en la tabla contigua:

Componente	Característica	Magnitud o Tipo	Unidad
<b>Project Type: CSP Molten Salt Power Tower, Independent Power Producer</b>			
<b>Location: ANTOFAGASTA</b>			
<b>Storage System:</b>	Storage Type:	Two Tank	-
	Full Load Hour of TES:	6 – 15	Hours
	Initial Hot HTF Temp. :	565	°C
	Initial Cold HTF Temp. :	292	°C
<b>Power Cycle:</b>	Estimated Net Output at Design:	100	MWe
<b>Tower and Receiver:</b>	Receiver Type:	External Receiver	-
	Tower Height	150	m
<b>Heliostat Field:</b>	Heliostat Width:	10	m
	Heliostat Height:	10	m

Tabla 5.10: Datos de entrada planta solar al software SAM

<sup>20</sup> Solar Advisor Model

Si bien estos corresponden a un número muy reducidos de los datos totales de entrada al software SAM, se constató que muchos de los datos ajustados en forma automática por el programa coincidían con los resultados obtenidos mediante las técnicas que han sido expuestas en este trabajo, de esta forma se adquirió la confianza en que los costos de inversión entregados por SAM están de acuerdo a la magnitud de la planta diseñada.

Continuando la idea, la dificultad para acceder a una fuente real de precios de las distintas componentes que conforman la planta solar, sólo deja la opción de tomar como punto base los datos disponibles en el *software SAM*. A continuación se exponen los precios de las principales constituyentes de una planta solar de torre, diferenciados en costos fijos y variables:

<i>Componente Solar SAM</i>	<i>Precio Unitario</i>	<i>Unidad de Medida</i>
<b>Costos Fijos:</b>		
Torre	9.986.981	USD
Receptor	84.944.751	USD
<b>Costos Variables:</b>		
Heliostatos	180	USD/m <sup>2</sup>
Almacenamiento	27	USD/kWh <sub>th</sub>
Ciclo de potencia	850	USD/kWe
Acondicionamiento del Terreno	20	USD/m <sup>2</sup>
BOP (Sistemas Auxiliares Ciclo de Potencia)	350	USD/kWe
Porcentaje ingeniería	10	%

**Tabla 5.11: Costos construcción central de receptor central según SAM**

En relación a los valores desplegados en la tabla previa, se procede a aclarar los siguientes puntos:

- Los costos de cada elemento consideran el valor instalado de cada componente, es decir, incluyen las obras civiles y horas hombre necesarias para su construcción o instalación.
- El costo de la torre es fijo, pero dependerá de la altura que esta tenga, en este trabajo se ha utilizado para todas las simulaciones una elevación de 150 m. Recordar que una altura mayor favorece la eficiencia por ángulo de incidencia.
- Para el receptor es utilizado el mismo criterio descrito para la torre, el precio especificado corresponde al de un receptor de 18,8 m de altura y 15,1 m de diámetro, valores recomendados por la aplicación SAM para el nivel de salida nominal de la planta eléctrica termosolar de receptor central.
- El precio unitario de los helióstatos, al igual que el de acondicionamiento del terreno, está dado por unidad de *superficie de apertura del espejo*, es decir, el precio global estará dado al ponderar este costo unitario por la cantidad total de espejos y por el área de apertura individual de cada uno de estos (100 m<sup>2</sup>). Este costo considera: el emparejamiento del terreno, la construcción de caminos de acceso y el cableado de control entre los elementos que conforman el campo solar.
- Una situación a comentar en la estimación del *costo de inversión* en SAM, es que no varía el costo del campo solar al aumentar las horas del sistema de almacenamiento, esto se debe a que sólo varía la capacidad de los tanques al aumentar las horas de autonomía, mas no la cantidad

de reflectores que conforman el campo de helióstatos, estrategia que no coincide con la planteada en este trabajo. Se ha tomado por lo tanto en cuenta, sólo el costo unitario de estas estructuras.

- Los precios unitarios de cada elemento constituyente de la planta solar en SAM, no cambian en función de las horas de almacenamiento, es decir, este software no considera *economías de escala*.

De acuerdo a lo comentado, se han obtenido los siguientes costos de inversión, los cuales, como es lógico, varían en función de las horas de almacenamiento a tomar en el diseño de la planta. Los datos obtenidos se despliegan a continuación, en la siguiente tabla:

Horas de respaldo	Inversión calculada (MM USD)	Inversión SAM (MM USD)
0	322,2	464,4
6	418,9	518,4
8	451,6	536,4
10	484,3	554,3
12	517,0	572,3
15	566,1	599,3

**Tabla 5.12: Costos de inversión planta concentración solar de receptor central, según horas de almacenamiento**

### 5.6.1. Comparación costos de inversión: centrales en evaluación ambiental

Al ingresar al portal del *sistema de evaluación de impacto ambiental SEIA* [34], se pueden explorar los costos de los proyectos de distintas centrales que se encuentran bajo análisis de esta entidad. Esto con el fin de contrastar el costo de inversión de nuestra central en comparación con otros proyectos ERNC y algunos convencionales de idéntica potencia nominal. Por lo mismo a continuación se exponen algunos ejemplos en evaluación a la fecha, lo que no asegura que el proyecto entre a la etapa de construcción:

- Centrales generadoras de energía mayores a 3 MW

Central	P. nominal (MW)	Costo (MM USD)	CostoX100 MW (MM USD)	Estado seia	Región
Parque eólico Cabo Leones II	204	363	177,9	en calificación	tercera
Proyecto fotovoltaico crucero este	127,9	358	279,9	en calificación	segunda
Proyecto fotovoltaico crucero oeste	160,4	449	279,9	en calificación	segunda
Planta termosolar Pedro de Valdivia	540	2610	483,3	en calificación	segunda
Planta fotovoltaica crucero solar	180	400	222,2	en calificación	segunda
Planta fotovoltaica encuentro solar	180	400	222,2	en calificación	segunda
Central termoeléctrica Punta Alcalde	740	1400	189,2	en calificación	tercera
Parque fotovoltaico Atacama Solar	250	773	309,2	aprobado	primera
Central termoeléctrica Castilla	2354	4400	186,9	aprobado	tercera
Parque eólico Talinay	500	1000	200,0	aprobado	cuarta
Central termoeléctrica Kelar	500	800	160,0	aprobado	segunda

**Tabla 5.13: Datos de centrales ingresadas en el sistema de evaluación ambiental: e-seia [34]**



En la columna *costox100 MW* se lleva el costo del proyecto a una base común con el fin de hacer una comparación de los costos de inversión. Si bien es pertinente conocer el orden de magnitud de desarrollo para cada tecnología, este no es el único dato que debe tenerse presente al realizar la evaluación de un proyecto *no convencional*. El primer punto a tener muy en cuenta es el bajo costo de operación y mantenimiento (O&M), contrastado a su vez con los menores *factores de planta* que son capaces de conseguir en forma natural, es decir, sin sistema de almacenamiento, por lo que se acostumbra a utilizar un índice que calcula el costo de obtención de energía eléctrica considerando ambos aspectos, este es conocido en inglés como *levelized cost of electricity LCoE*. Este índice es utilizado para comparar los costos entre tecnologías de distintas características (convencionales versus no convencionales), en este trabajo no se ahondará en este tipo de comparación.

Se aprecia el elevado costo de inversión de la central termosolar *Pedro de Valdivia* en comparación con el resto de las tecnologías: convencionales y solar fotovoltaica. Lo anterior contrasta: con los bajos costos O&M con la tecnología convencional; y con los mejores factores de planta (almacenamiento), vida útil, reciclaje, carencia de emisiones contaminantes y eficiencia al comparar con la implementación solar fotovoltaica. Otro antecedente a tener en cuenta, es que el proyecto termosolar y las centrales termoeléctricas, presentados en la tabla anterior, incluyen los costos de las subestaciones y del sistema de transmisión adicional inherente al proyecto (evaluación completa), en cambio los proyectos fotovoltaicos: sólo evalúan los costos de implementación del campo de captación solar, **no consideran sistema de almacenamiento** ni las líneas de inyección de energía, dejando estos costos adicionales para una segunda *evaluación ambiental*. Por lo mismo, se debe tener cuidado al sobrevalorar una tecnología particular sin antes homologarla con sus alternativas, tanto en la inversión como en la vida útil, y sin olvidar los efectos negativos que podrían arrastran al medio ambiente a causa de su operación.

## 5.7. Resumen resultados: venta de energía y potencia firme

A partir de los resultados obtenidos en los puntos anteriores de este capítulo se procede a condensar estos valores en las siguientes tablas, esto facilitará el entendimiento de la conveniencia de cada estrategia y el posterior cálculo de los índices financieros asociados a cada una:

### a) Ingresos anuales: planta sin almacenamiento

horas de respaldo	venta energía (MM USD)	potencia firme (MM USD)	contrato ERNC (MM USD)	Total E + P (MM USD)	Total ingresos (MM USD)
0	28,6	0	4,2	28,6	32,8

Tabla 5.14: Ingresos energía y potencia 2011: sin almacenamiento

### b) Ingresos anuales: estrategia base

horas de respaldo	venta energía (MM USD)	potencia firme (MM USD)	Contrato ERNC (MM USD)	Total E + P (MM USD)	Total ingresos (MM USD)
6	48,4	4,9	6,9	53,3	60,2
8	55,0	5,8	7,7	60,8	68,5
10	61,2	6,2	8,5	67,4	75,9
12	67,5	6,4	9,3	73,9	83,2
15	74,7	6,4	10,3	81,1	91,4

Tabla 5.15: Ingresos energía y potencia 2011: estrategia base

c) Ingresos anuales: estrategia 2

horas de respaldo	venta energía (MM USD)	potencia firme (MM USD)	Contrato ERNC (MM USD)	Total E + P (MM USD)	Total ingresos (MM USD)
6	45,5	6,4	6,9	51,9	58,8
8	55,4	6,4	7,7	61,8	69,5
10	61,4	6,4	8,5	67,8	76,3
12	67,5	6,4	9,3	73,9	83,2
15	74,7	6,4	10,3	81,1	91,4

Tabla 5.16: Ingresos energía y potencia 2011: estrategia 2

En las tablas anteriores, se observa que la mayor parte del porcentaje de ingresos es aportada por venta de energía, es decir, las estrategias que privilegien el despacho en las horas donde estadísticamente existan mayores *costos marginales* reportarán, a la empresa generadora, un ingreso anual superior. Además, ya que se plantea el uso del sistema de almacenamiento, se debe aprovechar la posibilidad adicional de obtener un pago por aseguramiento de *potencia firme* en las horas de *demanda punta*, lográndose el incremento del ingreso de la central.

Además, para no ser poco consecuente con el hecho de que el mayor aporte al ingreso está dado por la venta de energía, se tiene que el *periodo punta oficial* del SING también coincide con los mayores costos horarios anuales, salvo en septiembre, lo cual se puede constatar en la *Figura 5.1: Costos marginales horarios para el año 2011: S/E Crucero*. Aún más, se evidencia que incluso sin tener una estrategia definida a priori, el hecho de contar con un respaldo energético de 5 o más horas permite recibir gran porcentaje del máximo pago por *potencia firme*.

De las tablas anteriores se procede a graficar los ingresos obtenidos en cada estrategia, de modo de verificar su dinámica de crecimiento individual, similitudes y contrastes, entre ambas estrategias:

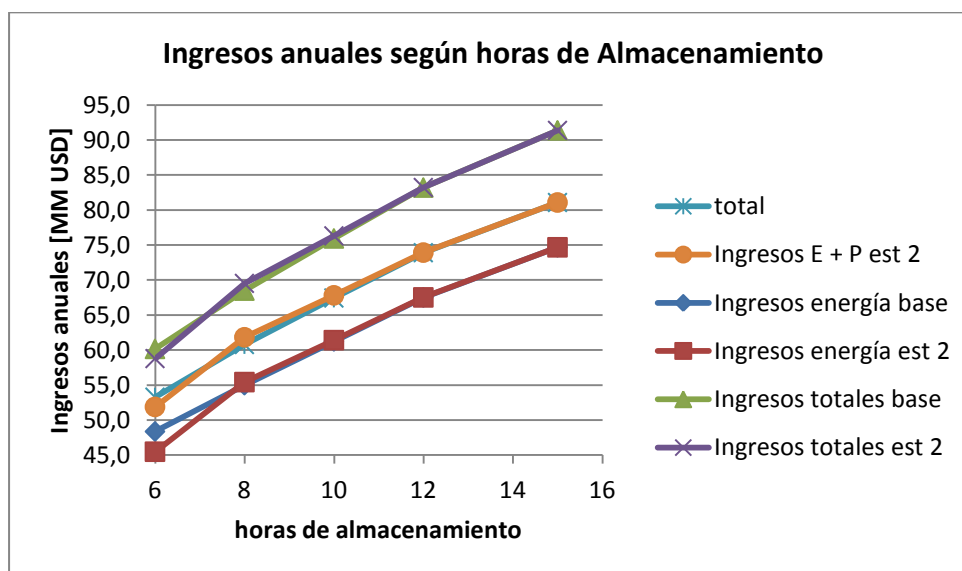


Figura 5.14: Comparación ingresos anuales globales: estrategia base y estrategia 2

Si bien que los ingresos crezcan a medida que aumenta el tamaño del sistema de almacenamiento no es información por si sola, se aprecia del gráfico anterior que ninguna de las dos estrategias presenta ingresos sobresalientes en relación a la otra. Por ejemplo, para un nivel de 6 horas de almacenamiento debería ser más conveniente: la *estrategia 2*, debido a que permite asegurar el despacho en horario punta en los meses de menor disponibilidad solar (época de invierno), por lo que obtiene mayores ingresos por potencia firme, pero coincidentemente los ingresos por venta de energía, en la estrategia base, superan a la disminución en el pago por *potencia firme*, dándose el resultado opuesto al esperado. A medida que aumenta la magnitud del sistema de respaldo las diferencias entre cada estrategia se van estrechando cada vez más, lo cual se explica porque en ambas estrategias se alcanza a cubrir el periodo punta, igualándose sus despachos. Por otro lado, la inclusión de ingresos por contratos de cuotas ERNC, provoca que el margen de ganancias aumente de manera más marcada a medida que aumentan las horas de autonomías de la central, esto se explica porque estos ingresos son proporcionales a la cantidad de energía despachada, lo cual depende directamente, sin estancamiento, del factor de planta de la planta solar. La última conclusión apoya nuevamente la idea de aumentar las horas de despacho, ahora sólo queda revisar si el costo adicional de esta acción es menor a los mayores ingresos a recibir, en el siguiente punto se comparará estas estrategias desde un punto de vista económico.

