



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

METODOLOGÍA PARA EL DIMENSIONAMIENTO EFICIENTE DE SISTEMA DE ACUMULACIÓN DE ENERGÍA PARA PLANTA TERMOSOLAR DEL SING

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

FELIPE IGNACIO GALLARDO GIACOMOZZI

PROFESOR GUÍA:
CARLOS SUAZO MARTÍNEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
ARIEL VALDENEGRO E.

SANTIAGO DE CHILE
2015

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA
OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero Civil Eléctrico**

**POR: Felipe Ignacio Gallardo Giacomozzi
PROFESOR GUÍA: Carlos Suazo Martínez**

**METODOLOGÍA PARA EL DIMENSIONAMIENTO EFICIENTE DE SISTEMA DE
ACUMULACIÓN DE ENERGÍA PARA PLANTA TERMOSOLAR DEL SING**

El presente estudio tiene como objetivo principal proponer una metodología de evaluación para determinar el tamaño eficiente de un sistema de acumulación de energía para una planta termosolar y se presentan los resultados y conclusiones de un estudio de caso basado en un proyecto concreto pensado en el Sistema Interconectado Norte Grande SING.

Para la formulación de la metodología, se realizó una revisión bibliográfica que abarcó el estado del arte de la tecnología termosolar, las condiciones climatológicas y regulatorias presentes en el SING y sus proyecciones de crecimiento, y una revisión de los métodos existentes para la determinación de tamaño óptimo de este tipo de proyectos.

La metodología propuesta consta de cuatro pasos: Levantamiento de información, definición de casos de estudio y escenarios, simulación y análisis de resultados. El proyecto que se evaluó fue la central termosolar Pampa Camarones de 100 MW proyectada para entrar en operación el 2019. Se contemplaron dos escenarios para el parque generador, un caso base tomando en cuenta el plan de expansión declarado por la CNE y un caso optimista en penetración de centrales ERNC al 2019 y se simuló horariamente la operación del sistema durante dicho año en cada escenario donde la variable de optimización fue el tamaño del campo heliostático de la central.

Los resultados muestran que independiente del tamaño del sistema de acumulación, el proyecto no es rentable dado sus altos costos de inversión, sin embargo se constató que dicha rentabilidad es altamente sensible al costo de inversión del campo heliostático el cual representa del orden del 30% de la inversión actualmente. Esto lleva a que el resultado con menos pérdidas en rentabilidad sea el con menor sistema de acumulación y consecuentemente con menor tamaño de campo heliostático. Se ve además que el tamaño del sistema de acumulación no afecta fuertemente los costos marginales del sistema a pesar de su fuerte influencia sobre el factor de planta de la central.

Los resultados permiten concluir que es conveniente evaluar este tipo de proyectos a través de herramientas de simulación horaria en largos horizontes de plazo para poder visualizar de manera correcta el riesgo del precio spot al cual se somete el proyecto y que una manera eficiente de hacer esfuerzos por rentabilizar este tipo de proyectos es reducir los costos de inversión del campo heliostático.

Dedicatoria

A aquellos que día tras día trabajan y luchan,

Motivados no por famas, ni por cronopios ni por tener buena voz,

Sino por ideales propios que son del mar la roca estoica,

Y convicciones tan profundas como mi querido y tormentoso pacífico.

A aquellos que trabajan para construir un país con sus manos,

Un continente con sus versos y un mundo más justo con sus propias almas,

Más sustentable,

Un mundo donde no falte ni la música, ni la samba

Con los acordes del baile del viento, el sermón del sol, y el rugido de la montaña.

Pero sobre todo por un mundo en el que los nietos del pueblo rían, brinquen y canten más de lo que nosotros mismos pudimos.

Son ellos a quienes admiro y son esas las estrellas que seguiré al dejar este puerto que ya parece quedar atrás mientras termino de escribir estas palabras.

Agradecimientos

Agradezco sincera y totalmente, en primer lugar, a mis amados Padre y Madre, Carlos Gallardo y Clara Giacomozzi, quienes incansable e incondicionalmente me han apoyado de todas las formas posibles que un hijo pueda esperar y ciertamente en mucha mayor medida de lo que merezco. Espero poder compensarlos toda mi vida por el regalo de vuestro amor, no obstante, sé que el cierre de este proceso, simbolizado en este trabajo, representa para ustedes, tanto como lo hace para mí, un alivio.

No me es posible confinar en esta plana, a todos aquellos a quienes debo algo en mi vida por haber llegado a este reconfortante puerto. ¿Podría acaso olvidar a mi querida abuela Amanda o a mi tía Bily, quienes tuvieron el coraje de recibirme por cinco largos años en su casa y tratarme como uno más de sus propios hijos? ¿Podría este ingenieril y a veces eléctrico autor, renegar del apoyo generoso de todos sus primos, tíos y amigos? ¿Podría acaso decir que todos aquellos amigos de juega no son parte de mi historia hoy?

Agradezco también a la gente de Celeo Redes Chile, quienes tuvieron paciencia y generosidad para enseñarme los caminos de la Ingeniería en la práctica y me facilitaron siempre todo cuanto necesité para terminar el presente trabajo. En particular a don Claudio Tabilo, Ingeniero, jefe y sobre todo una gran persona.

Agradezco a Carlos Suazo, que no sin valentía, aceptó la tediosa labor de guiarme en esta memoria sin tener la más mínima referencia mía. Gracias por confiar en mí, gracias por tus consejos académicos pero más por tu calidad humana.

Son tantas y tantos a quienes debo, que sólo el hecho de mencionar a unos y no a otros representa un acto de egoísmo puro. Agradezco terco, sin embargo, a mis amigos pureninos, a mis compañeros angelinos, a mis compañeros beauchefianos, y a toda la gente querida que tengo en Santiago y el mundo entero. No lo hago como ejercicio de altruismo o falsa simpatía. Si el señor lector me conoce bien, sabrá cómo me cuesta vivir sino es a través de la química y la física que afortunadamente me resulta con la gente que amo.

Y es así como un discurso que debiera constar solamente de la palabra “gracias” deviene en somnífero devaneo de seis párrafos. Gracias.

Tabla de contenido

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | Capítulo 1: Introducción | 1 |
| 1.1 | Motivación | 1 |
| 1.2 | Objetivos | 2 |
| 1.2.1 | Objetivo general..... | 2 |
| 1.2.2 | Objetivos específicos..... | 2 |
| 1.2.3 | Alcances | 2 |
| 1.3 | Estructura de Trabajo..... | 3 |
| 2 | Capítulo 2: Estado del Arte | 4 |
| 2.1 | Sistema eléctrico chileno..... | 4 |
| 2.2 | Marco Institucional y organismos relevantes..... | 4 |
| 2.2.1 | Ministerio de Energía: | 4 |
| 2.2.2 | Comisión Nacional de Energía (CNE): | 4 |
| 2.2.3 | Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): | 5 |
| 2.2.4 | Panel de Expertos | 5 |
| 2.2.5 | Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC):..... | 5 |
| 2.3 | Mercado Eléctrico Chileno | 6 |
| 2.3.1 | Mercado Spot | 7 |
| 2.3.2 | Mercado de Contratos | 8 |
| 2.4 | El negocio de la generación | 9 |
| 2.4.1 | El negocio operativo: | 9 |
| 2.4.2 | El negocio financiero: | 9 |
| 2.4.3 | Servicios Complementarios “SSCC”:..... | 10 |
| 2.5 | Sistema Interconectado Norte Grande “SING” | 11 |
| 2.5.1 | Contexto histórico | 11 |
| 2.5.2 | Parque generador..... | 13 |
| 2.5.3 | Demanda | 15 |
| 2.5.4 | Condiciones climatológicas presentes en el SING | 19 |
| 2.6 | Tecnologías de generación termosolar y sistemas de acumulación | 20 |
| 2.6.1 | Plantas termos-solares de torre concentradora | 20 |
| 2.6.2 | Plantas termo-solares de cilindro parabólico | 22 |
| 2.6.3 | Plantas termosolares de reflector solar Fresnel | 24 |

| | | |
|-------|---|----|
| 2.6.4 | Plantas termo-solares de disco parabólico | 25 |
| 2.6.5 | Estado de desarrollo de las CSP en el mundo | 26 |
| 2.6.6 | Sistemas de acumulación de energía térmica para plantas CSP | 27 |
| 2.7 | Dimensionamiento óptimo de sistemas de acumulación de energía o ESS (<i>Energy Storage System</i>) | 29 |
| 3 | Capítulo 3: Metodología | 31 |
| 3.1 | Pasos de la Metodología | 31 |
| 3.1.1 | Levantamiento de información | 33 |
| 3.1.2 | Definición de casos de estudio y escenarios de evaluación | 34 |
| 3.1.3 | Simulación | 36 |
| 3.1.4 | Análisis de resultados | 36 |
| 4 | Capítulo 4: Estudio de caso | 37 |
| 4.1 | Central termosolar Pampa Camarones | 37 |
| 4.2 | Aplicación de la metodología al proyecto Pampa Camarones | 38 |
| 4.2.1 | Levantamiento de información | 38 |
| 4.2.2 | Definición de casos de estudio y escenarios de evaluación | 38 |
| 4.3 | Metodología de análisis de resultados | 45 |
| 4.3.1 | Resultados del negocio operacional o de generación | 45 |
| 4.3.2 | Resultados del negocio financiero o de comercialización | 45 |
| 4.3.3 | Pagos por Potencia y Servicios Complementarios | 48 |
| 4.3.4 | Resultados globales | 49 |
| 4.4 | Resultados y Análisis | 49 |
| 4.4.1 | VAN del proyecto según configuración | 49 |
| 4.4.2 | Energía Anual Generada y Factor de planta | 53 |
| 4.4.3 | Costos Marginales | 56 |
| 4.4.4 | Análisis de Sensibilidad | 61 |
| 5 | Capítulo 5: Conclusiones | 66 |
| 6 | Bibliografía | 71 |

1 Capítulo 1: Introducción

1.1 Motivación

Chile tiene ventajas comparativas importantes para la producción de energía eléctrica a partir del recurso solar, producto de los elevados niveles de radiación que se encuentran en el norte del país, alta disponibilidad y accesibilidad a terrenos planos y la gran demanda energética en las cercanías debido a la actividad minera de esta zona.

Actualmente, existen alternativas tecnológicas para la generación eléctrica a través de esta fuente primaria de energía. Sin embargo, debido a que sus costos aún son más elevados que las formas tradicionales de generación, y que otras tecnologías que utilizan energías renovables, los proyectos de generación eléctrica a partir de energía solar aún no se han incorporado en forma importante en los sistemas eléctricos nacionales. No obstante, proyectos con sistemas de acumulación de energía mediante una planta termosolar de generación eléctrica toman una relevancia importante en el desarrollo futuro de nuestra matriz eléctrica, debido a que constituyen una fuente de generación flexible, controlable y predecible, tomando ventaja por sobre tecnologías tradicionales tipo generación eólica o solar fotovoltaica.

Por otra parte, los avances en el desarrollo de estas tecnologías registradas en los últimos años, que se han traducido en un significativo aumento de capacidad instalada a nivel mundial, indican que los costos de las tecnologías solares de concentración para producción de energía eléctrica disminuirán considerablemente, pudiendo transformarse en una alternativa eficiente de suministro eléctrico para Chile en el mediano plazo.

Hoy por hoy, los costos de desarrollo de la tecnología de generación de energía solar, son aun comparativamente elevados respecto a otras tecnologías de generación, por lo cual, cobra importancia el aumentar la eficiencia en el diseño e implementación de estos proyectos, así como la necesidad de estudiar cuales son los aspectos más sensibles en el desarrollo de este tipo de iniciativas para estimular de manera positiva y eficaz su inserción en los mercados eléctricos mundiales.

En este sentido, el presente trabajo se enmarca en el desarrollo de una metodología para el dimensionamiento eficiente del sistema de acumulación de energía para plantas de generación termosolares.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

El objetivo general del presente trabajo es proponer una metodología para el dimensionamiento eficiente, en términos de la rentabilidad esperada de un inversionista, del tamaño y características técnicas de una central termosolar de generación eléctrica. En particular, de tecnología de torre concentradora y sistema de almacenamiento con tanques de sales fundidas y evaluar, a través de esta, la rentabilidad de un proyecto específico en un sistema eléctrico.

1.2.2 Objetivos específicos

Dentro de los objetivos específicos propuestos para el desarrollo del presente trabajo y consecución del objetivo general propuesto, se espera:

- Establecer el estado del arte sobre tecnologías termosolares de concentración, con almacenamiento en tanques de sales fundidas. La revisión contemplará, entre otros, las principales restricciones operativas de este tipo de tecnologías y una caracterización apropiada de sus parámetros técnicos.
- Formalizar la propuesta metodológica para el dimensionamiento eficiente de una central termosolar.
- Realizar casos de prueba de la metodología propuesta en un estudio de caso particular para un proyecto específico de parámetros previamente definidos. En particular para evaluar esta metodología se tomará para el estudio de caso el Sistema Interconectado Norte Grande “SING” y la realidad de su mercado.

1.2.3 Alcances

Si bien se evaluarán distintos escenarios, la metodología propuesta podrá ser utilizada indistintamente para los diversos escenarios posibles del sistema en los cuales puedan aplicarse los supuestos sobre los cuales la metodología será construida.

La variable de interés de diseño será el tamaño del sistema de acumulación de energía. No se considerará obtener el tamaño eficiente del bloque de potencia, dado que actualmente, el mercado ofrece alternativas modulares para el montaje de estos.

En consecuencia, se considerarán tamaños dados de bloques de potencia de generación, lo cual incluye la dimensión de las máquinas generadoras, torre

concentradora y campo heliostático. Estas dimensiones no serán variables de interés a optimizar. En efecto, dado el tamaño del bloque de potencia, se obtendrá el dimensionamiento eficiente del sistema de acumulación según las condiciones que parametricen el sistema. Ello debido a que los bloques de potencia son ofrecidos en el mercado de forma modular y estandarizada.

Tampoco es objetivo del presente trabajo la elaboración de los escenarios en los cuales podría situarse el estudio de caso de la metodología. Por esta razón, se considerarán escenarios de expansión de la generación, de mercado, de condiciones ambientales, de demanda y otros escenarios que fuese necesario contemplar, elaborados por organismos especializados en esta materia, los cuales serán seleccionados según criterios de elección justificados.

1.3 Estructura de Trabajo

El presente trabajo se divide en 5 capítulos cada uno de los cuales abordará un aspecto distinto del trabajo a continuación presentado.

- Capítulo 1: Introducción
- Capítulo 2: Revisión Bibliográfica
- Capítulo 3: Metodología
- Capítulo 4: Estudio de caso
- Capítulo 5. Conclusiones

2 Capítulo 2: Estado del Arte

2.1 Sistema eléctrico chileno

El sistema eléctrico chileno está compuesto por 4 sistemas eléctricos interconectados. El Sistema Interconectado Norte Grande –SING-, abarca las regiones del extremo norte de Chile entre las ciudades de Arica y Antofagasta. Acorde con la CNE representa un 28,06% de la capacidad instalada en el país; el Sistema Interconectado Central SIC, se extiende a lo largo del país abarcando desde la localidad nortina de Tal Tal hasta la Isla grande de Chiloé. Representa un 71,03% de la capacidad instalada del país. Finalmente están los sistemas de Aysén y el sistema de Magallanes que cubren las regiones de Aysén y Magallanes respectivamente, representando el 0,29% y 0,62% de la capacidad total instalada en Chile [1].

El sistema eléctrico chileno funciona desde 1982 como un mercado tipo “pool” con la promulgación del decreto con fuerza de ley DFL 4/20018 el cual liberalizó el sistema eléctrico chileno creando así el primer mercado de energía eléctrica liberalizado del mundo [2].

2.2 Marco Institucional y organismos relevantes

Se distinguen acorde a la ley los siguientes actores relevantes

2.2.1 Ministerio de Energía:

Esta entidad fue creada por la ley 20.402 la cual entró a regir a partir de Febrero del 2010. Su objetivo 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 energía [3].

2.2.2 Comisión Nacional de Energía (CNE):

Es un organismo técnico dependiente del Ministerio de Energía encargado de analizar los precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas del rubro energético, en particular las empresas de generación, transmisión y distribución de energía. Sus objetivos principales son [4]:

- Analizar técnicamente la estructura y el nivel de precios y tarifas de bienes y servicios energéticos.
- Fijar normas técnicas y de calidad para el funcionamiento e instalación de servicios energéticos.
- Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético.

- Asesorar al gobierno a través del Ministerio y proponer a este las normas legales y reglamentarias que se requerirán en el sector.

2.2.3 Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):

La SEC es un servicio dependiente del gobierno a través del Ministerio de Energía cuyo objeto es fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad [5].

2.2.4 Panel de Expertos

El Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos es un órgano colegiado autónomo creado en el año 2004 por la Ley N° 19.940, de competencia estricta y reglada. Su función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que, conforme a la ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que las empresas eléctricas y otras entidades habilitadas sometan a su conocimiento [6].

2.2.5 Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC):

El CDEC es un organismo autónomo cuyo directorio está formado por representantes de todos los segmentos del mercado y que tiene por objetivo general coordinar la operación del sistema eléctrico interconectado en su conjunto [7]. En particular [8]:

- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
- Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión

El directorio del CDEC está conformado por 10 directores, 2 representantes de propietarios de centrales de generación con capacidad menor a 300 MW, 3 propietarios de centrales cuya capacidad total sea superior a este límite, 2 propietarios de instalaciones de transmisión troncal, 2 propietarios de instalaciones de sub-transmisión y 1 de clientes libres abastecidos directamente de un sistema eléctrico. Estos directores son propuestos por una empresa consultora independiente y las empresas votan para elegir a sus respectivos representantes. Cada sistema interconectado posee su propio CDEC, por lo que existe el CDEC-SIC y el CDEC-SING para los sistemas interconectados central y norte grande respectivamente.

2.3 Mercado Eléctrico Chileno

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de; generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. La actual regulación restringe la integración vertical en estos segmentos. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación de inversiones. En transmisión troncal la planificación centralizada determina las obras que se emplazan en el sistema, las cuales son adjudicadas y realizadas por privados a través de licitaciones públicas e internacionales. En sistemas de subtransmisión la planificación centralizada es meramente indicativa. El segmento de generación no está sujeto a planificación centralizada y son los privados quienes deciden cómo, cuándo y dónde invertir, siempre y cuando los proyectos cumplan con la regulación vigente.

El mercado eléctrico chileno es un mercado del tipo mancomunado o tipo pool coordinado basado en costos auditados. En este tipo de mercado, productores y consumidores no entran en principio en una relación comercial directa [9]. En el mercado pool chileno, la mancomunidad, transa energía y potencia en un mercado de corto plazo a precio spot o de despeje particular para cada barra del sistema en cada hora del año. Además se les permite a los participantes mantener relaciones comerciales financieras que no influyen directamente en el despacho del sistema [10]. El precio spot es resultado de un despacho económico centralizado realizado por el CDEC respectivo del sistema. Para la realización del despacho, el CDEC utiliza la información de costos de producción entregada por parte de los agentes productores, las proyecciones de demanda eléctrica y otros factores que puedan afectar la operación del sistema, como son la disponibilidad de los recursos, su costo de oportunidad, restricciones de tensión o frecuencia, etc.

Como consecuencia de este despacho económico, se obtiene la operación del sistema al menor costo de operación técnicamente posible tal como se muestra en el ejemplo de la Figura 2-1. Se puede comparar el resultado de este despacho con el resultado que se obtendría si la totalidad del parque generador fuera operado por un solo dueño, el cual satisface la demanda que debe cubrir, operando sus máquinas de la manera más barata que le sea posible, siempre y cuando cumpla con las restricciones técnicas de calidad y seguridad de servicio propias del problema.