## 5.8. Indicadores Financieros

Estos indicadores ayudan a definir que opción es más conveniente con respecto a sus contrapartidas, desde un punto de vista económico, y además deben facilitar la toma de las decisiones de inversión a los agentes que puedan estar interesados en esta prometedora fuente energética. En este capítulo se analizarán las alternativas de conveniencia en la inversión a través del cálculo simplificado para dos indicadores financieros de habitual uso en el mercado bursátil: el periodo simple de recuperación del capital y el valor actual neto (VAN).

### 5.8.1. Periodo simple de recuperación del capital

A partir de las cantidades obtenidas en el análisis previo de los costos de inversión y de los ingresos obtenidos por venta de energía y potencia firme, se procede a estimar el periodo simple de recuperación de la inversión. La siguiente tabla resume el orden de magnitud de años que se demoraría en recuperar el capital invertido en la instauración de una central termosolar de 100 MW, en función de las horas de autonomía de despacho que esta posea sin presencia de luz solar:

horas de respaldo	retorno capital est. base (años)	retorno capital est. 2 (años)	retorno capital SA (años)
0	-	-	11,27
6	7,86	8,07	-
8	7,43	7,30	-
10	7,18	7,14	-
12	6,99	6,99	-
15	6,98	6,98	-

Tabla 5.17: periodo simple de retorno del capital: Sin contrato ERNC

En la tabla anterior se aprecia en relación a este indicador financiero:

- Este análisis sólo considera los ingresos por venta de energía y potencia firme.
- Resultan más convenientes las estrategias que consideran almacenamiento, salvo el tener que desembolsar una inversión mayor, en relación a la planta sin sistema de respaldo. Se puede llegar a disminuir este indicador de 11 a 7 años.
- Las estrategias con almacenamiento, base y 2, como ya se ha visto, entregan resultados muy similares.
- No existe mayor aumento de beneficio entre el salto de considerar 12 a 15 horas de almacenamiento para la central.

Ahora al considerar el pacto de contratos para la acreditación de venta de energía renovable, con empresas generadoras de cuya energía provenga de fuente convencional, este indicador mejora, en la forma como se muestra a continuación:

horas de respaldo	retorno capital est. base (años)	retorno capital est. 2 (años)	retorno capital SA (años)
0	-	-	9,82
6	6,96	7,13	-
8	6,59	6,49	-
10	6,38	6,35	-
12	6,21	6,21	-
15	6,19	6,19	-

**Tabla 5.18: periodo simple de retorno del capital: Con contrato ERNC**

Esta vez se puede comentar que:

- El análisis de los puntos anteriores, también es válido para este nuevo conjunto de datos.
- El considerar estos ingresos adicionales, baja el periodo de recuperación de capital en alrededor de un año, para cada tamaño de sistema de respaldo.
- Es conveniente aclarar que, a pesar de que este indicador mejora al aumentar las horas de respaldo nominal de la planta, existe un estancamiento en esta mejora. Por otro lado, este aumento de beneficio ya se encuentra saturado, no se puede seguir aumentado en forma infinita el tamaño de este sistema, porque esto sólo se traduciría, aparte de un aumento innecesario de inversión, en un desperdicio gigantesco de energía, salvo quizá en los 3 a 4 meses de invierno.

### 5.8.2. Valor Actual Neto (VAN)

El indicador anterior no considera la vida útil de la central, ni la rentabilidad asociada al riesgo (tasa de descuento) esperada por el agente inversionista, por lo que a continuación se despliega un cálculo simple del VAN que considera ingresos constantes iguales a los obtenidos en el 2011, en función de una ventana de vida útil variable de 10, 15 ó 20 años para las distintas estrategias vistas:

#### A. Ingresos: venta energía + potencia firme

### Planta sin almacenamiento

horas respaldo	Inversión (MM USD)	Ingresos (MM USD)	VAN (10 años) MM USD	VAN (15 años) MM USD	VAN (20 años) MM USD
0	322,2	28,6	-146,5	-104,7	-78,7

Tabla 5.19: Valor actual neto según vida útil proyecto: sin almacenamiento

### Estrategia Base

horas respaldo	Inversión (MM USD)	Ingresos (MM USD)	VAN (10 años) MM USD	VAN (15 años) MM USD	VAN (20 años) MM USD
6	418,9	53,3	-91,5	-13,7	34,7
8	451,6	60,8	-78,0	10,9	66,1
10	484,3	67,4	-69,8	28,7	90,0
12	517,0	73,9	-62,8	45,2	112,3
15	566,1	81,1	-67,8	50,7	124,3

Tabla 5.20: Valor actual neto según vida útil proyecto: estrategia base

### Estrategia 2

horas respaldo	Inversión (MM USD)	Ingresos (MM USD)	VAN (10 años) MM USD	VAN (15 años) MM USD	VAN (20 años) MM USD
6	418,9	51,9	-100,1	-24,2	22,9
8	451,6	61,8	-71,6	18,8	74,9
10	484,3	67,8	-67,5	31,6	93,2
12	517,0	73,9	-62,8	45,3	112,4
15	566,1	81,1	-67,8	50,7	124,3

Tabla 5.21: Valor actual neto según vida útil proyecto: estrategia 2

Con respecto a los resultados últimos, a partir del cálculo del VAN se comenta:

- La condición de una central sin almacenamiento térmico, aún para las positivas condiciones de insolación del norte de nuestro país, está lejos de ser rentable.
- La adición de almacenamiento provoca un aumento notable de este indicador, pero aún así, debido a la alta inversión inicial, se debe considerar un horizonte de evaluación de 15 años (y considerar más de 8 horas de autonomía) para que esta condición sea favorable. En relación a esto no se vislumbra mayor problema, porque este plazo está contenido en la vida útil con que se proyectan estas centrales.

### B. Ingresos: venta energía + potencia firme + contratos ERNC

Nuevamente, al considerar el ingreso adicional aportado por los contratos de acreditación de generación ERNC, se tendrán los siguientes resultados:

#### Planta sin almacenamiento

horas respaldo	Inversión (MM USD)	Ingresos + ERNC (MM USD)	VAN (10 años) MM USD	VAN (15 años) MM USD	VAN (20 años) MM USD
0	322,2	32,8	-120,7	-72,7	-43,0

**Tabla 5.22: Valor actual neto según vida útil proyecto: sin almacenamiento + contrato ERNC**

### **Estrategia Base**

horas respaldo	Inversión (MM USD)	Ingresos + ERNC (MM USD)	VAN (10 años) MM USD	VAN (15 años) MM USD	VAN (20 años) MM USD
6	418,9	60,2	-49,0	39,0	93,6
8	451,6	68,5	-30,7	69,5	131,6
10	484,3	75,9	-17,9	93,0	161,9
12	517,0	83,2	-5,8	115,8	191,3
15	566,1	91,4	-4,5	129,1	212,1

**Tabla 5.23: Valor actual neto según vida útil proyecto: estrategia base + contrato ERNC**

### **Estrategia 2**

horas respaldo	Inversión (MM USD)	Ingresos + ERNC (MM USD)	VAN (10 años) MM USD	VAN (15 años) MM USD	VAN (20 años) MM USD
6	418,9	58,8	-57,6	28,3	81,7
8	451,6	69,5	-24,5	77,1	140,1
10	484,3	76,3	-15,4	96,1	165,3
12	517,0	83,2	-5,8	115,8	191,3
15	566,1	91,4	-4,5	129,1	212,1

**Tabla 5.24: Valor actual neto según vida útil proyecto: estrategia 2 + contrato ERNC**

Nuevamente, el proyectar una planta sin almacenamiento no es alternativa rentable. Por otro lado los ingresos extras reportados, permiten que para un horizonte de evaluación de 15 años, todas las estrategias con respaldo térmico analizadas sean rentables.

La idea de presentar los resultados anteriores por separado no busca ser redundante, sino, más bien demostrar por un lado el impacto positivo de considerar esta estrategia adicional, contratos de acreditación de cuotas ERNC, y por otro lado, hacer ver que aún sin tomar en cuenta esta opción la central resulta rentable. Más aún, no se puede asegurar que este mecanismo siga siendo válido durante el total del horizonte de evaluación, por lo que en un escenario más conservador se obtendría resultados intermedios a ambas evaluaciones.

Con respecto a los resultados recién presentados, se recomienda tener presente las siguientes consideraciones:

- Se ha utilizado una tasa de descuento de 10%, valor común en un proyecto de mediano riesgo, como se plantea es este, ya que los costos del sistema y recurso solar disponible pueden ser estimados con alta precisión.

- Fácilmente se puede considerar una vida útil de 20 años a la planta solar para su evaluación, incluso este valor se puede extender hasta los 30 años, dado por la vida útil de sus partes constituyentes.
- No se han considerado otros aspectos, que influirían positivamente en el resultado del VAN, como la depreciación de los elementos de la *planta solar*, ni el aumento de los costos marginales de la energía, los que en este momento están fuertemente ligados a las alzas de los combustibles fósiles.
- Tampoco se pensó evaluar la alternativa de los bonos de carbono, ya que se plantea este proyecto como paliativo a las emisiones de *gases de invernadero* globales, por lo que no se toma en cuenta esta venta de certificados de emisiones CER para que otros puedan emitir lo que este proyecto evita.

Por último, se quiere dejar en claro que los costos utilizados en la evaluación anterior no están actualizados para nuestra realidad particular, en un sentido negativo, ya que según estudios (ACERA<sup>21</sup> y Bloomberg<sup>22</sup>) que apoyan la reciente medida impulsada por el senado de la república: proyecto 20/20, los costos de las ERNC en nuestro país ya serían económicamente competitivos con las *fuentes energéticas convencionales*, por lo que los indicadores financieros obtenidos debieran resultar más favorable que los obtenidos en forma previa. Ante esto, se pide valorar, por sobre todo, el procedimiento ordenado de este capítulo, y quedarse con la idea de que a futuro este escenario de evaluación debería ser aún más provechoso.

---

<sup>21</sup> Asociación chilena de energías renovables.

<sup>22</sup> Bloomberg new energy finance: proveedor líder en análisis independiente, datos y noticias en energía limpia y mercados de carbono, según su página web de presentación [36].

## 6. Conclusiones

A lo largo de este documento el lector se ha podido interiorizar acerca de la forma como producir electricidad a partir del aprovechamiento del recurso solar disponible en nuestro país, en particular en la zona del desierto de Atacama, ciudad de Calama, región de excelentes características como se pudo constatar en forma sencilla en los elevados factores de planta que se obtienen aún sin un sistema de almacenamiento incorporado. Lo primero en fijarse fue la tecnología de concentración de la central, donde se consideró una planta de receptor central con sales fundidas como *fluido térmico*, por las mejores eficiencias que presenta en su ciclo de conversión de la energía debido a las altas temperaturas que alcanza gracias al campo de reflectores (helióstatos) que concentran la radiación solar en un receptor central diseñado para estos fines.

La forma en como se abordó el diseño y análisis de esta central, fue a través del balance de energía durante régimen permanente en los principales componentes de esta: receptor, tanques de almacenamiento y bloque generador de vapor; de este modo se procedió a programar un conjunto de funciones en Matlab® que emulan la lógica de funcionamiento de la central, tanto en la captación y generación de la energía como en las estrategias de despacho y venta de esta misma. Finalmente, con la ayuda de Matlab® y Excel, se procedió a llevar a cabo el cálculo del VAN y el periodo de retorno del capital, para las distintas estrategias de despacho de la central, y en función del tamaño del sistema de almacenamiento térmico, a fin de encontrar que magnitud de respaldo resultaba provechosa en el diseño definitivo. El objetivo principal de este análisis era constatar el impacto positivo del sistema de almacenamiento para el desempeño de la central proyectada.

En cuanto al aporte y cumplimiento de los objetivos planteados en el capítulo introductorio, se mira en forma optimista el desarrollo de un procedimiento ordenado que podrá ser emulado en futuros análisis que sigan la línea de este tema. En particular, se aclaró la forma como opera el mercado eléctrico chileno, detallándose la forma como se puede estimar el pago por *potencia firme* y los ingresos por venta de energía, sacándose también a la luz una nueva estrategia de ingresos, la cual consiste en vender por medio contratos la acreditación del despacho de electricidad proveniente de ERNC a empresas de generación convencional, a fin de evitarles las multas aplicadas por la autoridad.

Dentro de este análisis completo, se pudo constatar que la venta de energía aporta la mayoría del ingreso anual percibido por la central no convencional, por lo que las estrategias que despachen dando preferencia a los horarios de mayores costos marginales de energía maximizarán los ingresos de esta. Esto se explica por los *costos variables* prácticamente nulos por MWh inyectado al sistema, lo que se traduce en que la planta solar esté despachada como base en la *orden de mérito* del CDEC, en su máximo. A pesar, de lo anterior se vio no se puede despreciar los ingresos por suministro de *potencia firme* en *horario punta* y los ingresos por contratos ERNC, ya que mejoran bastante los *indicadores financieros*.