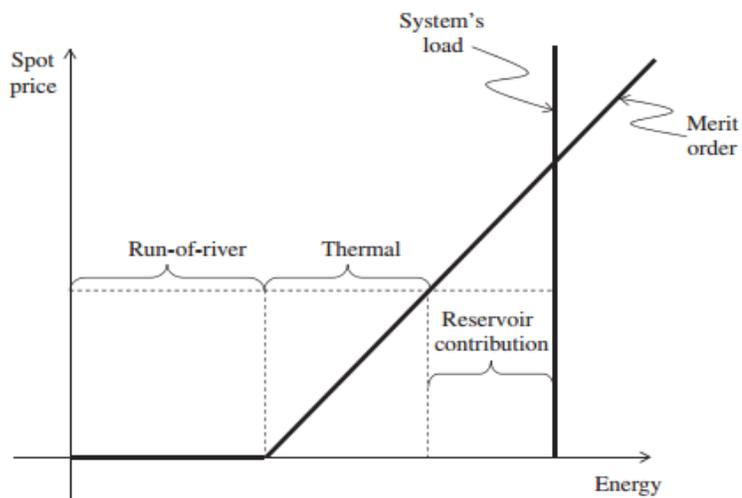


Figura 2-1 Despacho por orden de mérito [11]

2.3.1 Mercado Spot

Este mercado corresponde al mercado en el cual las empresas generadoras participan por defecto como consecuencia del despacho centralizado y de los compromisos de abastecimiento que tengan (no necesariamente los tienen) que cumplir con otros participantes según los contratos que hayan suscrito. En él, sólo participan empresas del segmento de generación. Se tranzan en este mercado energía a precio spot y potencia a precio de nudo. Como ya se dijo el precio spot es resultado del despacho centralizado, en tanto el precio de nudo de potencia es un precio estabilizado de potencia calculado semestralmente por la CNE para las barras del sistema, de manera de dar señales de expansión (en términos de la demanda máxima que deberá satisfacer el sistema) a los inversionistas [10].

Las compras y ventas de energía se realizan en las barras donde se realizan las inyecciones y retiros de energía según el costo marginal de estas en cada hora. Los generadores venden toda su energía y potencia de suficiencia (potencia reconocida por el CDEC en función de la disponibilidad anual estimada de la central) en el mercado spot en la barra de inyección en la cual están conectadas. En tanto compran (o retiran) energía y potencia en el mercado spot en aquellas barras donde están conectados sus clientes con quienes mantienen compromisos de abastecimiento.

Finalmente las transacciones del spot son calculadas mensualmente por el CDEC, el cual elabora un balance financiero. En el balance financiero se establece cuales

generadores inyectaron y/o retiraron energía. Tomando en cuenta estas inyecciones y/o retiros y el valor de la energía en la hora y barra donde fue inyectada y retirada por cada generador. Tomando en cuenta este balance físico y valorizado se define que generadores perciben excedentes económicos según su relación de inyecciones y retiros (o quedan excedentarios) y cuales empresas generadoras quedan deficitarios (o compraron más de lo que vendieron). A partir de esto se establecen las obligaciones de pago entre generadores por concepto de este mercado spot [12].

2.3.2 Mercado de Contratos

Se dice que este mercado es financiero y no físico ya que en él, los participantes establecen acuerdos o contratos de abastecimiento que ninguna implicancia tienen en el despacho (físico) técnico-económico que realiza el CDEC del sistema [9] [13].

En el mercado de contratos bilaterales financieros los participantes concurren libremente y se ejerce un intercambio comercial entre generadores y clientes libres en las condiciones financieras que las partes estimen convenientes. Desde el punto de vista de los generadores, los contratos son acordados con el fin de manejar, acorde a una estrategia de mercado, el riesgo de posibles variaciones futuras del precio de la energía eléctrica en el largo plazo. Representan por lo tanto una herramienta de manejo de riesgo para los generadores. Desde el punto de vista de los clientes que se abastecen de energía y potencia a través de estos contratos, denominados “Clientes Libres”, es el mecanismo único mediante el cual pueden acceder al suministro eléctrico [13]. En la Figura 2-2 se presenta un esquema explicativo del mercado spot en Chile.

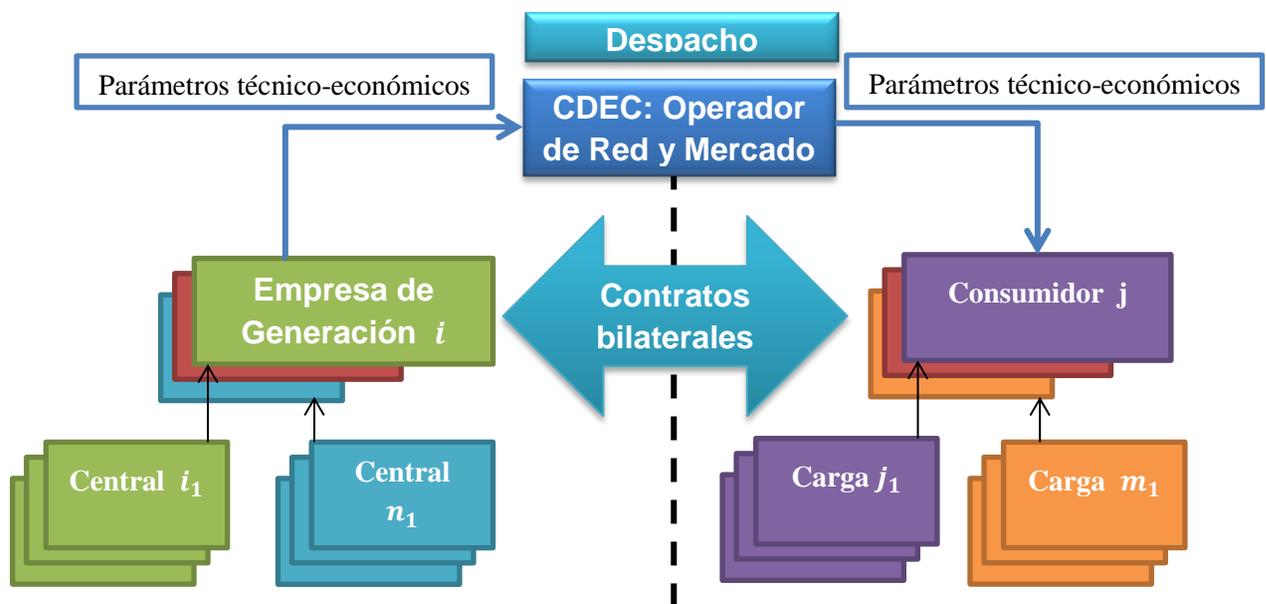


Figura 2-2 Adaptación propia de esquema para mercado chileno a partir de esquema en [13]

2.4 El negocio de la generación

El segmento de generación en el mercado eléctrico chileno corresponde, acorde con la ley, a un mercado abierto y competitivo en el cual los privados tienen la facultad de escoger respecto de las decisiones de inversión. Sin embargo, la operación del parque generador, una vez puestas en marcha y operativas las unidades de generación, propiedad de privados, son operadas de manera coordinada acorde con las instrucciones del CDEC del respectivo sistema.

Esto implica que desde el punto de vista de los generadores se puedan distinguir dos tipos de negocios [12] descritos a continuación

2.4.1 El negocio operativo:

Corresponde al negocio estrictamente operacional de la central de generación. En este negocio se contrastan los costos de generación con los ingresos percibidos por la inyección real de la central al sistema.

- **Negocio operativo por energía:**

$$UE_{operacional} = Energía_{iny_A} \cdot (CMg_A - Costos_{producción}) - Peajes de inyección$$

- **Negocio operativo por potencia:**

$$UP_{operacional} = Potencia_{suficiencia} \cdot (Precio_{nudo_A})$$

Donde:

- $UE_{operacional}$: Utilidades del negocio operacional por concepto de energía.
- $Energía_{iny_A}$: Energía inyectada por la central en la barra A.
- CMg_A : Costo marginal de la energía en la barra A. Determinado por el CDEC cada hora.
- $Costos_{producción}$: Costos variables en los que incurre la central para generar.
- $UP_{operacional}$: Utilidades del negocio operacional por concepto de potencia.
- $Potencia_{firme}$: Factor de disponibilidad de la central. Calculado por la CNE.
- $Precio_{nudo_A}$: Precio al cual se valoriza la disponibilidad de la central en el nodo A. Calculado por la CNE.

2.4.2 El negocio financiero:

Además del negocio operacional, se puede distinguir un negocio meramente financiero en el cual no influye la operación de la central. En este negocio se contrastan las

operaciones del mercado spot tomando en cuenta las transacciones que realizan los generadores para abastecer los contratos de suministros con sus respectivos clientes.

- **Negocio financiero por energía:**

$$UE_{financiero} = Energía_{suministrada_B} \cdot (Precio_{contrato}^{energía} - CMg_B) - Peajes de retiro$$

- **Negocio operativo por potencia:**

$$UP_{financiero} = Potencia_{contratada_B} \cdot (Precio_{contrato}^{potencia} - Precio_{nudo_B})$$

Donde:

- $UE_{financiero}$: Utilidades del negocio financiero por concepto de energía.
- $Energía_{suministrada_B}$: Energía suministrada por la generadora a sus clientes en una barra B, determinada por contrato de suministro entre generador y cliente.
- CMg_B : Costo marginal de la energía en la barra B. Determinado por el CDEC cada hora.
- $Precio_{contrato}^{energía}$: Precio de energía de contrato acordado entre generador y cliente
- $UP_{financiero}$: Utilidades del negocio financiero por concepto de potencia.
- $Potencia_{contratada}$: Potencia contratada por cliente en la barra B a la generadora.
- $Precio_{nudo_B}$: Precio al cual se valoriza la disponibilidad de la central en el nodo B. Calculado por la CNE.
- $Precio_{contrato}^{potencia}$: Precio de contrato por concepto de potencia.

2.4.3 Servicios Complementarios “SSCC”:

El concepto de servicios complementarios es nuevo en el mercado eléctrico chileno. En la legislación vigente actualmente está aprobado el reglamento legal que reconoce estos servicios como se informó en el diario oficial el 31 de Diciembre del 2012 acordé con el artículo 41 del DS 130 del 2011. Sin embargo, los manuales de procedimiento que explicitan cómo se realizarán estos pagos están aún en fase de elaboración por parte de las direcciones de peajes “DP” de los respectivos CDEC.

Con todo, se enuncian a continuación las categorías presentadas en el procedimiento de remuneración de SSCC por la DP del CDEC SING para revisión de los coordinados el 09/05/2014.

- Categoría 1: SSCC asociados al control primario y secundario de frecuencia “CPF” y “CSF”
- Categoría 2: SSCC asociados al control de tensión “CdT”
- Categoría 3: SSCC asociados a planes de recuperación de servicio “PRS”
- Categoría 4: SSCC asociados al desprendimiento automático de carga “EDAC”
- Categoría 5: Despacho de generación a costo variable superior al costo marginal por SSCC.

En términos generales, el CDEC definirá los montos que percibirá cada empresa por la prestación del servicio complementario que correspondiese y este monto deberá ser cancelado por las empresas que el CDEC determine en los términos y condiciones que el reglamento indica para cada categoría de SSCC.

2.5 Sistema Interconectado Norte Grande “SING”

2.5.1 Contexto histórico

A la fecha de la realización del presente trabajo, el CDEC-SING se componía de 49 coordinados, de los cuales 21 son empresas generadores. Aproximadamente, el 90% del consumo del SING está compuesto por grandes clientes, mineros e industriales, tipificados en la normativa legal como clientes no sometidos a regulación de precios. El resto del consumo, está concentrado en las empresas de distribución que abastecen los clientes sometidos a regulación de precios.

El SING abarca las regiones de Arica-Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, es decir, las Decimoquinta, Primera y Segunda, respectivamente, cubriendo una superficie de 185.142 km², equivalente a 24,5% del territorio continental.

Se pueden identificar las siguientes características importantes del SING [14]:

- i. Consumo eléctrico principalmente asociado a empresas mineras
- ii. Centros de consumo lejanos a centros de generación
- iii. Escasos recursos hídricos disponibles para generación eléctrica.

En 1998 una crisis energética afectó a Chile, principalmente en el SIC, provocada por una sequía extendida que impactó fuerte y negativamente la generación hidroeléctrica del sistema. A la sequía se le sumaron atrasos en puesta en marcha de centrales a gas natural y diversas contingencias que derivaron en una compleja situación de precios

para el mercado y sus participantes. Esta crisis llevó al gobierno de turno a tomar medidas extraordinarias, que incluyeron épocas de racionamiento energético y a tomar una definición que, a la postre, afectaría la realidad del mercado del SING. En 1999 se firmó entre Chile y Argentina un acuerdo marco en el cual Argentina entregaría a Chile gas natural a precios extremadamente competitivos. Esto desembocó en una sobre instalación de plantas de generación de gas natural tanto en el SIC como en el SING. El boom de gas natural argentino llegó incluso a la irracionalidad económica, observándose la construcción de gaseoductos paralelos que no eran justificables en términos de planificación del sistema [15].

Estas condiciones llevaron a observar costos marginales en extremo bajos (16 US\$/MWh) a comienzos de la década pasada.

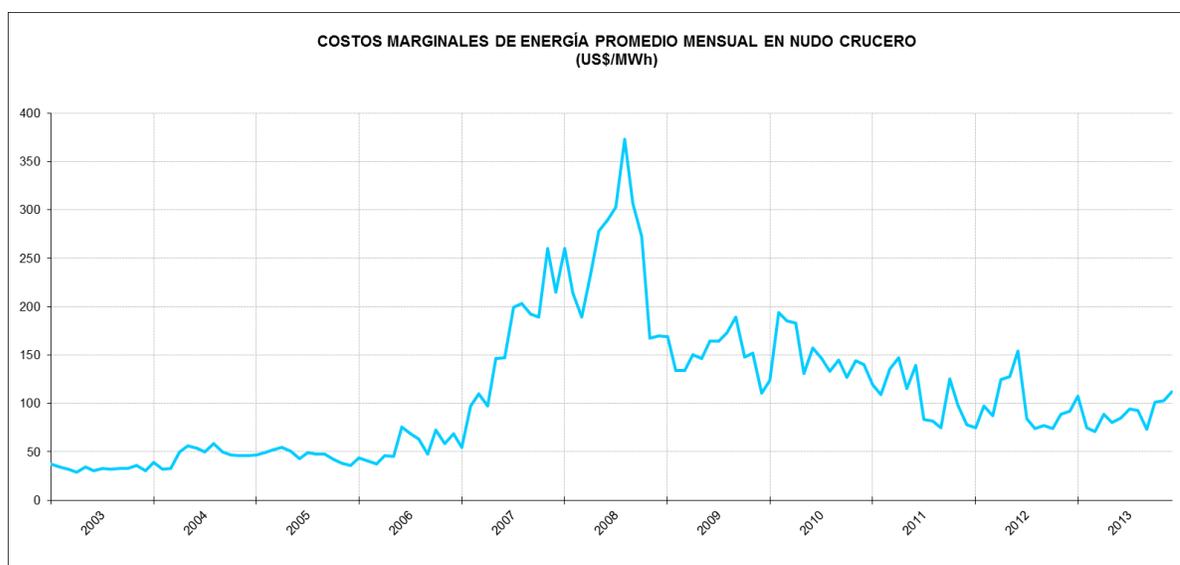


Figura 2-3 Evolución costos marginales nudo crucero [US\$/MWh] [16]

Esta situación de bonanza no se extendió por mucho tiempo. La sobre-instalación de centrales de gas natural, pensadas para funcionar bajo suministro del gas argentino, restó espacio para que el sistema se diversificara en su matriz.

El año 2006, luego de una escalada cortes menores, el suministro de gas desde Argentina fue cortado casi al 100% lo cual desembocó en una crisis energética de proporciones mayores [12]. Los precios de energía del mercado se dispararon por sobre los 350 USD/MWh el 2008, tal como se muestra en la Figura 2-3 [16].

Desde ese momento a la fecha el sistema se ha adaptado lentamente en base a centrales térmicas de carbón y gas natural licuado "GNL". Se instaló por iniciativa del

gobierno el terminal de GNL de Mejillones, ello sumado a la instalación de sendas unidades en base a carbón, facilitó que los precios se estabilizaran en torno a los 90 USD/MWh actualmente [15].

2.5.2 Parque generador

La potencia total instalada a la fecha es de 4714 MW de la cual poco menos del 90% está compuesta por generación térmica en base a carbón y a gas natural [17] –ver Figura 2-4-. Cabe destacar que, a pesar de que la composición del parque generador presenta casi la mitad de su capacidad total en instalaciones generadoras de gas natural, esto no se traduce en generación bruta de energía. Los menores precios del carbón hacen que unidades en base a este último combustible se despachen con prioridad por sobre centrales de gas natural y gas natural licuado las cuales por su parte han visto una sostenida alza en sus costos variables desde el 2006 debido principalmente a la crisis del gas argentino.

chart by amCharts.com

Capacidad Instalada por Combustible

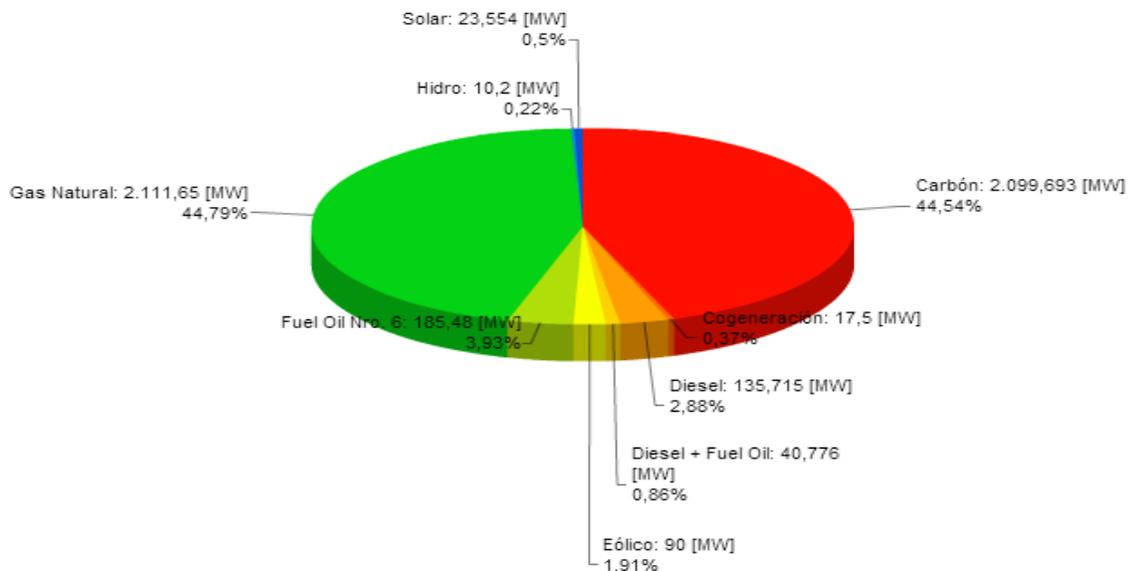


Figura 2-4 Composición del parque generador del SING por tecnologías [extraído de la web del CDEC]

Se tiene por lo tanto un parque generador que basa su generación en combustibles fósiles importados y con un importante nivel de emisiones. El año 2013 más del 80% de

la generación bruta correspondió a generación en base a centrales térmicas a carbón [16] como se muestra en la Figura 2-5.

Cabe destacar además que Chile no produce carbón ni gas natural a gran escala -Tabla 2-1-, siendo el porcentaje de producción de carbón respecto del total consumido menor a un 4% [18].