Se comprobó que si la planta solar no utiliza respaldo térmico, aparte de enfrentar las dificultades técnicas conocidas, el proyecto jamás llega a hacerse rentable, por lo que este sistema se constituye como una pieza esencial que no puede ser olvidada. En este mismo sentido, se constató que los ingresos calculados para ambas estrategias revisadas: *estrategia base*, despacha siempre que sea posible hacerlo a su máxima capacidad; y la llamada *estrategia 2*, almacena energía para despachar a máxima capacidad en el horario punta a fin de maximizar el pago por *potencia firme*, presentaron ingresos muy similares. Más aún, para un sistema de respaldo superior a 10 horas de autonomía, estos ingresos resultaban idénticos, ya que, ambas estrategias adquirirían la propiedad de cubrir por



completo el periodo punta con la energía almacenada. Bajo esta misma idea, se descubrió un comportamiento anómalo, en el sentido que para una operación con 6 horas de almacenamiento, la *estrategia 2*, con mayores ingresos por potencia firme, recibe menores ingresos que la estrategia base, esto se explica en relación a la combinación particular de los costos marginales de energía a primera hora de la mañana que entregarían un margen mayor al despachar apenas sale el sol, por lo que el ingreso por energía nuevamente se comprobó con un mayor peso que los ingresos por potencia

Si bien se obtuvo que mientras mayor fuera el tamaño del almacenamiento, mejores resultaron los indicadores financieros, es necesario aclarar que el aumento excesivo del sistema de almacenamiento también reporta características negativas como:

- Sobre las 12 horas de respaldo se comienza a exceder la capacidad de asimilación máxima de la central, en los meses de verano, los que coinciden con el diseño nominal del campo solar.
- Existe un límite de saturación en el crecimiento de este sistema, en cuanto a la mejora de su desempeño: mayor energía despacha versus costo de inversión, factor de planta, etc. Hasta las 15 horas de autonomía este freno todavía no es tan marcado, lo que se explica a pesar del desperdicio (desenfoco) energético en verano, por la mejora del desempeño en los meses de invierno. No se recomienda aumentar el tamaño del almacenamiento sobre este valor.
- Nuevamente, debido a que los mayores ingresos se registran por venta de energía, todavía resulta rentable el crecimiento del almacenamiento hasta el valor anterior, se proyecta un aumento adicional estancaría este beneficio.

En relación a los resultados específicos obtenidos, a través de los indicadores financieros se hace posible comparar las estrategias con almacenamiento *versus* la que no posee este medio, los resultados obtenidos indican que contar con esta componente disminuye el periodo de recuperación del capital de 11 a 7 años, por otro lado, el VAN nunca será positivo sin almacenamiento, ni siquiera considerando una vida útil de la planta de 20 años. En cambio en los proyectos con almacenamiento, sobre las 8 horas de autonomía, todos presentan un VAN positivo al considerar un horizonte de evaluación de 15 años, incluso sin considerar los ingresos por contratos ERNC. Si se consideran los pactos legales por acreditación de inyección de energía limpia, los proyectos son siempre rentables para una vida útil considerada de 15 años, además disminuyen los plazos de recuperación del capital en promedio en un año. Esta separación se ha hecho por si no pudiera ocuparse a futuro esta estrategia, ante un cambio en la legislación.

Finalmente, si bien se concluye conviene elegir el sistema de almacenamiento más grande posible, hasta un tope cercano a las 15 horas dependiente de las características de insolación de la región de evaluación, esta elección deberá realizarse en la medida de que no se tenga una limitación del monto máximo disponible de inversión, en caso contrario se podrá elegir otra de las alternativas seleccionadas (hasta un tope mínimo de 6 horas de respaldo) con la certeza de que el proyecto seguirá siendo rentable. Por otro lado, el aporte de los contratos ERNC es bastante positivo, por ejemplo, hace aumentar el VAN del proyecto, en un horizonte de 15 años de evaluación, de 31,6 a 96,1 MM USD para un almacenamiento nominal de 10 horas, lo que deja en claro que el incentivo aplicado por el gobierno sí es efectivo, y podría ser aún más fuerte en caso de ser aprobado el proyecto 20/20.

Se destacan además, los siguientes aspectos positivos del trabajo actual en cuanto a sus características, y a la influencia en el desarrollo de futuros trabajos de evaluación del uso de energía solar:

- Se genera un procedimiento para abordar el diseño preliminar de una central termosolar. A pesar del cambio de algunas hipótesis, la idea y los resultados que se derivan de este trabajo se mantienen.
- Se entrega una idea de la operación de una central solar dentro del mercado eléctrico chileno.
- Se rescatan los efectos positivos innatos de un proyecto de estas características: la creación de fuentes de trabajo; el aporte a la disminución de la contaminación por emanaciones de dióxido de carbono y demás gases asociados; y la posibilidad de instaurar a nuestro país como exportador de esta tecnología.

### **Trabajos Futuros**

Los siguientes puntos pueden tenerse en cuenta para trabajos futuros en relación al tema de generación eléctrica solar:

- No se ha diferenciado estrategia entre los días de semana y los fines de semana, ni analizado una estrategia que genere bajo 5 horas de almacenamiento, esto porque este trabajo busca ver el aprovechamiento de los pagos por potencia firme. Se pueden tomar en cuenta estos casos al menos para descartar su conveniencia.
- Se puede intentar aumentar la eficiencia del campo solar tras la ubicación ordenada y preferencial de los helióstatos alrededor de la torre central.
- Se propone variar el valor de potencia nominal de la planta y ver como varía el VAN, y periodo de recuperación de la inversión de la nueva planta. Para llevar a cabo esto se debe tener acceso a las economías de escala y a precios confiables y actualizados para los diversos tamaños de las componentes a analizar.
- Se puede agregar a los códigos Matlab anexados una ponderación a la eficiencia técnica de la planta, la que dependerá de las horas anuales que la central generadora despache energía y del nivel de potencia promedio horario, para esto se deberá incluir una estrategia de despacho variable. Se adelanta que, si bien podrá bajar esta eficiencia, también podrán aumentarse los ingresos económicos por venta de energía preferencial en un horario de alto costo marginal.

## 7. Bibliografía

- [1] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile: Artículo 74°, D.F.L N° 4, publicado el 05 de Febrero 2007.
- [2] FLORES L. Carlos, “Optimización Técnico – Económica de un Sistema de Producción de Calor Solar para el Proceso de Electro – Obtención de Cobre”, Tesis para optar al grado de magíster en ciencias de la ingeniería mención mecánica, Universidad de Chile, Mayo 2009.
- [3] BRAKMANN Georg, ARINGHOFF Rainer, TESKE Sven: ESTIA, Greenpeace: “Energía Solar Termoelectrónica 2020: Pasos Firmes contra el Cambio Climático”.
- [4] <http://www.elmostrador.cl/ahora/2011/05/03/gobierno-presenta-comision-asesora-para-el-desarrollo-electrico-de-chile/>
- [5] Página web comisión nacional de energía: <http://www.cne.cl>
- [6] Diario oficial de la república de Chile: Artículo 3°, punto nueve, párrafo segundo: Ley N° 2.042: “Creación Ministerio de Energía”, Jueves 03 de Diciembre 2009.
- [7] Página web del Ministerio de Energía: <http://www.minenergia.cl>
- [8] PALMA B. Rodrigo, JIMÉNEZ E. Guillermo, ALARCÓN A. Ignacio: “Las Energías Renovables No Convencionales en el mercado eléctrico chileno”, Proyecto Energías Renovables No Convencionales (CNE/GTZ), marzo 2009.
- [9] Página web de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles: <http://www.sec.cl>
- [10] Página web Ministerio del Medio Ambiente: <http://www.mma.gob.cl>
- [11] Diario oficial de la república: Decreto supremo N° 291, 04 de Agosto 2008.
- [12] Diario oficial de la república: Ley corta N° 19.940, 13 de Marzo 2004.
- [13] DE LA CASTILLEJA, Rodrigo, “Diseño y estudio de factibilidad técnico-económica de una Central con Tecnología Solar Comprimida”, Memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, Universidad de Chile, Enero 2008.
- [14] ROMAN, Roberto, “Potencial de Aplicación de la Concentración Solar en Chile”, Curso CER – Universidad de Chile, 09 de Mayo 2010.
- [15] AT Kearney, “Solar Thermal Electricity 2025: Clean electricity on demand: attractive STE cost stabilize energy production”, June 2010.

- [16] MALDONADO G. Paula, “Despacho Óptimo de una Central Solar con Almacenamiento de Calor en Sales”, Memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, Universidad de Chile, 2011.
- [17] ROMERO Álvarez, Manuel, “Energía Solar Termoeléctrica”, Director Plataforma Solar de Almería, CIEMAT.
- [18] BRAKMANN Georg (Presenter), “ISCC Kuraymat Integrated Solar Combined Cycle Power Plant in Egypt”, Fichtner Solar GmbH, Paper FA4-S7 presented at 13th International Symposium on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Technologies, SolarPaces, June 20-23, 2006, Seville, Spain
- [19] ZHANG Hongli, WANG Zhiefeng, GUO Minghuan, LIANG Wenfeng, “Cosine efficiency distribution of heliostats field of solar thermal power towers plants”, Institute of Electrical Engineering, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100080 and Shenyang Institute of Engineering, Shenyang 110136, China; © 2009 IEEE.
- [20] DUNN Rebecca, HEARPS Patrick, WRIGHT Matthew, “Molten-Salt Power Towers: Newly Commercial Concentrating Solar Storage”, article included in Proceedings of the IEEE, Volume 100, Number 2: “The Intermittency Challenge: Massive Energy Storage in a Sustainable Future”, February 2012.
- [21] DEL TORO GARCÍA Xavier, RONCERO-SÁNCHEZ Pedro, PARREÑO Alfonso, FELIU Felipe, “Ultracapacitor-based Storage: Modelling, Power Conversion and Energy Considerations”, University of Castilla-La Mancha (Spain), Albacete Science and Technology Park (Spain), © 2010 IEEE.
- [22] GARCÍA F.S., FERREIRA A.A., POMILIO J.A., “Control Strategy for Battery - Ultracapacitor Hybrid Energy Storage System”, University of Campinas, Campinas, Brazil and Federal University of Pampa, Alegrete, Brazil, © 2009 IEEE.
- [23] BIANCHI S. Ernesto: “Electroquímica y Acumuladores”, apunte curso “Aplicaciones Industriales de la Energía Eléctrica”, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, 2010.
- [24] GAFFOR S. A., HARIPRAKSH B., SHUKLA A. K., “Nickel-Iron Battery-Based Electrochemical Energy Storage Systems for Rural/Remote Area Telecommunication”; NED Energy Ltd., 6-3-1109/1, Navbharat Chambers, Raj Bhawan Road, Hyderabad-500 082 and Solid State & Structural Chemistry Unit, Indian Institute of Science, Banaglore-560 012, India; © 2010 IEEE.
- [25] Página Web del Centro de Energías Renovables: <http://www.cer.gob.cl>

- [26] BIRD Richard E., HULSTROM Roland L., “A Simplified Clear Sky Model for Direct and Diffuse Insolation on Horizontal Surfaces”, Solar Energy Research Institute, February 1981.
- [27] DEMAR, Peter J., “Nickel - Iron”, Battery Research and Testing, Inc., Oswego, NY, USA, ©2011 IEEE.
- [28] Siemens Air-Cooled Generators SGen-100A-2P Series, Published by and copyright © 2010: Siemens AG, Energy sector.
- [29] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile: Ley 20.257, publicada el 01 de Abril del 2008.
- [30] Página web del CDEC-SING (<http://cdec2.cdec-sing.cl>): Inicio → Informes y Estudios → Transferencia entre Empresas → Pagos Transferencias de Potencia → Año: 2011 → Informes de Cálculo y Valorización de Potencia Firme: “Bases de Cálculo y Archivos de Salida Preliminar V.1”, publicado el 02 de Marzo 2012.
- [31] Comisión Ciudadana – Técnico – Parlamentaria para la Política y la Matriz Energética: “Chile Necesita una Gran Reforma Energética”, Octubre 2011.
- [32] Página web del National Renewable Energy Laboratory (<http://www.nrel.gov>): <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/operational.cfm>.
- [33] CNE/PNUD/UTFSN, Proyecto CHI/00/G32 “Chile: Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables”: “Irradiancia Solar en Territorios de la República de Chile”, año 2008.
- [34] Página web Servicio de Evaluación Ambiental (e - SEIA): <http://www.sea.gob.cl/>
- [35] Página web del CDEC-SING (<http://cdec2.cdec-sing.cl>): Inicio → Normativa → Procedimiento DO/DP/DAP → Resumen de Procedimientos → Elaboración de Movimiento de Equipos para Instalaciones del SING.
- [36] Página web de Bloomberg new energy finance: <http://www.newenergyfinance.com/>

## 8. Anexos

### 8.1. Anexo A: Detalle Modelo de Bird

#### Ecuaciones Básicas

- $I_d = I_0 \cdot \cos Z \cdot 0,9662 \cdot T_R \cdot T_O \cdot T_{UM} \cdot T_W \cdot T_A$
- $I_{as} = I_0 \cdot \cos Z \cdot 0,79 \cdot T_O \cdot T_{UM} \cdot T_W \cdot T_{AA} \cdot [0,5 \cdot (1 - T_R) + B_a \cdot (1 - T_{AS})] / [1 - M + M1,02]$
- $I_T = (I_d + I_{as}) / (1 - r_g \cdot r_s)$

Donde se tiene que:

- $I_d$  : Irradiancia directa en superficie horizontal ( $W/m^2$ ).
- $I_{as}$  : Irradiancia difusa en superficie horizontal ( $W/m^2$ ).
- $I_T$  : Irradiancia total (global) en superficie horizontal ( $W/m^2$ ).

#### Ecuaciones de Transmisión

- $T_R = \exp\{-0,0903 \cdot (M')^{0,84} [1 + M' - (M')^{1,01}]\}$
- $T_O = 1 - 0,1611 \cdot X_O \cdot (1 + 139,48 \cdot X_O)^{-0,3035} - 0,002715 \cdot X_O \cdot (1 + 0,044 \cdot X_O + 0,0003 \cdot X_O^2 - 1)$
- $X_O = U_O \cdot M$
- $T_{UM} = \exp\{-0,0127 \cdot (M')^{0,26}\}$
- $T_W = 1 - 2,4959 \cdot X_W \cdot [(1 + 79,034 \cdot X_W)^{0,6828} + 6,385 \cdot X_W]^{-1}$
- $X_W = U_W \cdot M$
- $T_A = \exp\{-\tau_A^{0,873} \cdot (1 + \tau_A - \tau_A^{0,7088}) \cdot M^{0,9108}\}$
- $\tau_A = 0,2758 \cdot \tau_{A,0.38} + 0,35 \cdot \tau_{A,0.5}$
- $T_{AA} = 1 - K_1 \cdot (1 - M + M^{1,06}) \cdot (1 - T_A)$
- $T_{AS} = T_A / T_{AA}$

- $r_s = 0,0685 + (1 - B_a)(1 - T_{AS})$
- $M = [\cos Z + 0,15 \cdot (93,885 - Z)^{-1,25}]^{-1}$
- $M' = M \cdot P/1.013$

A continuación se aclara que representa cada término utilizado en las expresiones de transmisión:

- $T_{AA}$  : Transmitancia tras absorción en aerosol.
- $B_a$  : Razón de dispersión hacia delante del aerosol.
- $T_{AS}$  : Transmitancia de dispersión de aerosol.
- $M$  : Masa de aire.
- $r_g$  : Albedo en el suelo.
- $r_s$  : Albedo de cielo o atmosférico.
- $M'$  : Masa de aire corregida en presión.
- $X_O$  : Cantidad total de ozono en trayectoria inclinada (cm).
- $U_O$  : Cantidad total de ozono en una columna vertical desde la superficie (cm).
- $X_W$  : Cantidad total de agua precipitable en trayectoria inclinada (cm).
- $U_W$  : Cantidad de agua precipitable en una columna vertical desde la superficie (cm).
- $\tau_A$  : Banda ancha de turbiedad relacionada con aerosol.
- $\tau_{A,0,38}$  : Espesor óptico en camino vertical desde la superficie para una longitud de onda de  $0,38 \mu m$ .
- $\tau_{A,0,5}$  : Espesor óptico en camino vertical desde la superficie para una longitud de onda de  $0,5 \mu m$ .
- $K_1$  : Constante asociada al grado de absorción del aerosol atmosférico.
- $P$  : Presión atmosférica de la superficie en estudio (mbar).