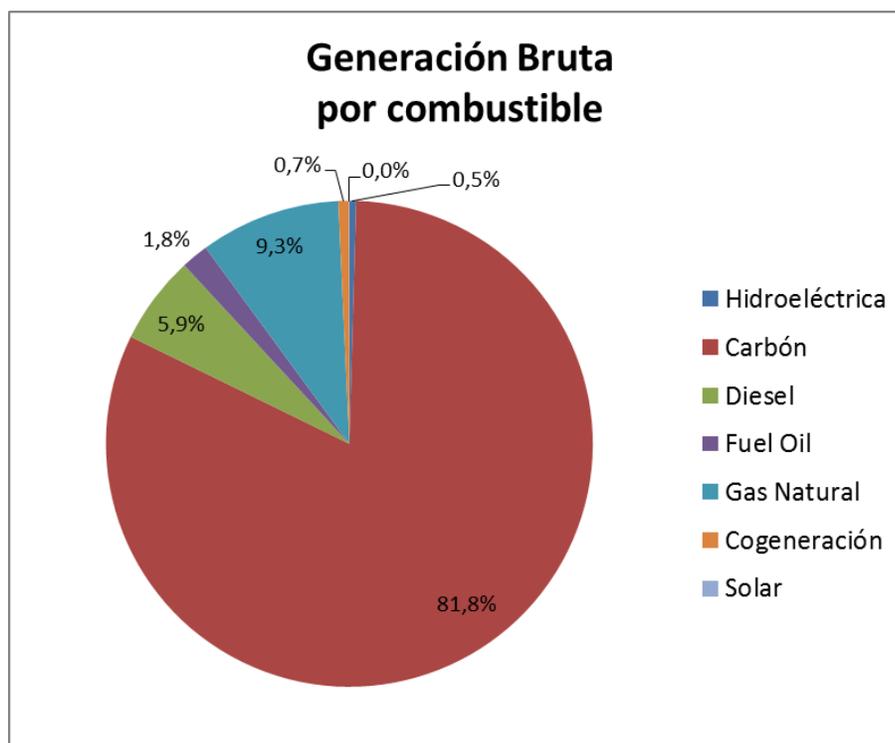


Figura 2-5 Generación Bruta SING 2013. Elaboración propia datos [17]

| Energético | Producción Bruta | Importación | Exportación | Var. Stock+ Perd y Cierre | Consumo Bruto (1) |
|-------------------|------------------|----------------|-------------|---------------------------|-------------------|
| Petróleo Crudo | 3.532 | 91.063 | 0 | -2.195 | 96.791 |
| Gas Natural | 11.505 | 36.584 | 0 | 2.510 | 45.579 |
| Carbón | 3.737 | 62.329 | 0 | -427 | 66.493 |
| Hidroelectricidad | 17.336 | 0 | 0 | 0 | 17.336 |
| Eólica | 351 | 0 | 0 | 0 | 351 |
| Leña y Biomasa | 89.299 | 0 | 0 | 521 | 88.778 |
| Solar | 185 | 0 | 0 | 0 | 185 |
| Biogás | 72 | 0 | 0 | 0 | 72 |
| Total | 126.018 | 189.976 | 0 | 408 | 315.586 |

Tabla 2-1 Balance energía primaria [TeraCa] 2012 [18] Fuente: CNE con datos de Ministerio de Energía septiembre 2013

La capacidad instalada en el SING es preponderantemente térmica y el mercado está altamente concentrado. El principal actor es la firma belga-francesa Suez Energy

Andina concentrando más del 46% del mercado. Le sigue la firma norteamericana AES Gener con el 32% y Endesa Chile controlada por el grupo Italiano ENEL con el 21% - ver Figura 2-6-.

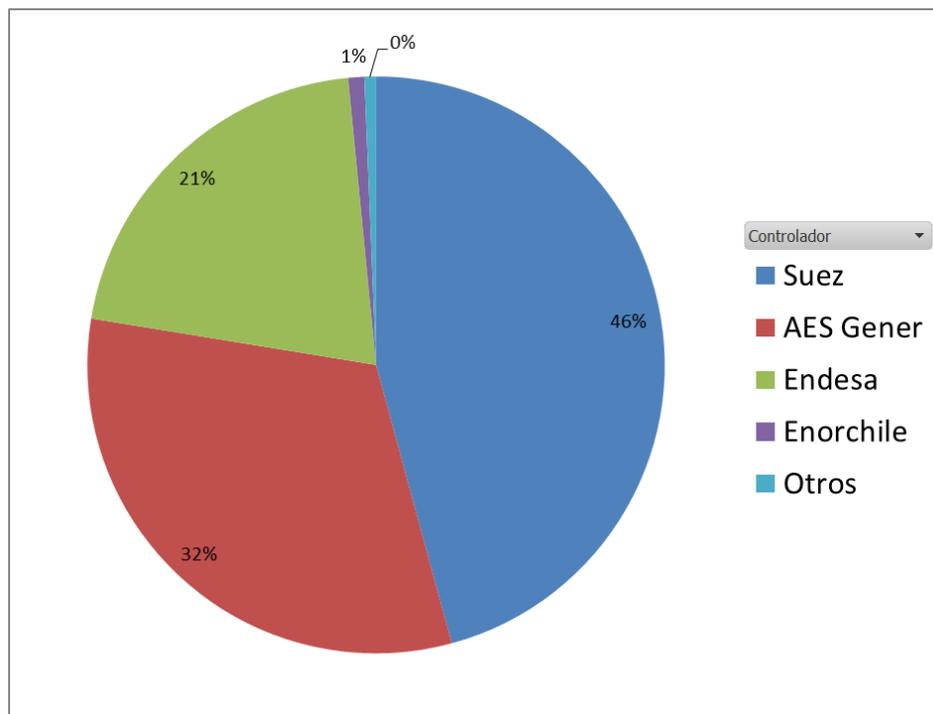


Figura 2-6 Distribución parque generador SING por empresa controladora. Elaboración propia con datos del anuario CDEC-SING 2013 [16]

2.5.3 Demanda

La composición de los clientes libres del SING presenta peculiaridades que hacen de la curva de demanda de este sistema una curva de pendiente prácticamente nula las 24 horas del día.

Las grandes mineras presentes representan alrededor del 90% de la demanda total del sistema, presentando una demanda constante durante el día. Esto sumado a la escasa densidad poblacional de la zona hace que la variación de la curva de demanda asociada al consumo residencial no se presenten variaciones importantes en el consumo durante el día. La demanda máxima del SING a la fecha está en torno a los 2200MW.

Por otro lado, si bien, en una escala de tiempo diario la demanda se comporta virtualmente constante, si se ve en una escala de tiempo con resolución intrahoraria, se puede ver que existen frecuentes variaciones de demanda, dadas por la naturaleza del consumo minero –molinos, entradas y salidas intempestivas de motores, paralización

de gúinchas transportadoras, etc-, lo cual tiene consecuencias en la operación del sistema.

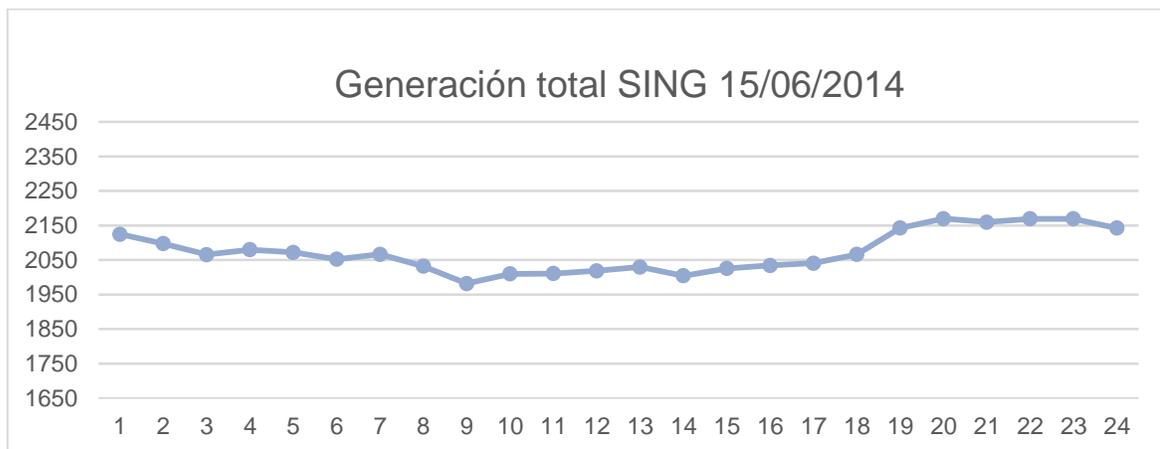


Figura 2-7 Generación total diaria SING 15/06/2014 [8]

El 2013 la Demanda Máxima Bruta (Generación máxima neta) alcanzó los 2060MW según lo informado por el CDEC. Por otro lado, acorde con el “*Primer informe trimestral 2014*” de mayo del 2014 publicado por el CDEC-SING, la demanda máxima durante el primer trimestre del presente año alcanzó los 2207MW siendo la mínima del mismo periodo 1739MW. El promedio de potencia media actualmente, acorde al mismo estudio, es del orden de lo 1980MW con un factor de carga del 90% [19] –ver Figura 2-8 y Tabla 2-2.

Cabe resaltar que el comportamiento de la demanda no varía considerablemente durante el año según el cambio de trimestre ya que el nivel de consumo tiene que ver principalmente con procesos ligados a la gran minería del cobre la cual no afecta sus consumos según la época del año.

| Potencia Media Horaria | |
|-------------------------------|-----------|
| Estadística | MW |
| Promedio | 1.986,4 |
| Desviación Estándar | 88,6 |
| Mínima | 1.739,8 |
| Máxima | 2.207,1 |
| Factor de Carga | 90,0% |
| Coficiente Variación | 4,5% |

Tabla 2-2 Resumen Potencia media horaria primer trimestre 2014 [19]

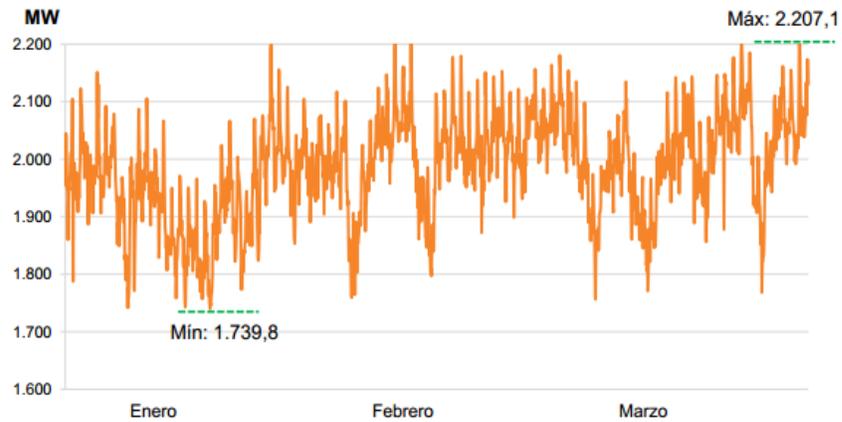


Figura 2-8 Potencia media bruta horaria primer trimestre 2014 [19]

Uno de los aspectos interesantes respecto de la estabilidad en la constancia de la curva de demanda es la importancia que cobran los sistemas de acumulación de energía en las plantas de generación solares. En la medida en que la demanda se mantiene y el recurso natural para la generación solar está disponible sólo durante ciertas horas del día se hace necesario evaluar la conveniencia de la instalación de un sistema de acumulación para entregar energía en las horas en que no hay sol disponible.

En la Figura 2-9 se presenta un Diagrama unilineal simplificado del sistema SING.

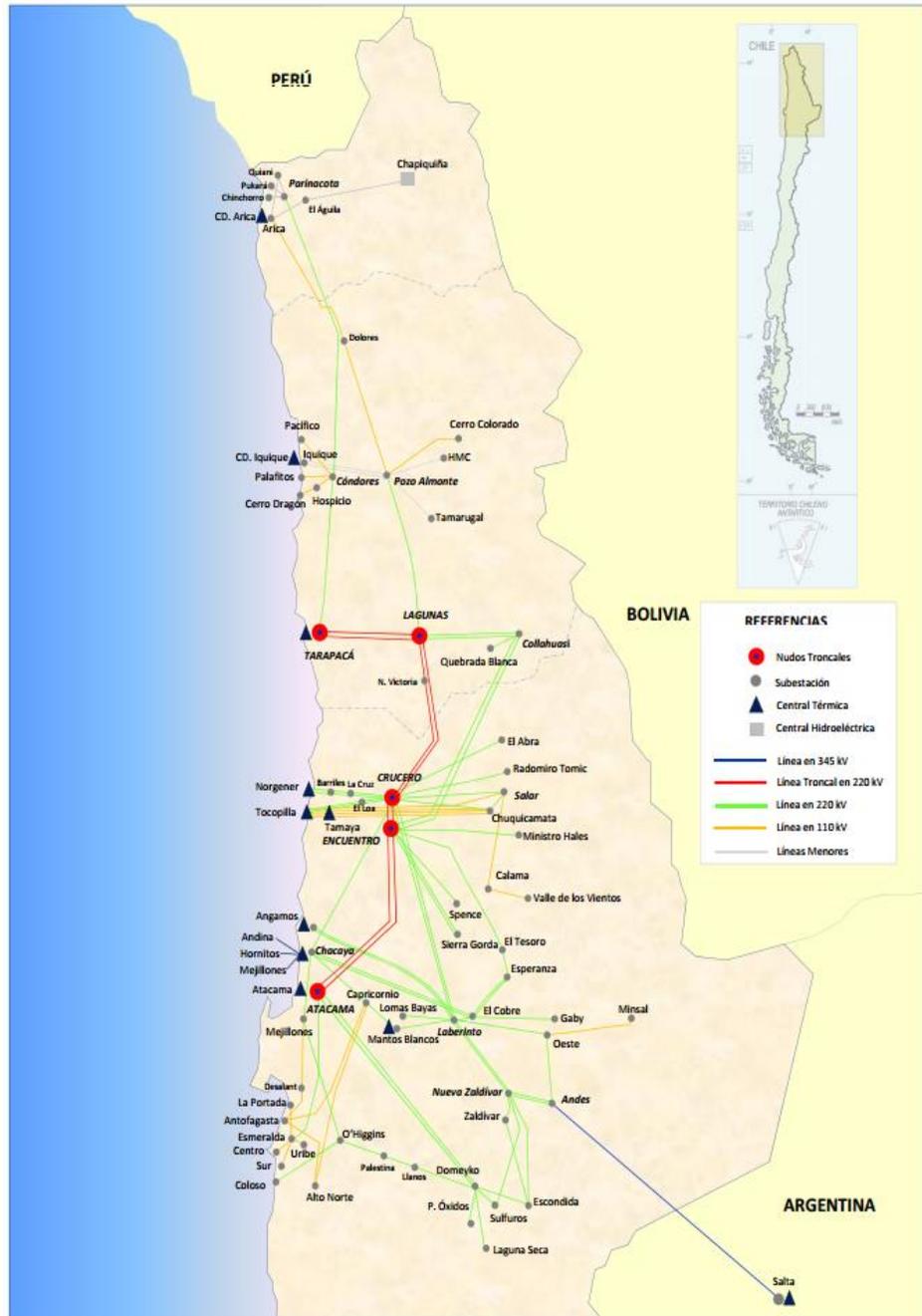


Figura 2-9 Diagrama Unilínea SING simplificado

2.5.4 Condiciones climatológicas presentes en el SING

Chile presenta condiciones comparativamente muy favorables de radiación solar en particular en el norte grande del país. Es uno de los lugares del mundo con mayor densidad energética [W/m²] asociado a radiación solar –ver Tabla 2-3 y Figura 2-10-. La radiación solar es la primera variable que se debe considerar para la localización de proyectos de generación solares.

La radiación es una forma de transporte de energía a través de ondas electromagnéticas y puede ser directa o indirecta. Se denomina radiación solar directa a aquella radiación proveniente del sol sin cambiar de dirección y se denomina radiación solar indirecta a aquella que impacta en la superficie terrestre luego de haber cambiado de dirección por reflexión y dispersión como sucede cuando se tiene nubosidad.

La alta densidad energética asociada a radiación solar directa y la escasa nubosidad que se tiene durante todo el año en el desierto de Atacama en particular hacen de este un lugar especialmente atractivo para el desarrollo de plantas de generación solar. [20]

| Ubicación / Desierto | Radiación (W/m ²) | km ² para generar 3 TW |
|------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|
| Africa, Sahara | 260 | 144,2 |
| Australia, Great Sandy | 265 | 141,5 |
| Medio oriente, Árabe | 270 | 138,9 |
| Chile, Atacama | 275 | 136,4 |
| EE.UU., Great Basin | 220 | 170,5 |

Tabla 2-3 Tabla comparativa niveles de radiación solar en el mundo. Fuente: International Satellite Cloud Climatology Project. Citado por Central Energía 2010

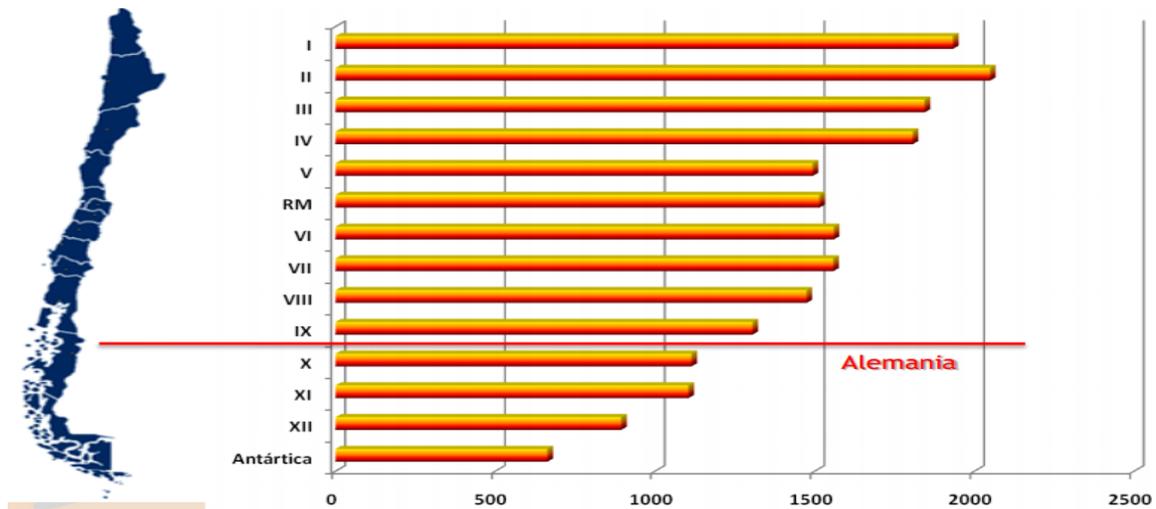


Figura 2-10 Radiación solar [kWh/m2 año].
Fuente: Registro solarimétrico UTFSM [21] [citado por F. Chile 2011]

2.6 Tecnologías de generación termosolar y sistemas de acumulación

Las tecnologías de generación termosolar o “CSP” por su sigla en inglés (*concentrating solar power plants*) se basan en la idea del aprovechamiento de la radiación electromagnética proveniente del Sol a través de la utilización de la energía térmica para producir energía eléctrica. Uno de los atributos comparativos importantes de este tipo de tecnologías es que pueden ser equipadas con sistemas de almacenamiento de calor para conseguir generación de energía eléctrica en condiciones de no sol [22]. Esto implica que dependiendo del dimensionamiento del sistema de almacenamiento puedan ofrecer factores de planta mayores que los obtenidos en un sistema de generación fotovoltaica y más importante, las hace “despachables” día y noche lo cual facilita las condiciones tanto económicas como de integración técnica en sistemas de generación a partir del recurso solar.

Existen actualmente diversas tecnologías en desarrollo alrededor del mundo. En particular se pueden destacar cuatro principales [23].

2.6.1 Plantas termos-solares de torre concentradora

También conocidas como plantas termosolares de torre receptora, utilizan un campo heliostático colector o “HFC” (por su sigla en inglés) el cual se compone de unidades de espejos llamados heliostatos, los cuales siguen la trayectoria del sol durante el día, guiados por un sistema de control, reflejando y concentrando la radiación solar directa en un receptor central, situado en la cima de un torre fija. Los heliostatos son espejos

planos o ligeramente cóncavos que siguen la trayectoria de la radiación solar en dos ejes [22] [23].

El calor de la radiación es absorbido en la torre receptora mediante un fluido que posteriormente transfiere el calor a un ciclo de agua-vapor que mueve una turbina eléctrica de vapor convencional para la generación de electricidad –ver Figura 2-11-. Algunas plantas operativas no utilizan intercambiadores de calor y calientan directamente el vapor de la turbina en el sistema receptor [24].

Una de las principales características de esta tecnología es que alcanza altas temperaturas, lo cual implica un aumento en la eficiencia del proceso de conversión de energía calórica en eléctrica. En particular puede alcanzar mayores temperaturas que otras tecnologías de CSP como Fresnel (también de receptor fijo) o de cilindro parabólico, ya que permite la concentración de una mayor cantidad de radiación en un solo punto, el receptor, de manera que las pérdidas de calor pueden ser minimizadas. Esto además permite que esta tecnología pueda ser usada en otras aplicaciones que requieren altas temperaturas más allá de la generación eléctrica [22] [25].