El parámetro  $B_a$  corresponde a la razón de radiación que es dispersa hacia delante o hacia la superficie terrestre tras interactuar con la capa de aerosol atmosférico, a continuación se muestran los valores límites que se podrían tener con respecto a esta variable:

$$B_a = \begin{cases} 1 & \text{para dispersión total hacia delante} \\ 0,5 & \text{para dispersión isotrópica} \\ 0 & \text{para dispersión total hacia atrás} \end{cases}$$

El cálculo del ángulo Zenit (Z) se realiza mediante una serie de relaciones astronómicas las cuales quedan definidas a partir de la latitud ( $\varphi$ ), hora ( $t_r$ ) y día ( $n$ ) del año de la zona en estudio. Los pasos a seguir y fórmulas utilizadas son:

Ángulo de declinación ( $\delta$ ):

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left\{ \frac{360(284 + n)}{365} \right\} (^\circ) \quad (8.1)$$

Donde  $n$  corresponde a los días del año numerados del 1 al 365, correspondiendo  $n = 1$  para el 1 de Enero y  $n = 365$  para el 31 de Diciembre.

Ángulo Horario solar ( $\omega_s$ ):

$$\omega_s = 15(t_s - 12) (^\circ) \quad (8.2)$$

Donde  $t_s \in [1, 24]$  corresponde al *tiempo solar* que no coincide durante el año completo con el tiempo dado por el reloj  $t_r$ , para relacionar ambas variables es que se emplea la llamada *ecuación del tiempo* EOT, la cual se detalla a continuación:

$$EOT = 0,258 \cdot \cos x - 7,416 \cdot \sin x + 3,648 \cdot \cos 2x - 9,228 \cdot \sin 2x \quad (8.3)$$

Con:

$$x = \frac{360(n - 1)}{365,242} (^\circ)$$

Una vez realizado el cálculo anterior se tiene la relación ya señalada como:

$$t_s = t_r + \frac{EOT}{60}$$

A partir de los ángulos previos se obtienen los ángulos *Observador – Sol*: altura ( $\alpha$ ), azimut ( $A_z$ ) y Zenit ( $Z$ ) de denotan la posición del sol con respecto a la zona en donde se instalará el campo de colectores solares:

Altura ( $\alpha$ ):

$$\sin \alpha = \sin \varphi \cdot \sin \delta + \cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega_s \quad (8.4)$$



Azimut ( $A_Z$ ):

$$\sin A_Z = \frac{\cos \delta \cdot \sin \omega_s}{\cos \alpha} \quad (8.5)$$

Zenit ( $Z$ ):

$$Z = 90^\circ - \alpha \quad (8.6)$$

De las variables enumeradas en los puntos anteriores, se detallan a continuación las que corresponden a parámetros de entrada en el modelo de estimación de *radiación en superficie horizontal*, los datos han sido tomados del trabajo correspondiente a la referencia [2], para la ciudad de Calama, II Región de Chile. Estos equivalen a:

- $\varphi = -22,59^\circ$
- $P = 775$  (mbar)
- $r_g = 0,2$
- $U_W = 1,5$  (cm)
- $U_O = 0,3$  (cm)
- $\tau_{A,0.38} = 0,05$
- $\tau_{A,0.5} = 0,1$
- $B_a = 0,82$  (Recomendada en [26] para zona rural)
- $K_1 = 0,1$  (Recomendado en [26])

## 8.2. Anexo B: Conceptos Termodinámicos

### ***Termodinámica***

La termodinámica es una disciplina empírica, es decir, se desarrolló en base a distintas observaciones de los procesos de transferencia de *calor* y *trabajo* entre sistemas físicos bien definidos, las que los distintos científicos entre los siglos XVIII y XIX (Lavoisier, Carnot, Clausius, Lord Kelvin, Joule, Gibbs) transformaron en enunciados y leyes matemáticas. Esta disciplina por su parte tiene la limitación que sus leyes se definen tras alcanzar algún estado de equilibrio, por lo que si el proceso se lleva a cabo en forma caótica no se tendrá certeza de que en los pasos intermedios se alcancen estos estados, lo que pone en duda la aplicación de estas. Por lo mismo en su análisis se realizan aproximaciones de los procesos reales en que las transiciones de estado ocurren a través de sucesivos pasos intermedios de equilibrio, lo cual es conocido como un *proceso cuasiestático*.

Además de lo que se adelantó en el párrafo anterior, la Termodinámica no entrega información de la rapidez de cambio de un estado de equilibrio a otro, ni de la forma en que el calor puede incorporarse a un cuerpo o cederse de este al medio, para esto se recurre a otra disciplina la denominada: *transferencia de calor*. A continuación se mostrarán las leyes más destacables de ambas disciplinas las que nos permitirán analizar los balances de energía y masa en nuestra planta termosolar.

### Primera ley de la Termodinámica

Se resume en los enunciados de la *conservación de la energía y masa*. De su análisis se extrapola la existencia de la *energía interna*  $U$  de los cuerpos, la cual se asocia al movimiento e interacción de los átomos y moléculas que conforman un cuerpo.

Al tener un *sistema cerrado*<sup>23</sup>, se cumplirá que:

$$\Delta E = Q + W \quad \text{ó} \quad \frac{dE}{dt} = \dot{Q} + \dot{W} \quad (8.7)$$

Donde la energía se compone usualmente de:

$$E = E_p + E_c + U$$

Donde:

- $E$  : Energía asociada al sistema.
- $Q$  : Calor absorbido por el sistema.
- $W$  : Trabajo mecánico realizado sobre el sistema.
- $E_p$  : Energía potencial.
- $E_c$  : Energía cinética.
- $U$  : Energía interna.

---

<sup>23</sup> En este sistema no existe pérdida de masa al ambiente.

Por lo tanto en un sistema que no cambie su referencia de altura ni su energía cinética, es decir, mantenga su energía mecánica constante la ecuación anterior pasa a expresarse como:

$$\Delta U = Q + W \quad (8.8)$$

Otra conclusión importante es que la energía sólo depende de los estados final e inicial, pero las variaciones de calor y trabajo dependerán del camino seguido al pasar de un estado al otro, por lo tanto en un proceso cíclico que regresa a su estado inicial se tendrá que:

$$Q + W = 0 \quad \text{ó} \quad Q = -W \quad (8.9)$$

El análisis se generaliza para *sistemas abiertos*<sup>24</sup>, en particular, centrándose en los principios de conservación de la masa y de la energía en un volumen de control:

Conservación de masa.

Matemáticamente este enunciado se formula de la siguiente manera:

$$\frac{dm_{VC}}{dt} = \dot{m}_e - \dot{m}_s \quad (8.10)$$

El término VC corresponde al volumen o porción de análisis en donde se evalúan los cambios termodinámicos. A continuación se ejemplifica este enunciado:

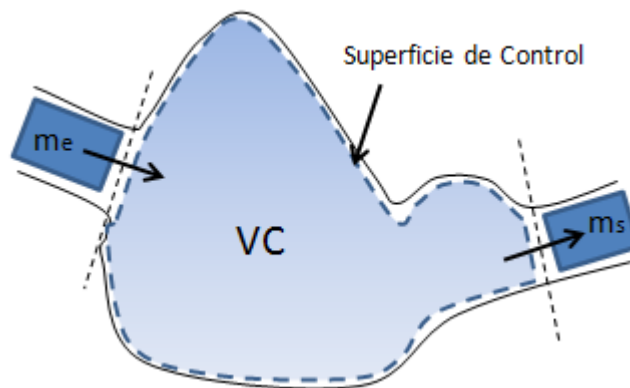


Figura 8.1: Sistema abierto genérico

Conservación de la Energía.

Se parte de la expresión general:

<sup>24</sup> Existe transferencia de energía y masa con el medio

$$\frac{dE_{VC}}{dt} = \dot{Q} + \dot{W} + \dot{m}_e(Pv)_e - \dot{m}_s(Pv)_s + \dot{m}_e \left( u + \frac{V^2}{2} + gz \right)_e - \dot{m}_s \left( u + \frac{V^2}{2} + gz \right)_s$$

Los términos  $\dot{m}_e(Pv)_e - \dot{m}_s(Pv)_s$ , conocidos como *trabajo de flujo*, corresponden a la energía que es necesaria suministrar para que el fluido circule a través del Volumen de control.  $P$ ,  $V$ ,  $g$ ,  $z$  y  $v$  corresponden respectivamente a la Presión, rapidez, gravedad, altura de referencia para medir la energía potencial del fluido y el volumen específico en las fronteras de entrada y salida de la región de control.

Se define la función entalpía  $h$  como:

$$h = u + Pv \quad (8.11)$$

Donde:

- $v$  : Volumen específico o por unidad de masa ( $m^3/kg$ ).

A partir de la definición de entalpía se obtiene la expresión final de la conservación de la energía:

$$\frac{dE_{VC}}{dt} = \dot{Q} + \dot{W} + \dot{m}_e \left( h + \frac{V^2}{2} + gZ \right)_e - \dot{m}_s \left( h + \frac{V^2}{2} + gZ \right)_s \quad (8.12)$$

Los términos  $u$ ,  $h$  y  $v$  son términos intensivos que no dependen de la cantidad de sustancia, corresponden a la energía interna, entalpía y volumen por unidad de masa.

Cuando se trabaja con problemas particulares, algunos de los términos pueden ser despreciados. En el caso del análisis de un tanque de almacenamiento se tendrá que los términos de energía mecánica, y el trabajo realizado hacia o desde el sistema se podrán despreciar. Si todavía no se desprecia el flujo de pérdidas de calor  $\dot{Q}_p$  al medio, se obtendrá la siguiente expresión:

$$\frac{dE_{VC}}{dt} = \dot{m}_e h_e - \dot{m}_s h_s - \dot{Q}_p \quad (8.13)$$

Continuando esta idea, en el cálculo de la entalpía se despreciará el término del *trabajo de flujo*  $Pv$ , por lo que esta resultará igual a la energía interna  $u$ . Esto se basa en el hecho de que si los flujos de entrada y salida del tanque poseen una rapidez similar entonces las presiones de entrada y salida  $P_e$  y  $P_s$  serán a su vez de un valor semejante, lo anterior sumado al hecho de que el volumen específico  $v$  también se mantiene constante por considerarse que el fluido es incompresible. De esto se tiene que la expresión general se simplifica a la siguiente expresión:

$$\frac{dE_{VC}}{dt} = \dot{m}_e u_e - \dot{m}_s u_s - \dot{Q}_p \quad (8.14)$$

### Segunda ley de la termodinámica

Esta se relaciona con la limitación en la eficiencia en la transformación del calor en trabajo efectivo en las *máquinas térmicas*, las cuales corresponden a cualquier sistema que genere potencia mecánica a través de un ciclo termodinámico, tal como lo hace una turbina de vapor. Para este trabajo no se entrará en mayor detalle, debido a que se trabajará con curvas de eficiencia de elementos reales de forma de determinar el grado máximo de conversión de energía calórica a trabajo mecánico útil.

### Transferencia de Calor

Esta complementa a la primera ley de la termodinámica en el sentido que estudia los fenómenos o modos de transferencia de calor. A través de sus relaciones permite calcular el flujo de calor producido en función del gradiente de temperatura, de las propiedades de conductividad y de naturaleza física del fenómeno (conducción, convección o radiación), por lo que puede calcular el tiempo que toma un proceso en alcanzar el equilibrio. Por la forma en que se ha abordado este trabajo, no se ahondará en esta disciplina, ya que con las relaciones de la termodinámica basta para realizar el balance energético de la central en régimen estacionario, es decir, una vez se ha alcanzado el equilibrio.

### 8.3. Anexo C: Radiación normal directa en solsticios y equinoccios

Se ha omitido la correspondiente al solsticio de verano debido a que esta fue especificada en el capítulo 3.6. Para el resto de las estaciones se observan los siguientes resultados:

Equinoccio de Otoño:

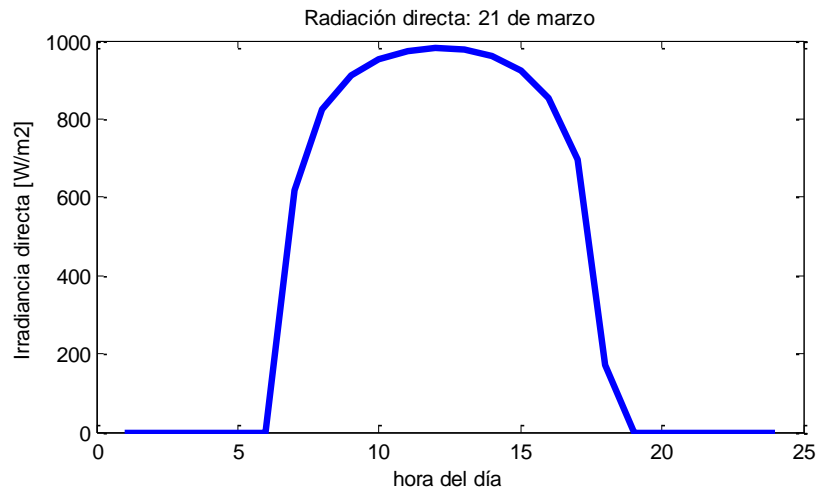


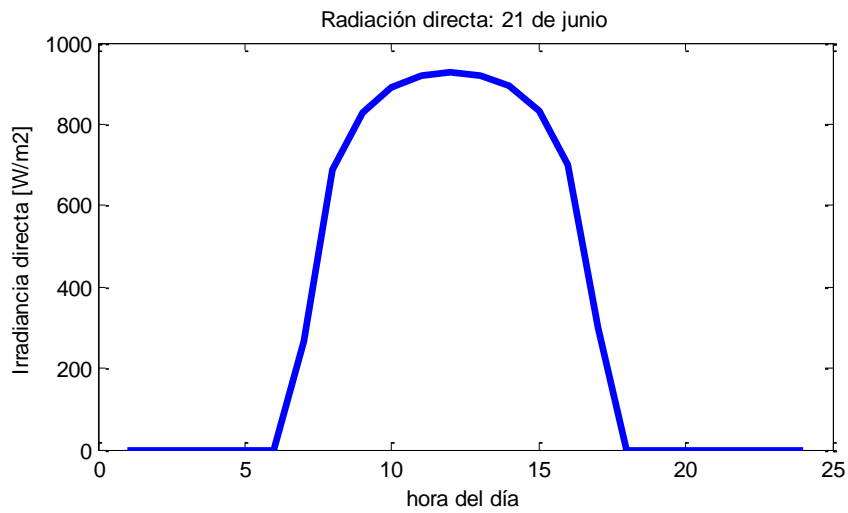
Figura 8.2: Radiación normal directa: día 21 de marzo

Hora del día	Insolación (Wh/m <sup>2</sup> )
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0
6	0
7	619
8	826
9	911
10	953
11	975
12	982

13	978
14	960
15	924
16	854
17	694
18	172
19	0
20	0
21	0
22	0
23	0
24	0
Total (Wh/m <sup>2</sup> )	9.848

Tabla 8.1: Radiación normal directa: día 21 de marzo

Solsticio de Invierno:

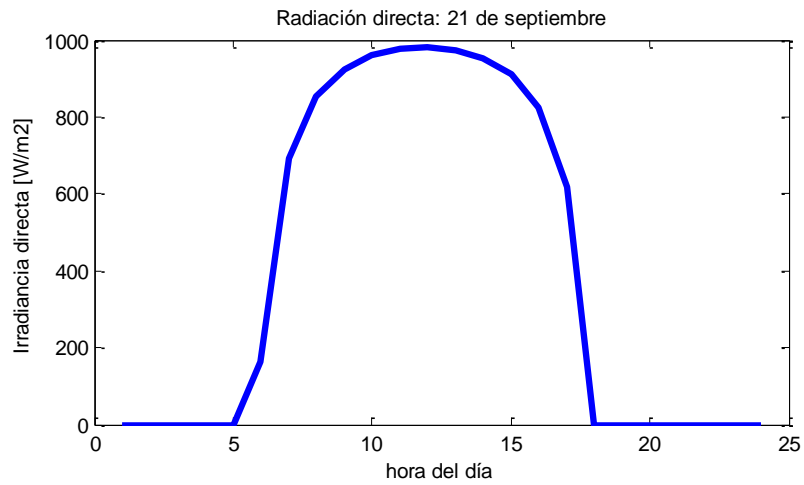


**Figura 8.3: Radiación normal directa día 21 de junio**

Hora del día	Insolación (Wh/m <sup>2</sup> )
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0
6	0
7	265
8	688
9	828
10	891
11	920
12	929
13	921
14	893
15	833
16	699
17	300
18	0
19	0
20	0
21	0
22	0
23	0
24	0
<i>Total (Wh/m<sup>2</sup>)</i>	8.168

**Tabla 8.2: Radiación normal directa día 21 de junio**

Equinoccio de Primavera:



**Figura 8.4: Radiación normal directa día 21 de septiembre**

Hora del día	Insolación (Wh/m <sup>2</sup> )
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0
6	162
7	691
8	853
9	924
10	960
11	978
12	982
13	975
14	953
15	911
16	826
17	619
18	0
19	0
20	0
21	0
22	0
23	0
24	0
<i>Total (Wh/m<sup>2</sup>)</i>	9.833

**Tabla 8.3: Radiación normal directa día 21 de septiembre**



## 8.4. Anexo D: Volumen tanque de almacenamiento y cantidad de horas de generación a máxima capacidad

En el cuerpo de este trabajo se ha analizado la salida de la planta y la variación del volumen almacenado en el tanque caliente a lo largo del día, para los solsticios de verano e invierno, a continuación se expone el resultado para los equinoccios de otoño y primavera:

Equinoccio de Otoño:

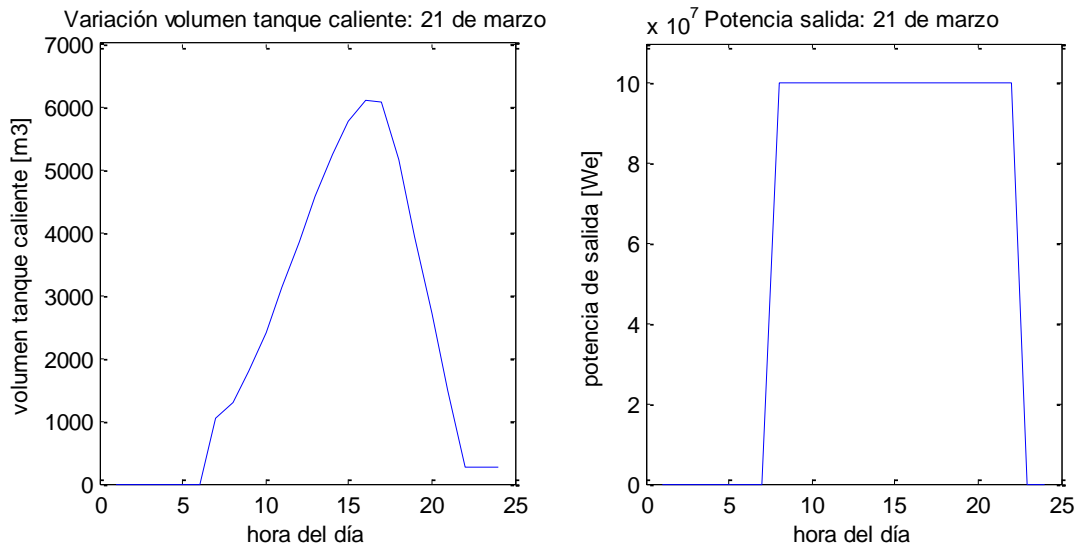


Figura 8.5: Variación volumen almacenamiento y potencia salida: 6 horas de almacenamiento

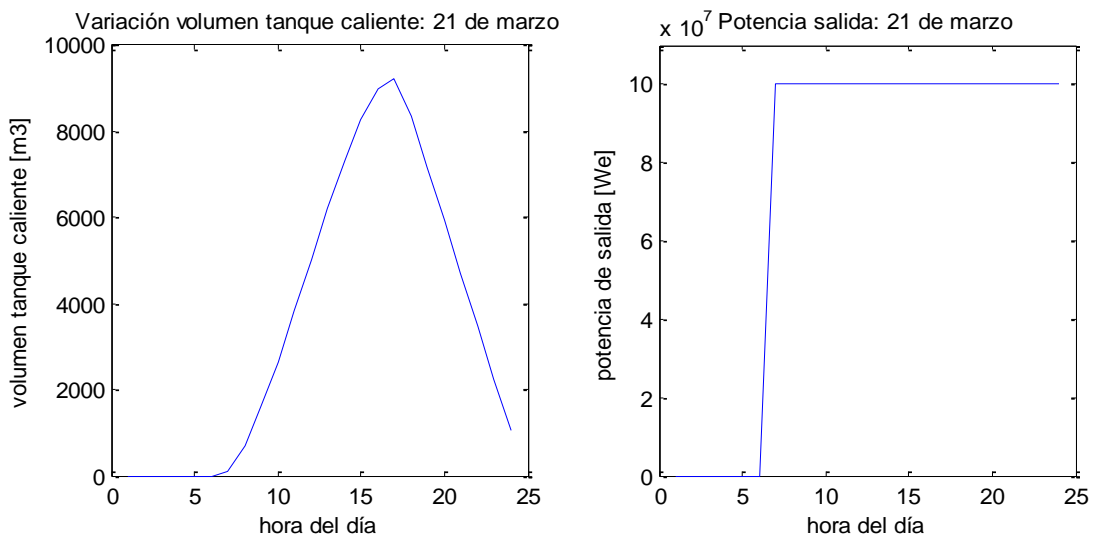
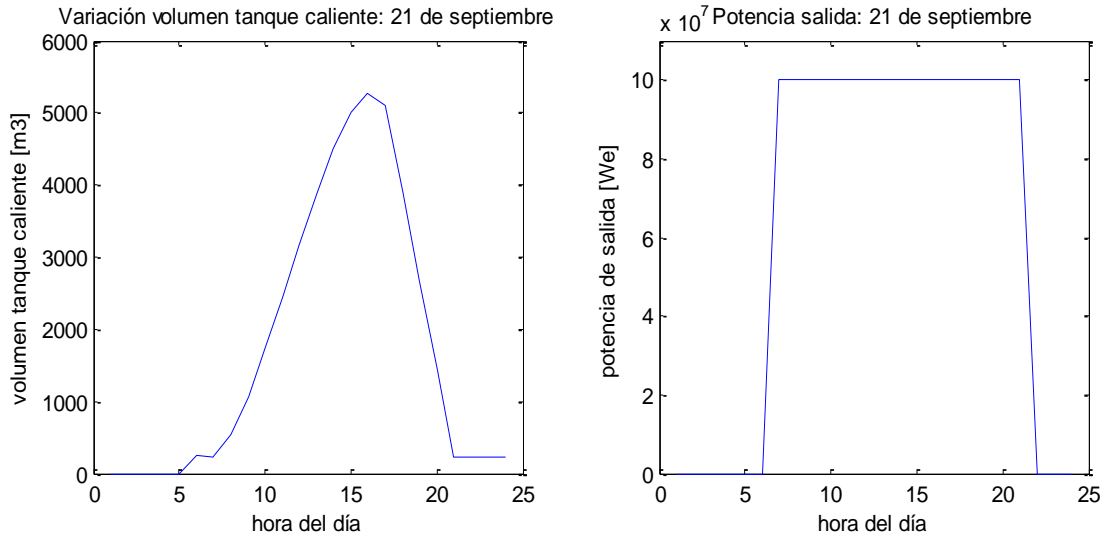
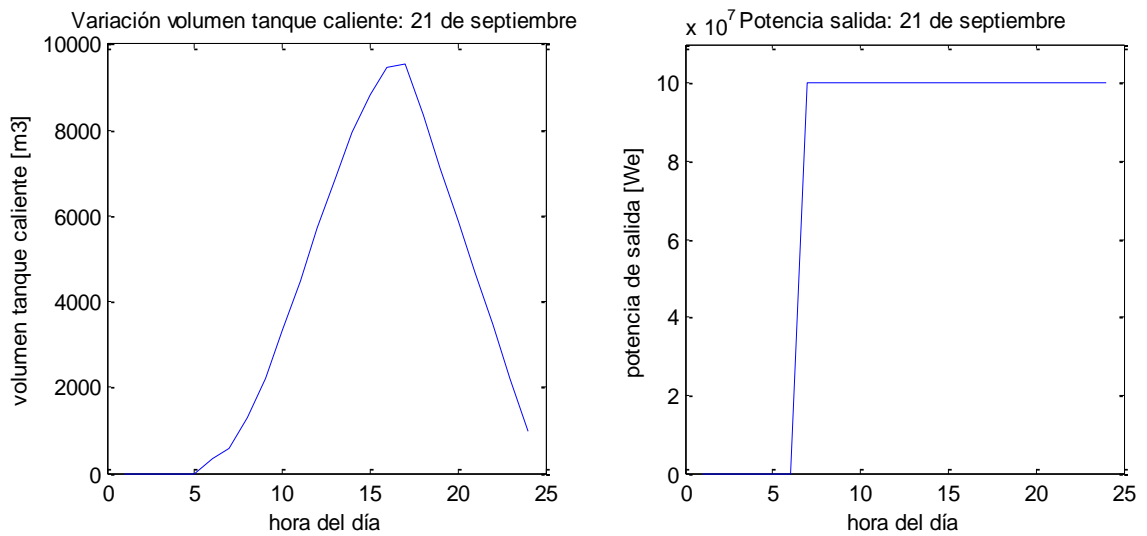


Figura 8.6: Variación volumen almacenamiento y potencia salida: 10 horas de almacenamiento

Equinoccio de Primavera:



**Figura 8.7: Variación volumen almacenamiento y potencia salida: 6 horas de almacenamiento**



**Figura 8.8: Variación volumen almacenamiento y potencia salida: 10 horas de almacenamiento**

Se observa una disponibilidad media en relación a la existente tanto en verano como en invierno.

## **8.5. Anexo E: Procedimiento Cálculo de Potencia Firme**

Este resumen se basa en los procedimientos respectivos publicados por la *Dirección de Peajes* del CDEC – SING en su sitio web [30].

### **8.5.1. Empresas que participan en los Balances de Potencia**

Las empresas generadoras que participarán en el *Balance Definitivo de Potencia* corresponderán a aquellas que cumplan con la siguiente condición:

a) Durante el año de cálculo del Balance de Potencia posean medios de generación en operación comercial.

Las empresas generadoras que participarán en el *Balance Preliminar de Potencia* corresponderán a aquellas que cumplan con alguna de las siguientes condiciones:

a) Al 31 de octubre del año anterior al año de cálculo posean medios de generación en operación comercial.

b) Al 31 de octubre del año anterior al año de cálculo hayan informado a la Comisión Nacional de Energía y al CDEC-SING de alguna unidad generadora con fecha estimada de puesta en servicio dentro del año de cálculo.