Dependiendo del diseño de la torre receptora, el tipo de fluido de transferencia de calor o “HTF” (por su sigla en inglés) y otros múltiples factores como el tamaño del HFC, la temperatura de operación del receptor puede variar en un intervalo desde los 250°C y se espera que para plantas futuras hasta los 1000°C, sin embargo, para plantas que utilicen como HTF, sales fundidas, la temperatura de operación es del orden de los 600°C. En tanto aquellas que utilicen como fluido aceite sintético en torno a los 390°C lo cual limita comparativamente la eficiencia del ciclo.

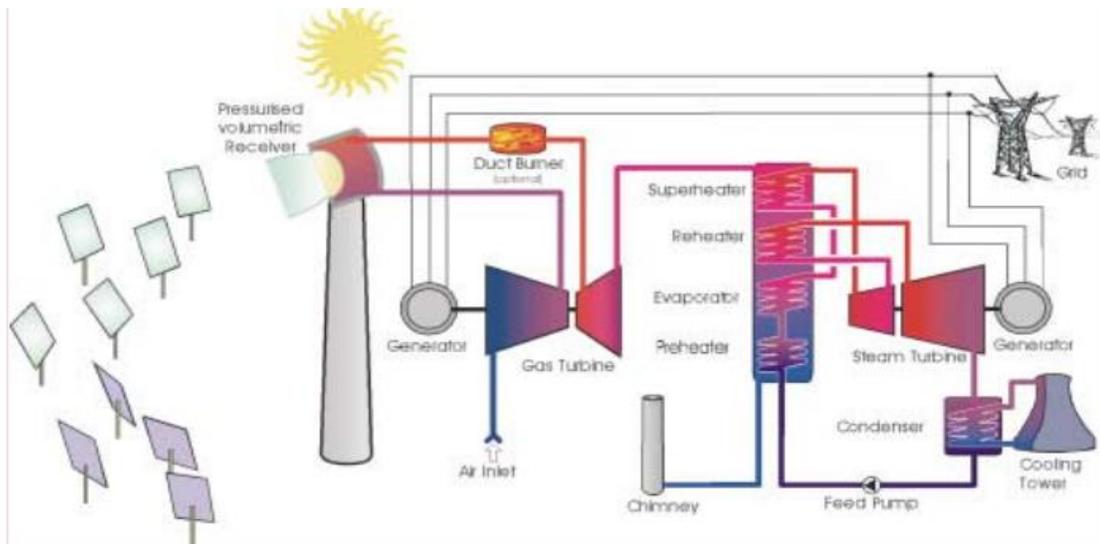


Figura 2-11 Esquema de funcionamiento de planta termo-solar de torre concentradora [24]

Otra de las implicancias importantes de las altas temperaturas de operación que puede alcanzar esta tecnología, sumado a que la concentración de energía se realiza en un receptor único no distribuido, es que favorece la implementación y uso de sistemas de acumulación de energía térmica de alta eficiencia. Las altas temperaturas permiten mayores diferenciales de temperatura, lo cual aumenta la eficiencia, en tanto las reducidas distancias disminuyen las pérdidas de calor en el transporte del fluido intercambiador [25].

2.6.2 Plantas termo-solares de cilindro parabólico

La tecnología termo-solar de cilindros parabólicos es la tecnología termosolar más madura y comercializada actualmente [26] [27].

Utiliza espejos reflectores cóncavos enfocando directamente la radiación solar directa en un receptor lineal localizado en el foco de la parábola [23] -ver Figura 2-12- .

Se disponen filas de colectores parabólicos en serie, con movilidad en un solo eje, los cuales calientan un fluido de transferencia o HTF, que suele ser aceite sintético producido específicamente para tales fines.

Dicho HTF circula por los receptores y luego es enviado a una serie de intercambiadores de calor, los cuales generan vapor de alta presión y, alimentan así, una turbina de vapor clásica del bloque de potencia de la planta.

Los reflectores siguen la trayectoria del sol mediante un sistema de control centralizado que establece la posición del espejo en el eje móvil, maximizando la radiación solar directa reflejada en el receptor lineal ubicado a lo largo del foco de cada serie de reflectores.

Al igual que en el caso de la tecnología de torre concentradora, esta tecnología puede implementarse también calentando directamente el vapor de la turbina en los receptores, lo cual implica actualmente un aumento en las pérdidas y por lo tanto en la eficiencia del proceso, sin embargo, esta variante tecnológica está aún en etapa de desarrollo. Dependiendo del diseño específico de cada planta, los espejos en serie pueden alcanzar del orden los 100m de largo y 5m-6m de superficie curva. En general las plantas de cilindro parabólico operan a una temperatura nominal del HTF del orden de los 390°C, temperatura a la cual el HTF es utilizado para la producción de vapor para el ciclo de potencia [27] [28].

La mayoría de las plantas existentes no cuentan con un sistema de almacenamiento de energía térmica, por lo que, sus sistemas de respaldo son con frecuencia sistemas de combustión que permiten generar calor en condiciones de ausencia de sol para garantizar la disponibilidad de la central.

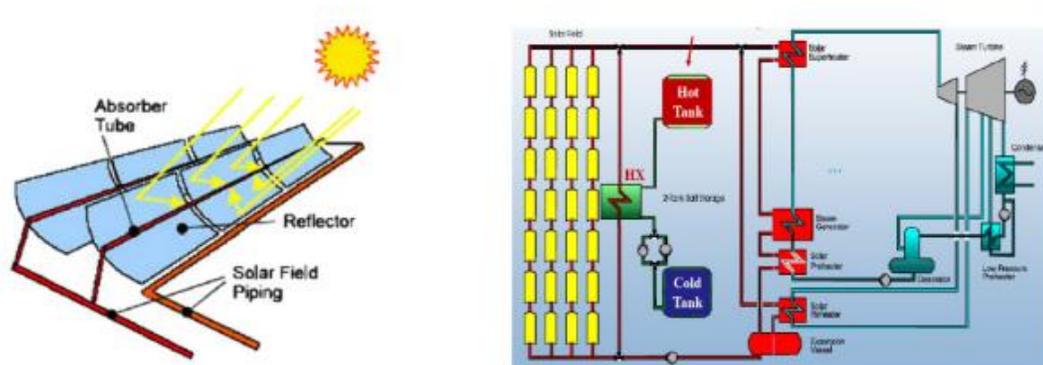


Figura 2-12 Modelo de planta termosolar de cilindros parabólicos [26]

2.6.3 Plantas termosolares de reflector solar Fresnel

Las plantas termosolares de reflector Fresnel conocidas por su acrónimo en inglés como LFR (Linear Fresnel reflector) son una tecnología en estado de desarrollo en el mundo.

Su principio de funcionamiento es similar al de la tecnología de cilindros parabólicos – ver Figura 2-13-, ya que cuenta con un campo de largos espejos planos o ligeramente curvos, dispuestos en distintos ángulos, de manera de direccionar la radiación solar directa a un receptor fijo. El receptor fijo, a diferencia del receptor de tecnología de torre, está situado en una estructura longitudinal conformada por un único tubo receptor [27]. Cada espejo es controlado de manera individual y cuenta con movilidad en un eje para optimizar la cantidad de radiación reflejada en el receptor. A diferencia de la tecnología de cilindros parabólicos, producto de la mayor distancia entre el foco y los colectores, la radiación experimenta refracción en el medio y se distorsiona la línea focal. Esto se puede corregir mediante un reflector secundario ubicado sobre el receptor de manera de recapturar la radiación fuera de foco y direccionarla hacia el receptor nuevamente o se pueden disponer múltiples tubos receptores en vez de un único tubo, de manera de aprovechar la radiación total reflejada desde los espejos aumentando la superficie de incidencia [22].

Esta tecnología no ha alcanzado madurez aún y se encuentra en desarrollo. Fue probada experimentalmente por primera vez con la planta Puerto Errado 1 en Alemania el 2009.

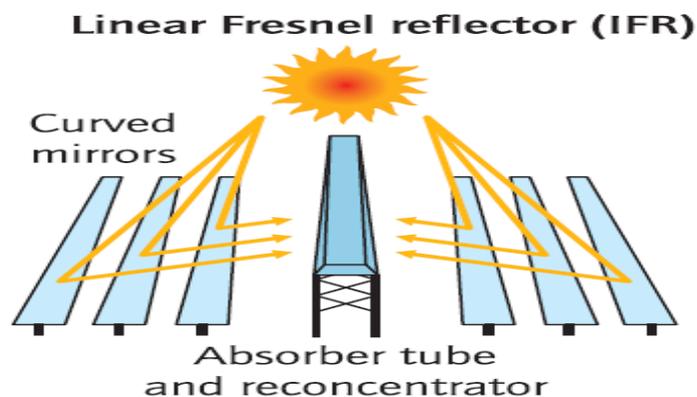


Figura 2-13 Principio de funcionamiento de planta termosolar Fresnel [27]

2.6.4 Plantas termo-solares de disco parabólico

Las unidades generadoras termo-solares de disco parabólico consisten en un disco parabólico que opera de forma independiente el cual recibe la radiación solar y la refleja a un receptor ubicado en su punto focal sobre el centro del disco. El receptor del punto focal es normalmente un motor Stirling o una microturbina –ver Figura 2-14-. La unidad completa (disco y receptor) sigue la trayectoria del sol en dos ejes. Por su diseño este tipo de tecnología no utiliza fluidos de transferencia de calor [23].

Entre las principales ventajas de esta tecnología se cuentan su gran eficiencia en la transformación de energía térmica eléctrica, la cual es mayor que tecnologías como la de cilindro parabólico, de torre o Fresnel, su dimensión compacta, que no necesita agua para enfriamiento y su tamaño. Por otra parte algunas de estas características pueden considerarse como desventajas para la producción de energía a gran escala. Precisamente sus limitaciones en tamaño (típicamente entre 5kW y 50kW) hacen que se necesiten cientos o miles de discos parabólicos para producir energía por sobre los 2MW. Presentan baja compatibilidad con sistemas de acumulación de energía térmica y se encuentra aún en etapa de desarrollo y, por lo tanto, su costo de producción masiva no se puede conocer aún [23] [27].