### **8.5.2. Antecedentes para el Balance de Potencia**

Por otro lado, para realizar el balance de Transferencia de Potencia Preliminar y Definitivo, cada empresa generadora debe entregar a la *Dirección de Peajes* la siguiente información:

a) Demandas máximas comprometidas con los clientes:

- Demandas de potencia horarias comprometidas con sus clientes, con detalle mensual, en los respectivos puntos de retiro.
- Punto de retiro y punto de conexión al sistema de transmisión de cada uno de los clientes.
- Para aquellos clientes que retiren de dos o más barras del sistema, la previsión que debe ser informada corresponde a la máxima coincidente del cliente, distribuida en los distintos puntos de retiro.
- Cambios en los contratos de suministro a clientes.

b) Fecha de entrada, retiro y traslado de unidades generadoras y de componentes de unidades generadoras del SING.

c) Antecedentes técnicos disponibles en la Base de Datos de Información Técnica de las instalaciones del SING de la Dirección de Operación y Dirección de Peajes del CDEC-SING.

d) Fecha de inicio de operación comercial para las nuevas unidades generadoras y de componentes de unidades generadoras, que hayan sido informadas a la Comisión y al CDEC-SING.

- e) *Mantenimiento mayor* de: unidades generadoras, líneas de transmisión y subestaciones.
- f) Potencia contratada con otras empresas que poseen medios de generación sujetos a coordinación del CDEC-SING, que participan en las transferencias de potencia.
- g) Monto y fecha de los pagos recibidos y realizados durante el año, para efectos de *reliquidación*<sup>25</sup>.

### **8.5.3. Estadísticas para el Balance de Potencia**

Los *Estados Operativos* de las unidades o componentes se encuentran definidos en el Procedimiento DO<sup>26</sup>: “*Elaboración de Movimiento de Equipos para Instalaciones del SING*” [35], corresponden a los siguientes:

- a) Conectada Normal (N)
- b) Limitación Programada (LP)
- c) Limitación Forzada (LF)
- d) Limitación de Combustible (LC)
- e) Prueba Operacional (PO)
- f) Prueba DO (PDO)
- g) Prueba en Mantenimiento Mayor (PMM)
- h) Restricción Operativa (RO)
- i) Desconectada Normal (DN)
- j) Desconectada con Limitación Programada (DLP)
- k) Desconectada con Limitación Forzada (DLF)
- l) Desconectada con Limitación de Combustible (DLC)
- m) Mantenimiento Mayor (MM)
- n) Desconexión Programada (DP)
- o) Desconexión Forzada (DF)
- p) Falla Externa (FE)
- q) Desconectada con Restricción Operativa (DRO)
- r) Prueba de Puesta en Servicio (P)
- s) Conectada a Sistema Externo (CSE)
- t) No computa indisponibilidad (NCI)

La estadística obtenida del Movimiento de Equipos es la base para la elaboración de la Estadística para el Balance de Potencia.

### **8.5.4. Control Estadístico**

---

<sup>25</sup> Pago mensual cuyo objetivo es saldar la diferencia entre el balance de potencia preliminar y el definitivo.

<sup>26</sup> Dirección de Operaciones del CDEC - SING

Corresponde a la clasificación de los *Estados Operativos*, determinados en la *Estadística para Potencia*, necesarios para el cálculo de la Potencia Inicial e Indisponibilidad de las unidades generadoras.

Para determinar la *Potencia Inicial* de las unidades generadoras o componentes de unidades generadoras, los *estados operativos* se clasificarán de acuerdo a lo siguiente:

- a) Disponible.
- b) No Disponible.
- c) Otro.

Para cada caso, los estados operativos de las unidades generadoras o componentes de unidades generadoras que se consideran son los que se indican a continuación:

Estado Operativo		
Disponible	No Disponible	Otro
N	DF	P
LP	DP	CSE
LF	FE	
LC	MM	
PO	PMM	
PDO	NCI	
RO		
DN		
DLP		
DLF		
DLC		
DRO		

**Figura 8.9: Estados operativos para la estadística de operación de la central**

Para determinar la tasa de salida forzada o *Indisponibilidad* de las unidades generadoras o componentes de unidades generadoras, los estados operativos se clasificarán de acuerdo a lo siguiente:

- a) Computa Tiempo de Operación.
- b) Computa Tiempo de Falla.
- c) Fuera de Servicio.
- d) Otro.

Para cada caso, los estados operativos de las unidades o componentes que se consideran son los que se indican a continuación:

Estado Operativo			
Computa Tiempo de Operación	Computa Tiempo de Falla	Fuera de Servicio	Otro
N	DF	DN	P
LP	DP	DLP	PMM
LF		DLF	CSE
LC		DLC	NCI
PO		DRO	
PDO		MM	
RO		FE	

Figura 8.10: Clasificación de los estados operativos para el cálculo de la Indisponibilidad de la central

### 8.5.5. Demandas de Potencia

#### Definiciones:

**Demanda Máxima del SING:** Es el máximo valor de la demanda media horaria bruta del SING, observado en las *horas de punta* del SING.

**Demanda de potencia punta mensual de un cliente:** Se determinará como el valor máximo de las demandas máximas medias horarias mensuales del cliente, registradas en horas de punta del SING, calculada para la última ventana móvil de 12 meses.

Sin perjuicio de lo anterior, para el caso de clientes que inician su suministro en el SING durante el año de cálculo, sólo se considerará la demanda de potencia de punta mensual del cliente desde el mes en el que se inicie el suministro. Para el caso de clientes que terminan su suministro en el SING durante el año de cálculo, se determinarán las demandas de potencia de punta mensual sólo hasta el año en que requirió suministro desde el sistema, incluyendo todos los meses en que exista suministro en el período determinado por la ventana móvil respectiva.

**Demanda de potencia en horas de punta de cada cliente:** corresponde al retiro de potencia que se debe reconocer en el balance que corresponda. Será igual a la demanda máxima anual del sistema, descontadas las pérdidas de transmisión, multiplicado por el *factor de participación* de cada cliente  $f_i$  definido a continuación:

$$f_i = \sum_{j=1}^{12} Dp_{i,j} / \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^N Dp_{i,j}$$

En que:

$f_i$  : Factor de Participación del Cliente  $i$ .

$Dp_{i,j}$  : Demanda de potencia de punta del cliente  $i$  para el mes  $j$ .

$N$  : Número de clientes del SING.

### 8.5.6. Potencia Inicial

**Histograma de Potencias Máximas de una unidad generadora:** Registra su oferta de potencia bruta máxima en todas las horas del *período de observación*. Los estados que contribuyen a la construcción del *histograma* son aquellos que indican que la *unidad está disponible*.

Para aquellas nuevas unidades térmicas que inicien su operación comercial, y solamente para el *Balance Preliminar* del año en que el inicio de la operación comercial de dicha unidad esté informado por el respectivo generador, la potencia inicial se supone igual a la **potencia nominal**.

#### **Unidades generadoras con fuente no convencional:**

La *Potencia Inicial* de unidades generadoras cuya fuente sea *no convencional*, tales como: geotérmica, eólica, **solar**, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas y cogeneración, será determinada conforme a los mismos procedimientos de las unidades generadoras convencionales, en función del tipo de combustible que utilice.

Para tal efecto, se utilizará la información estadística que aporte cada propietario, la cual será procesada en forma consistente con las metodologías utilizadas por la DO para unidades generadoras convencionales, esto es, considerando el peor escenario de disponibilidad media anual del Insumo Principal que corresponda (radiación solar en nuestro caso).

### 8.5.7. Indisponibilidad

También denominada como “*Índice de Tasa de Salida Forzada*”. Se define de la siguiente manera:

$$Ind_T = \frac{T_{Falla}}{T_{Operación} + T_{Falla}}$$

Donde:

- $T$  : Período de observación de la estadística para el cálculo del *índice de tasa de salida forzada*.  
El período de observación utilizará la información disponible a partir del 1° de Enero de 2000, y corresponderá a una ventana móvil terminada a lo más a 60 días antes del cálculo de la potencia que corresponda. La duración de la ventana móvil se extenderá hasta completar los últimos 5 años cronológicos.
- $T_{Operación}$  : Total de horas del *período de observación* donde la unidad generadora o componente de una unidad generadora registra estados operativos que califican en el estado *Computa Tiempo de Operación*.

- $T_{Falla}$  : Total de horas del *período de observación* donde la unidad generadora o componente de una unidad generadora registra estados operativos que califican en el estado *Computa Tiempo de Falla*.

### Indisponibilidad equivalente

La *estadística* de una unidad generadora o componente de una unidad generadora para el *balance de potencia*, se obtiene de un período de observación igual a los últimos 5 años cronológicos:

- a) Balance Preliminar - Indisponibilidad con 5 años inmediatamente anteriores.
- b) Balance Definitivo - Indisponibilidad con 5 años incluido el año del balance.

En los casos en que sea necesario, para completar los años de la estadística que conduce a la *indisponibilidad* para el balance de potencia, en adelante *indisponibilidad equivalente*, se procederá como se indica a continuación.

Se utiliza un índice de indisponibilidad inicial ( $Ind_{Inicial}$ ) cuyo peso equivale a 1 año cronológico y vigente hasta el quinto año cronológico.

La *indisponibilidad inicial* proviene de la indisponibilidad de partida informada por la empresa titular o, en su defecto, a partir del valor que determine la DP sobre la base de valores estadísticos de otras unidades de similares características.

La expresión de la indisponibilidad equivalente es:

$$Ind_{equivalente} = \begin{cases} \frac{Ind_{Inicial} + T \cdot Ind_T}{T + 1} & T < 5 \text{ años} \\ Ind_{\text{últimos 5 años}} & T \geq 5 \text{ años} \end{cases}$$

Para el caso de unidades que cuenten con subestaciones o líneas de transmisión dedicadas exclusivamente a conectar esta unidad al sistema, estos equipos deben entenderse parte integral de la unidad para efectos de computar *Indisponibilidad*.

### 8.5.8. Cálculo del Balance de Potencia

Cada empresa generadora deberá estar en condiciones de satisfacer, en cada año, su *demanda de potencia*, considerando la *potencia de suficiencia* propia y la adquirida a otras empresas generadoras que operen en sincronismo con el sistema.

Para cada generador, la DP<sup>27</sup> verificará el cumplimiento de lo anterior, realizando un balance de potencia firme.

#### **Potencia firme preliminar de una unidad generadora.**

<sup>27</sup> Dirección de Peajes del CDEC – SING.



La potencia *Firme* preliminar de una unidad generadora se obtendrá considerando la potencia esperada que la unidad aportaría para un nivel de seguridad del sistema igual a la probabilidad de excedencia de la *Potencia Firme*.

Esta queda determinada por las siguientes expresiones:

$$(1) PEPP = 1 - LOLP_{hp}$$

$$(2) PEPP = 1 - LOLP_{dm}$$

En donde:

- $PEPP$  : Probabilidad de excedencia de la potencia.
- $LOLP_{hp}$  : Probabilidad de pérdida de carga en las horas de punta del SING.
- $LOLP_{dm}$  : Probabilidad de pérdida de carga para la Demanda de Punta del SING.

La probabilidad de pérdida de carga para la Demanda de Punta del SING (en horas punta) es la probabilidad de que la Demanda Máxima del SING sea mayor o igual a la oferta de potencia de las unidades generadoras disponibles (en horas punta) en el SING.

En el cálculo de la potencia firme preliminar se deberá considerar la indisponibilidad mecánica, la variabilidad hidrológica, el nivel de los embalses y los tiempos necesarios para la partida e incrementos de carga de las unidades que permitan responder ante fallas de corta duración del sistema.

### **Potencia Firme de una unidad generadora.**

La potencia firme de una unidad generadora se obtendrá multiplicando la potencia firme *preliminar* por un *factor único*, igual a la razón entre la Demanda Máxima del SING y la suma de las potencias firmes preliminares de las unidades generadoras del SING.

#### **8.5.9.Cálculo de la Potencia de Firme Preliminar**

La potencia preliminar mide el atributo de *suficiencia* de una unidad generadora, y para su cálculo se utilizan las siguientes variables:

- a) Potencia Inicial:  $P_I$  (MW).
- b) Demanda Máxima del SING:  $D_{Máx}$  (MW).
- c) Indisponibilidad equivalente:  $Ind_{equivalente}$  ( $^{\circ}/1$ ).

Además, se utilizan los siguientes parámetros:

- d) Potencia Máxima bruta:  $P_{Máx}$  (MW).
- e) Mínimo Técnico bruto: MT (MW).

- f) Consumos propios:  $C_p$  ( $^{\circ}/1$ ).
- g) Tiempo de Partida Fría:  $T_p$  (horas).
- h) Tasa de Incremento de Carga: RTC (MW/minuto).

La potencia firme preliminar por su parte agrega adicionalmente el atributo de *Seguridad* de una unidad generadora, determinados a partir de la contribución del:

1. Cálculo Caso Tiempo de Partida y,
2. Cálculo Caso Tiempo de Incremento de Carga.

En el Balance Preliminar se utilizan los parámetros vigentes al momento del cálculo. Para el Balance Definitivo se utilizan los que correspondan al año respectivo. La expresión de cálculo es la siguiente:

$$PF_S = P'_I \cdot (1 - Ind_{equivalente}) \cdot \frac{\Pr\{P'_S > (D_{Máx} - P'_I)\}}{\Pr\{P_S > D_{Máx}\}}$$

Donde:

$$P'_I = P_I \cdot (1 - C_p)$$

- $P'_I$  : Potencia Inicial Neta
- $PF_S$  : Potencia Firme Caso Suficiencia de una unidad.
- $Pr$  : Función probabilidad de excedencia.
- $P'_S$  : Variable aleatoria que representa los aportes de potencia de todas las unidades del sistema, con excepción de aquella que está siendo evaluada.
- $P_S$  : Variable aleatoria que representa los aportes de potencia de todas las unidades del sistema, incluida aquella que está siendo evaluada.

### **Cálculo Caso Tiempo de Partida.**

El Caso Tiempo de Partida resulta de ponderar la *Potencia Inicial* de la unidad, descontados los consumos propios, por el factor tiempo de partida ( $Ftp$ ):

- $PF_{TP} = P_I(1 - C_p)Ftp$

Donde:

$$Ftp = \begin{cases} 1 - \frac{T_p}{10} & T_p \leq 5 \text{ horas} \\ \frac{5}{2 \cdot T_p} & T_p > 5 \text{ horas} \end{cases}$$

Donde:

$PF_{TP}$  : Potencia Caso Tiempo de Partida de una unidad.  
 $Ftp$  : Factor tiempo de partida de una unidad.

### Cálculo Caso Tiempo de Incremento de Carga

El Caso Tiempo de Incremento de Carga resulta de ponderar la Potencia Inicial de la unidad, descontados los consumos propios, por el factor tiempo de incremento de carga ( $Ftc$ ):

- $PF_{TC} = P_i(1 - Cp)Ftc$

Donde:

$$Ftc = \begin{cases} 1 - \frac{Tc}{10} & Tc \leq 5 \text{ horas} \\ \frac{5}{2Tc} & Tc > 5 \text{ horas} \end{cases}$$

Además:

$$Tc = \frac{P_{M\acute{a}x} - MT}{60 \cdot RTC}$$

Las variables corresponde a:

$PF_{TC}$  : Potencia Caso Tiempo de Incremento de Carga de una unidad.  
 $Ftc$  : Factor tiempo de incremento de carga de una unidad.

Finalmente la *Potencia Firme preliminar* se obtiene según la siguiente relación:

$$PF_p = 0,5 \cdot PF_s + 0,25 \cdot PF_{TP} + 0,25 \cdot PF_{TC}$$

Se definen, además, *subperiodos* de acuerdo a la variación de la capacidad de oferta del parque generador, de acuerdo a esto, la potencia firme de cada unidad generadora se calculará como la suma ponderada de la potencia firme aportada por la unidad generadora en cada *subperiodo* definido.

#### 8.5.10. Valorización del Balance de Potencia

El costo marginal de la potencia a utilizar para la valorización de las transferencias de potencia punta, en caso del cálculo de potencia firme, entre empresas generadoras será el *precio de nudo* de la potencia en cada barra de transferencia.

Se debe considerar las variaciones que experimente el precio de la potencia mes a mes, según corresponda, conforme lo establezcan los decretos tarifarios pertinentes y sus indexaciones.

## 8.6. Anexo F: Códigos fuente Matlab® utilizados

Este anexo busca incluir los códigos más importantes que han ayudado en la explicación y obtención de resultados en este trabajo, estos son los siguientes:

### 1. Método de Bird.

```
function B = Bird(n,treloj)

%parámetros de entrada:
Io = 1353;
%constante solar, Irradiación solar extraterrestre: 1.367 W/m2
P = 775;           %Presión en la superficie (mbar).
%Rg = 0.2;        %albedo en el suelo.
Uw = 1.5;         %vapor de agua precipitable; cantidad de agua
precipitable en una columna vertical desde la superficie cm.
Uo = 0.3;         %ozono total; cantidad de ozono en una columna vertical
desde la superficie cm.
Tau_0_38 = 0.05; %turbiedad a una longitud de onda de 0,38 y 0,5 um.
Tau_0_5 = 0.1;   %Profundidad óptica desde la superficie en camino
vertical correspondiente a una longitud de onda de 0.38 y 0.5 um.
%Ba = 0.83;      %razón de dispersión hacia delante por aerosol.
                %tiempo solar ts(no coincide con el tiempo del reloj).

%alpha;         %ángulo de altura
%Az;            %ángulo de azimut
phi = -22.59*pi/180; %latitud en radianes (22° 28' latitud sur).
%Kl = 0.1;
%Cálculo de ángulos de referencia

delta = pi*23.45*sin(pi*360*(284 + n)/(365*180))/180; %ángulo
declinación en radianes.

x = pi*360*(n - 1)/(365.242*180); %en radianes
EOT = 0.258*cos(x) - 7.416*sin(x) - 3.648*cos(2*x) - 9.228*sin(2*x);
%Ecuación del tiempo
ts = treloj + EOT/60;
omega = pi*15*(ts - 12)/180; %ángulo horario en radianes

%ángulos observador - sol

alpha = asin(sin(phi)*sin(delta) + cos(phi)*cos(delta)*cos(omega));
%Az = asin(cos(delta)*sin(omega)/cos(alpha));
Z = pi/2 - alpha; %en radianes

M = (cos(Z) + 0.15*(93.885 - Z*180/pi)^-1.25)^-1; %Masa de aire.
Xo = Uo*M; %cantidad total de
ozono en una trayectoria inclinada (cm).
Xw = Uw*M; %cantidad total de agua
precipitable en una trayectoria inclinada (cm).
Mp = M*P/1013; %Masa de aire corregida
en presión
```

```

Tau_a = 0.2758*Tau_0_38 + 0.35*Tau_0_5;           %Banda ancha
(profundidad) de turbiedad relacionada con aerosol.

Tr = exp(-0.0903*Mp^0.84*(1+Mp-Mp^1.01));
%Transmitancia de dispersión de Rayleigh.
To = 1 - 0.1611*Xo*(1+139.48)^-0.3035 -
0.002715*Xo*(1+0.044*Xo+0.0003*Xo^2)^-1;   %Transmitancia de absorción en
ozono.
Tum = exp(-0.0127*Mp^0.26);
%Transmitancia de absorción en gases uniformemente mezclados (dióxido de
carbono y oxígeno).
Tw = 1 - 2.4959*Xw*((1+79.034*Xw)^0.6828 + 6.385*Xw)^-1;
%Transmitancia de absorción en vapor de agua.
Ta = exp(-Tau_a^0.873*(1 + Tau_a - Tau_a^0.7088)*M^0.9108);
%Transmitancia de absorción y dispersión de aerosol.

%Taa = 1 - K1*(1 - M + M^1.06)*(1 - Ta); %K1 representa la absorbitancia
del aerosol; Transmitancia tras absorción de aerosol.
%Tas = Ta/Taa; %Transmitancia de dispersión de
aerosol.
%Rs = 0.0685 + (1 - Ba)*(1 - Tas); %Albedo atmosférico o de cielo.

%Id = Io*cos(Z)*0.9662*Tr*To*Tum*Tw*Ta; %Irradiancia solar directa en
superficie horizontal.
Id = Io*0.9662*Tr*To*Tum*Tw*Ta;
%Ias = Io*cos(Z)*0.79*To*Tum*Tw*Taa*(0.5*(1-Tr)+Ba*(1-Tas))/(1-M+M^1.02);
%Irradiancia solar en superficie horizontal producto de la dispersión
%atmosférica
%IT = (Id+Ias)/(1-Rs*Rg);
%Irradiancia solar Global en superficie horizontal.

%B = [Id Ias IT];
if alpha >=0
B = Id; %irradiancia directa máxima, obtenida mirando de frente al sol.
else
B = 0;
end

end

```

## 2. Radiación horaria

```

function rad_h = radiacion_horaria3(n,coordenadas,pond)
% esta función retorna la radiación horaria para un arreglo geométrico
fijo del campo solar agregando una ponderación al resultado final por
presencia de nubosidad pond.

h = 150; %[m]
A = 100; %[m2]

rad = ones(1,24);%guarda radiación de las 24 horas del día para el día n.

```

```

for i=1:24
    rad(1,i)= pond(i)*Bird(n,i);    %radiación en [W/m2].
end

tamano = size(coordenadas);
n_espejos = tamano(1,2); %cantidad de espejos, coordenadas x,y.
eficiencias = ones(n_espejos,24);
rad_h = zeros(1,24);

for i=1:n_espejos % las coseno eficiencias dependen del día y hora,
(ubicación, altura torre,etc).

    eficiencias(i,:) = coseno(n,coordenadas(1,i),coordenadas(2,i),h);

    for j = 1:24 %acumula la radiación aportada por cada espejo i en la hora
j.
        rad_h(1,j) = rad_h(1,j)+ eficiencias(i,j)*A*rad(1,j); %[W]
    end

end %end for

% al graficar se debe cambiar el signo de la coordenada
%plot(1:24,rad_h);

end %end function

```

### 3. Coseno eficiencia

```

function a = coseno(n,xi,yi,h)
%calcula la coseno eficiencia de una ubicación particular dentro del
campo,para las 24 horas de un día n del año y una altura h del receptor.

phi =-22.59*pi/180;    %40.4*pi/180;    %latitud en radianes (22° 28'
latitud sur).
a = ones(1,24);
%n = 172 solsticio de invierno. n = 80 Equinoccio Otoño; n = 264
equinoccio Primavera; n = 355 Solsticio Verano.

%parámetros de ubicación helióstato y torre

modulo = sqrt(xi^2 + yi^2 + h^2);

delta = pi*23.45*sin(pi*360*(284 + n)/(365*180))/180;    %ángulo
declinación en radianes
x = pi*360*(n - 1)/(365.242*180);    %en radianes
EOT = 0.258*cos(x) - 7.416*sin(x) - 3.648*cos(2*x) - 9.228*sin(2*x);
%ecuación del tiempo

%Cálculo de ángulos de referencia

```

```

for treloj = 1:24

ts = treloj + EOT/60;
omega = pi*15*(ts - 12)/180; %ángulo horario en radianes

%ángulos observador - sol

alpha = asin(sin(phi)*sin(delta) + cos(phi)*cos(delta)*cos(omega)); %en
radianes
Az = asin(cos(delta)*sin(omega)/cos(alpha)); % en radianes

I = [cos(alpha)*sin(Az), -cos(alpha)*cos(Az), -sin(alpha)];
R = [-xi, -yi, h]/modulo;
ppunto = -I*R'; %producto punto = cos(2*theta).
theta = 0.5*acos(ppunto); %angulo de incidencia en radianes.
eficiencia = cos(theta);

    if alpha < 0
        a(1,treloj)= 0;
    else
        a(1,treloj)=eficiencia;
    end

end %end for

end %end function

```

#### 4. Coordenadas del campo solar circular

```

function coordenadas = campo_solar(n,h,rh,I_DNI,A)

%retorna el arreglo de coordenadas que representa el campo solar circular
%en base al diseño el día n: (21 de diciembre, día 355).
%n = 355;
%h = 150; [m] altura de la torre.
%rh = 7; [m] radio geométrico de cada helióstato.
%A = 100; [m2] superficie de cada helióstato.

rad = ones(1,24);%guarda radiación de las 24 horas del día para el día n.

for i=1:24
    rad(1,i)= Bird(n,i); %radiación en [W/m2].
end

radiacion = 0; %radiación captada por el campo solar durante el día.
contador = 0; %cantidad de helióstatos.
ri = 0.8*h; %radio del primer anillo.

while(true)

angulo = 2*atan(rh/ri); %ángulo en [rad].

```

```

j = round(2*pi/angulo); %cantidad de esferas o helióstatos en el anillo
correspondiente.

a = ones(2,j); %guarda las coordenadas (x,y) de los j helióstatos
del anillo correspondiente.
b = ones(j,24); %guarda las eficiencias de los j helióstatos del
anillo actual para las 24 hrs del día.

angulo_aux = pi; %parte desde la posición Norte en sentido horario.

for i=1:j %guardando las j coordenadas.

a(1,i) = ri*cos(angulo_aux);
a(2,i) = -ri*sin(angulo_aux); %el menos es para ser coherente con
el sistema de coordenadas de la función coseno.
b(i,:) = coseno(n,a(1,i),a(2,i),h); %guarda las 24 coseno eficiencias
del día n para los j helióstatos.

%guardar los cálculos
for k=1:24
radiacion = radiacion + rad(1,k)*b(i,k)*A;
end

contador = contador + 1; %se agrega un helióstato al campo
colector.
angulo_aux = angulo_aux - angulo; %avanza cada vez un valor igual al
calculado "angulo".

if radiacion>=I_DNI % esto es para detener la iteración antes de
completar el anillo completo cuando se alcance el requerimiento de
diseño.
break;
end

end % avanza otro espejo dentro del anillo

ri = ri + 2*rh; % la grafica se hará nuevamente partiendo desde el
norte.

if radiacion>=I_DNI
break;
end

end

% Realizar lo mismo pero esta vez guardando las coordenadas.

coordenadas = ones(2,contador);
ri = 0.8*h;
count = 0;
m = 1;

```



```

while(true) % se itera por segunda vez esta vez conociendo el tamaño o la
cantidad de espejos en el campo.

angulo = 2*atan(rh/ri); % rh: radio de cada heliostato, angulo en [rad].
j = round(2*pi/angulo); %cantidad de esferas o heliostatos en el anillo
correspondiente.

angulo_aux = pi; %parte desde la posición Este? en sentido horario.

for i = m:(m+j-1) %guardando las j
coordenadas.

coordenadas(1,i) = ri*cos(angulo_aux);
coordenadas(2,i) = -ri*sin(angulo_aux); %el menos es para ser
coherente con el sistema de coordenadas de la función coseno.
count = count +1; %cantidad de espejos o
coordenadas guardadas.

if count == contador %condición para salir del ciclo
break;
end

angulo_aux = angulo_aux - angulo; %avanza cada vez un valor igual al
calculado "angulo".

end % avanza otro espejo dentro del anillo

if count == contador
break;
end

ri = ri + 2*rh; %nuevo radio de anillo
m = count +1;

end %end while(true)
%area = pi*ri^2
%espejos = contador

end %termino de función.

```

## 5. Potencia despacho diaria: estrategia base y 2

```

function salida = plantasolar2(n,V_max,V_tanqueCal_in,coordenadas,pond)

%planta solar2 usa la restricción de no superar el tamaño del
%almacenamiento cuando este se aumenta demasiado. Además tiene programada
%la estrategia de esperar la generación de modo de asegurar la generación
en horario punta para los días de invierno: estrategia 2.

```

```

Rad = radiacion_horaria3(n,coordenadas,pond); %[W]

E_geom = 0.97; %eficiencia geométrica, relación de bloqueos y sombras
entre espejos.
E_ref = 0.95; %eficiencia de reflexión de la radiación solar.
E_abs = 0.94; %eficiencia de absorción del receptor (pérdidas de
convección y radiación).
E_turb = 0.38; %eficiencia de la turbina.
E_alm = 0.99; %eficiencia del almacenamiento.
Ef = E_geom*E_ref*E_abs*E_alm; %Eficiencia global.
Rad_ab = Rad*Ef; %[Watts] (Qneto o util).
P_salida = ones(1,24);
cont_reb = 0;
Energ_reb = 0;

%Balances de energía y masa

T_c = 565; %temperatura tanque caliente [°C].
T_f = 292; %temperatura tanque frío [°C].
delta_T = T_c - T_f;
rho_sal = 1899; %densidad sal [kg/m3].
Ce_sal = 1495; %calor específico sal [J/kg*K].
V_tanqueCal = ones(1,24); %vector que almacenará el volumen del tanque
caliente a lo largo del día (al final de cada hora).
P_nom = 100e6; %potencia nominal 100 [MW].

for i=1:24 %el análisis se realiza para cada hora del día, en las horas
que no hay sol se puede recurrir al almacenamiento.

    m1 = Rad_ab(i)/(Ce_sal*(T_c - T_f)); %flujo necesario dado el
calor de entrada [kg/s].
    m2 = P_nom/(Ce_sal*(T_c - T_f)*E_turb); %flujo de salida del
tanque caliente [kg/s].
    Delta_Vol = (m1 - m2)*3600/rho_sal; %variación de volumen en
hora específica [m3].

    % hay que ver si el almacenamiento inicial más el flujo de entrada m1
    % alcanzan a dar lo necesario para generar al flujo constante m2.

    flujo_max = V_tanqueCal_in*rho_sal/3600 + m1; %máxima salida posible
en la hora i [kg/s], si esta es mayor a m2 se podrá generar a máxima
capacidad.

    %condición de generar si se asegura existirá la energía necesaria de
18 a 22 hrs, para despachar en hora punta.

    bool = hora_inicio(Rad_ab,V_tanqueCal_in,i); %le manda la hora
actual i, para volver a la antigua estrategia se hace bool = 1 siempre:
estrategia base.

    if(m2 <= flujo_max && bool==1) %generar

```

```

        if(V_tanqueCal_in + Delta_Vol <= V_max) %condición de no
rebalse.
            P_salida(1,i) = P_nom; %[W]
            V_tanqueCal(1,i) = V_tanqueCal_in + Delta_Vol; %volumen
final [m3].
        else %en caso de existir rebalse
            P_salida(1,i) = P_nom; %podría intentarse generar un
procentaje mayor a P_nom.
            V_tanqueCal(1,i) = V_max; %se impone condición de dejar el
tanque al max.
            cont_reb = cont_reb + 1; %conteo horario.
            Energ_reb = Energ_reb + rho_sal*(V_tanqueCal_in + Delta_Vol
- V_max)* Ce_sal*delta_T/3600; %[Wh_th]; %es igual al exceso sobre V_max
            %si se divide por la eficiencia global se tiene la energía solar,
si "No" esta es energía útil, es decir, menor a la captada por los
espejos.
            end

        else % no generar.
            P_salida(1,i) = 0; %[MW]

            %para una cantidad insuficiente de almacenamiento (bajo 5 horas)
no se podría usar esta estrategia.
            if(V_tanqueCal_in + m1*3600/rho_sal <= V_max)
                V_tanqueCal(1,i) = V_tanqueCal_in + m1*3600/rho_sal; %se
acumula sal en el tanque hasta que sea posible la primera condición.
            else
                V_tanqueCal(1,i) = V_max; %condición de almacenamiento máximo,
se puede estar desperdiciando energía por la estrategia presente "bool".
            end

        end %end_if

        V_tanqueCal_in = V_tanqueCal(1,i); %volumen inicial siguiente iteración
es el final de la iteración actual.

    end %end_for

    %subplot(121), plot(1:24,V_tanqueCal),title('Variación volumen tanque
caliente: 21 de junio'),xlabel('hora del día'),ylabel('volumen tanque
caliente [m3]');
    %subplot(122), plot(1:24,P_salida/1e6);title('Potencia salida: 21 de
junio'),xlabel('hora del día'),ylabel('potencia de salida [MWe]'),axis([0
25 0 110]);

    salida = [P_salida V_tanqueCal cont_reb Energ_reb];

end %fin de la función

```

## 6. Hora de inicio del despacho: estrategia 2

```
function bool = hora_inicio(rad_h,V_tanqueCal_in,hora)
%Entrega la aprobación de iniciar despacho cuando se cuenta con la
energía necesaria para cubrir el horario punta: estrategia 2.

rad_diaria = 0;
Pnom = 100e6; %100 [MW]
E_turb = 0.38; %eficiencia de la turbina.
T_c = 565; %temperatura tanque caliente [°C].
T_f = 292; %temperatura tanque frío [°C].
delta_T = T_c - T_f; %[°C]
rho_sal = 1899; %densidad sal [kg/m3].
Ce_sal = 1495; %calor específico sal [J/kg*K].

h_inicio = 0;
%hora inicio

for i=1:24 % guarda la hora a la cual comienza a captarse energía solar.

    if rad_h(1,i) == 0
        h_inicio = 0;
    else
        h_inicio = i; %primera hora con radiación no nula
        break; %salir del ciclo for
    end
end

for k = hora:24 %energía absorbida por el campo, es constante se podría
llamar directamente desde esta función.
rad_diaria = rad_diaria + rad_h(1,k); %[Wh]
end

    if hora < h_inicio || hora >= 18% que se permita generar si sobró
almacenamiento del día anterior.
        bool = 1;
    else
        %imponer condiciones para que se pueda generar en el periodo punta.
        %V_tanqueCal_in en la h_inicio puede ser mayor que cero, saldo del
día anterior.
        %desde h_inicio hasta las 18 hrs se evalúa si la cantidad alcanzará.

energia_in = rho_sal*V_tanqueCal_in* Ce_sal*delta_T/3600; %[Wh]
energia_sal = Pnom*(22 - hora + 1)/E_turb; %[Wh] %generación hasta las 22
hrs, incluida esta hora (5 horas).
delta_energia = energia_in + rad_diaria - energia_sal; %rad_diaria desde
la hora actual(hora).

if delta_energia >=0 %alcanza la energía hasta las 10 de la noche.
    bool = 1; %si alcanzó desde las 10 a.m., por ejemplo, tb alcanzará
desde las 11,12,13,etc.
else %no alcanza la energía, se espera otra hora.
    bool = 0;
end %end_if
```

```

end

end %end function

```

## 7. Potencia despacho diaria: planta sin almacenamiento

```

function salida = plantasolar3(n, coordenadas, pond)

%Plantasolar 3 simula una planta sin almacenamiento, potencia mínima de
un 30% ó 55% la nominal.

%multiplicar por las eficiencias, estas siguen siendo constante.
Rad = radiacion_horaria3(n, coordenadas, pond); %[W]
E_geom = 0.97; %eficiencia geométrica, relación de bloqueos y sombras
entre espejos.
E_ref = 0.95; %eficiencia de reflexión de la radiación solar.
E_abs = 0.94; %eficiencia de absorción del receptor (pérdidas de
convección y radiación).
E_turb = 0.38; %eficiencia de la turbina.

Ef = E_geom*E_ref*E_abs; %Eficiencia global, no considera la eficiencia
de almacenamiento.
Rad_ab = Rad*Ef; % [W] (Qneto o util).
P_salida = ones(1,24);
cont_reb = 0;
energ_reb = 0;
cont_no_gen = 0;
energ_no_gen = 0;

%Balances de energía y masa
T_c = 565; %temperatura tanque caliente [°C].
T_f = 292; %temperatura tanque frío [°C].
delta_T = T_c - T_f;
Ce_sal = 1495; %calor específico sal [J/kg*K], ya no es necesario
utilizar la densidad de la sal.
P_nom = 100e6; %potencia nominal 100 [MW].

for i=1:24

    m1 = Rad_ab(i)/(Ce_sal*delta_T); %flujo dado el calor de
    entrada [kg/s].
    m2 = P_nom/(Ce_sal*delta_T*E_turb);
    %m3 = 0.3*P_nom/(Ce_sal*delta_T*E_turbina(30));
    m3 = 0.55*P_nom/(Ce_sal*delta_T*E_turbina(55));

    if(m1 >= m3)%generar si la energía alcanza para despechar sobre un
    30% ó 55% de Pnom.

        if(m1 > m2)

```

```

        P_salida(1,i) = P_nom; %[W]
        cont_reb = cont_reb + 1; %conteo horario.
        energ_reb = energ_reb + (Rad_ab(i) - P_nom/E_turb); %[Wh_th],
puede ayudar a determinar el tamaño óptimo del campo solar.

        else % se encuentra dentro del rango de generación.

            razon = Rad_ab(i)*E_turb*100/P_nom; %porcentaje a generar de
la potencia nominal.
            P_salida(1,i) = Rad_ab(i)*E_turbina(razon);
        end

        else %no generar

            P_salida(1,i)= 0;
            cont_no_gen = cont_no_gen + 1;
            energ_no_gen = energ_no_gen + Rad_ab(i); %energía térmica,
incluye horas sin sol.

        end % if_generar

end %end_for

%plot(1:24,P_salida/1e6);title('Potencia salida: 21 de
Diciembre'),xlabel('hora del día'),ylabel('potencia de salida
[MWe]'),axis([0 25 0 110]);
salida = [P_salida cont_reb energ_reb cont_no_gen energ_no_gen]; %salida
en W.

end %end function

```

## 8. Radiación mínima requerida y volumen máximo tanque de almacenamiento según horas de respaldo

```

function retorno = I_DNI_V_max(h_alm)

E_geom = 0.97; %eficiencia geométrica, relación de bloqueos y sombras
entre espejos.
E_ref = 0.95; %eficiencia de reflexión de la radiación solar.
E_abs = 0.94;
Ef = E_geom*E_ref*E_abs; %Eficiencia global, no considera la eficiencia
de almacenamiento.
Tc = 565;
Tf = 292;
rho_sal = 1899; %densidad sal [kg/m3].
Ce_sal = 1495; %calor específico sal [J/kg*K].

I_DNI = 271e6*(11 + h_alm)/Ef;
V_max = (271e6*h_alm*3600)/(rho_sal*Ce_sal*(Tc - Tf));

retorno = [I_DNI V_max];

```

```
end %end function
```

## 9. Cálculo del factor de planta de la central

```
function f_planta = factor_planta(h_alm)

Energia_anual = 0;
Energia_max = 100e6*24*365; %[Wh_e]

V_tanqueCal_in = 0; %Parte vacío el 1 de Enero.
unos = ones(1,24);

auxiliar2 = I_DNI_V_max(h_alm);
I_DNI = auxiliar2(1,1);
V_max = auxiliar2(1,2);

coordenadas = campo_solar(355,150,7,I_DNI,100); %tamaño
coordenadas(2,n_espejos), el día esta fijo el cálculo.

for i = 1:365

auxiliar = plantasolar2(i,V_max,V_tanqueCal_in,coordenadas,unos);
%estrategia base ó 2.

P_diaria = auxiliar(1,1:24);
vol_diario = auxiliar(1,25:48);

    for j = 1:24 % suma la energía diaria despachada
Energia_anual = Energia_anual + P_diaria(1,j);
    end %end_for 24

V_tanqueCal_in = vol_diario(1,24);

end %end_for 365

f_planta = (Energia_anual/Energia_max)*100;

end %end function
```

## 10. Cálculo ingresos por venta de energía

```
function retorno = ingresos(Cmg,h_alm)
%pondera la generación anual despachada por el cmg, calculando el ingreso
%anual de la planta por venta de energía.
unos = ones(1,24);
auxiliar2 = I_DNI_V_max(h_alm);
I_DNI = auxiliar2(1,1);
V_max = auxiliar2(1,2);
```

```

coordenadas = campo_solar(355,150,7,I_DNI,100); %tamaño
coordenadas(2,n_espejos), el día esta fijo en el cálculo
V_tanqueCal_in = 0; % parte vacío el 1 de Enero.
dinero = 0;
ingreso_diario = ones(1,365);
aux = 0;

for i = 1:365

auxiliar = plantasolar2(i,V_max,V_tanqueCal_in,coordenadas,unos);
P_diaria = auxiliar(1,1:24); % [Wh], Cmg[$/kWh].
vol_diario = auxiliar(1,25:48);

for j = 1:24 % suma la energía diaria despachada

dinero = dinero + P_diaria(1,j)*Cmg(i,j)/1000; %el costo es en $/kWh.
aux = aux + P_diaria(1,j)*Cmg(i,j)/1000;

end %end_for 24

ingreso_diario(1,i) = aux;
V_tanqueCal_in = vol_diario(1,24);
aux = 0;
end %end_for 365

retorno = dinero/1000000; % en MM$ (millones de peso)
plot(1:365,ingreso_diario/1000000);title(sprintf('Ingreso anual (año
2011): %d hrs de almacenamiento', h_alm)),xlabel('día del
año'),ylabel('Ingresos [MM$]')

end %end function

```

## 11. Cálculo ingresos por potencia firme

```

function a = potencia_firme(h_alm, festivos)

unos = ones(1,24);
Ind = 0.0424;
Tp = 18.4; % [hrs]
RTC = 4; % [MW/min]
P_max = 100; % [MW]
MT = 0.55*P_max; % [MW]

auxiliar2 = I_DNI_V_max(h_alm);
I_DNI = auxiliar2(1,1);
V_max = auxiliar2(1,2);

coordenadas = campo_solar(355,150,7,I_DNI,100); %tamaño
coordenadas(2,n_espejos), el día esta fijo en el cálculo.
V_tanqueCal_in = 0; % parte vacío el 1 de Enero.

```



```

suma = 0;
HP = 0;

for i=1:365

% plantasolar indica el tipo de estrategia
auxiliar = plantasolar2(i,V_max,V_tanqueCal_in,coordenadas,unos); %o
llamar a plantasolar3.
%auxiliar = plantasolar3(i,coordenadas,unos);
P_diaria = auxiliar(1,1:24); %[Wh], Cmg[$/kWh].
vol_diario = auxiliar(1,25:48); %no ocultar.

    for j = 18:22 % suma la energía diaria despachada en horario punta.

suma = suma + P_diaria(1,j)*festivos(i,1);
HP = HP + 1*festivos(i,1);

    end %end_for 24

V_tanqueCal_in = vol_diario(1,24);

end

PI = suma/(HP*1e6); %salida en MW.

PF_s = PI*(1 - Ind) %potencia firme caso suficiencia aproximada.

    if(Tp <= 5)
        F_Tp = 1 - Tp/10
    else
        F_Tp = 5/(2*Tp)
    end

PF_Tp = PI*F_Tp %potencia firme caso tiempo de partida

Tc = (P_max - MT)/(60*RTC);

    if(Tc <= 5)
        F_Tc = 1 - Tc/10
    else
        F_Tc = 5/(2*Tc)
    end

PF_Tc = PI*F_Tc %potencia firme caso toma de carga

PFP = 0.5*PF_s + 0.25*PF_Tp + 0.25*PF_Tc; % potencia firme preliminar

a = [PI PFP];
%luego de calcular la potencia firme preliminar se hace uso del excel
%bajado desde el cdec sing, a fin de calcular la potencia firme
definitiva de la central solar.
end %end function.

```