Por sus ventajas y características limitantes, este tipo de tecnología se perfila en el futuro como una opción alternativa a los sistemas de generación fotovoltaica y sistemas de generación de baja escala como generación distribuida “GD” en regiones con altos niveles de radiación.

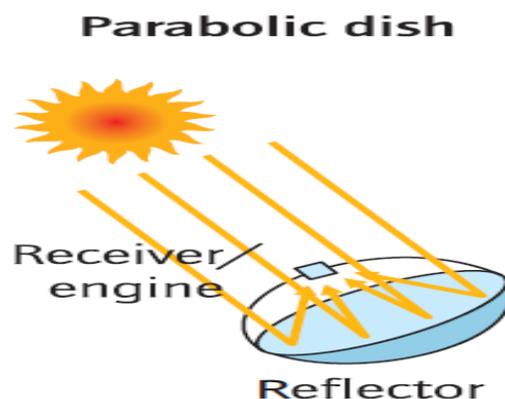


Figura 2-14 Principio de funcionamiento de planta termosolar disco parabólico [27]

2.6.5 Estado de desarrollo de las CSP en el mundo

Acorde con lo presentado en los puntos 2.6.2 al 2.6.4 se puede decir que existen dos tecnologías CSP con preponderancia en el mercado y que se proyectan como mercados emergentes: la tecnología de cilindro parabólico y la de torre concentradora. Si bien la primera de estas concentra la mayor parte del mercado [29], el presente trabajo se enfocará en analizar la tecnología de torre concentradora, la cual puede trabajar con temperaturas más altas y, por lo tanto, presenta una mayor compatibilidad con sistemas de acumulación de energía térmica de gran capacidad. Esta última, si bien tiene costos de inversión más elevados que cilindros parabólicos, ha presentado una tendencia al crecimiento en la capacidad instalada en el mundo en los últimos años. Las tecnologías Fresnel y discos parabólicos con motor Stirling aún se encuentran en estado de desarrollo y presentan baja compatibilidad con sistemas de acumulación de energía térmica.

| | Maduración Tecnológica | Capacidad Típica | Factor de Planta | Concentración del Colector | Almacenamiento | Fluidos de Trabajo/Temp. Max. |
|---|------------------------------|------------------|-------------------------------|----------------------------|---------------------------|--|
|  Cilindro Parabólico | Comercial 90% del Mercado | 10-300 MW | 20-25% 40-53% (TES 6h) | 70-80 soles | Comercialmente disponible | Aceite sintético (390°C)/vapor de agua (300°C)/ Sales fundidas (550°C) |
|  Torre Solar | Comercial 10% del Mercado | 10-200 MW | 40-53% 65-80% (TES 15h) | >1.000 soles | Comercialmente disponible | Aceite sintético (390°C)/vapor de agua (300°C)/ Sales fundidas (565°C) |
|  Fresnel Lineal | Proyectos Pilotos | 10-200 MW | 20-24% | >60 soles | Posible, pero no probado | Vapor de Agua (250°C) |
|  Disco Stirling | Pilotos Demostrativos | 0.01-0.025 MW | 25-28% | >1.300 soles | Posible, pero no probado | No necesita |

Tabla 2-4 Tabla comparativa de tecnologías CSP [29]

En particular los costos de inversión de las plantas de cilindros parabólicos y torre concentradora de gran escala con almacenamiento (≈ 100 MW) están en torno 8.000 USD/kW donde el sistema de acumulación de energía térmica representa cerca de un 10% del valor total de inversión, dependiendo de las horas de acumulación que se dispongan.

La tecnología de Torre presenta costos de inversión superiores a la de cilindros parabólicos pero se espera que con la maduración de esta tecnología se reduzcan los precios.

Una implicancia evidente, consecuencia de los altos costos de inversión de esta tecnología, es que el precio al cual los generadores deben vender su energía para recuperar el valor de inversión con una rentabilidad dada es relativamente alto comparativamente con otras tecnologías convencionales como carbón o gas ($\approx 150\text{USD/kWh}$). Este hecho puede usarse para recalcar la importancia de desarrollar estos proyectos de manera lo más eficiente posible en todas sus dimensiones y en particular del sistema de acumulación de energía que influirá fuertemente en el factor de planta y por lo tanto en el nivel de ingresos por venta de energía y potencia de la central.

| Tecnología | Costos de inversión (USD/kW) | | Factor de Planta | Costo Nivelado de la energía* |
|--|------------------------------|--------|------------------|-------------------------------|
| | Min | Max | % | (USD/kWh) |
| Cilindro Parabólico sin almacenamiento | 3.100 | 7.300 | 20-25 | 0,19-0,38 |
| Cilindro Parabólico con almacenamiento (6 horas) | 7.100 | 9.800 | 40-53 | 0,17-0,37 |
| Torre Solar con almacenamiento (6 horas) | 6.300 | 7.500 | 40-45 | 0,20-0,29 |
| Torre Solar con almacenamiento (12-15hrs) | 6.300 | 10.500 | 65-80 | 0,17-0,24 |

Tabla 2-5 Tabla comparativa de costos de tecnología CSP (Diciembre 2013) [29]

2.6.6 Sistemas de acumulación de energía térmica para plantas CSP

La acumulación de energía térmica o “TES” por su sigla en inglés (*Thermal Energy Storage*) es un mecanismo de acumulación de energía en forma de calor para su posterior uso. Los sistemas TES integrados en plantas CSP pueden mejorar de forma considerable las condiciones técnico-económicas para la implementación de estas [30].

Los sistemas TES pueden tener distintas dimensiones, según el objetivo que estén destinados a cumplir. Este puede ser suplir las diferencias entre generación y demanda en una hora específica para un sistema aislado o suavizar la curva de generación de una planta termosolar acumulando un porcentaje de energía durante el día para descargarla en horas de mejor precio o durante la noche. El presente estudio se enfoca en los sistemas TES que tienen por objetivo este último. En particular se considerarán sistemas TES con doble tanque de sales fundidas como el detallado en la Figura 2-15

los cuales son altamente compatibles con plantas termosolares de torre concentradora [30].

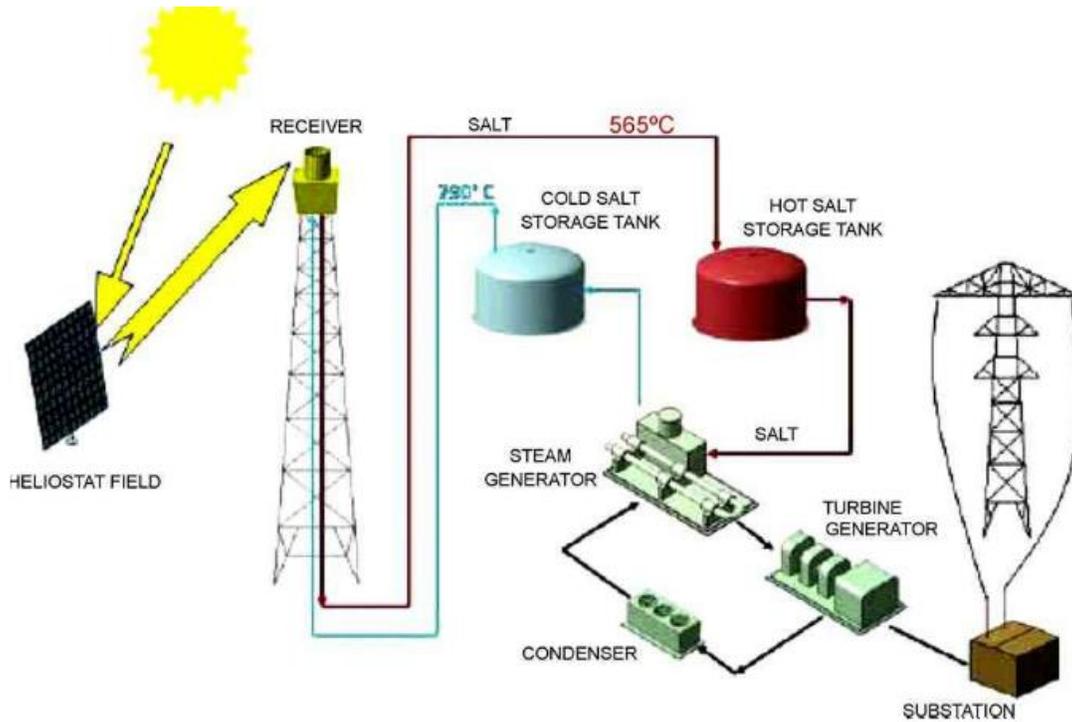


Figura 2-15 Esquema de sistema de acumulación Planta termosolar de torre Planta Solar Tres

El sistema TES de doble tanque de sales fundidas consiste en un circuito compuesto por dos tanques de almacenamiento, uno frío y otro caliente, un conjunto de intercambiadores de calor y un fluido de transferencia HTF (*Heat Transfer Fluid*), que típicamente son sales fundidas de nitrato. Las temperaturas de los tanques frío y caliente dependen del diseño del sistema y principalmente del fluido HTF que se utilice. Es importante que este se mantenga en su fase líquida en el tanque frío e incluso si hay condiciones de no sol sostenidas. En general los sistemas TES incluyen en su diseño equipos auxiliares generadores de calor para aumentar la temperatura del HTF, de manera forzada si fuese necesario, para efectos de mantenerlo en fase líquida.

En este sistema, cuando la energía se acumula, parte del HTF proveniente de la torre receptora fluye hacia los intercambiadores de calor (en vez de hacia la turbina) y las sales fluyen desde el tanque de sales frías, pasando por los intercambiadores de calor y capturando la energía térmica, hacia el tanque de sales calientes donde la energía es almacenada para su uso posterior.

Cuando se requiere descargar la energía desde el TES ocurre el proceso inverso donde las sales salen desde el tanque de sales calientes al tanque frío entregando su energía térmica en los intercambiadores. Dicha energía se utilizará para aumentar la presión de vapor y generar electricidad en el bloque de potencia según la configuración de la planta [25].

Los sistemas TES presentan eficiencias bastante altas en sus ciclos de carga y descarga, la cual aumenta en la medida en que la temperatura del proceso aumente. Esta característica los hace ser especialmente compatibles y eficientes con centrales CSP de torre, las cuales operan con HTF a temperaturas del orden de 600°C y en donde la eficiencia del ciclo de funcionamiento del TES permite que las horas de carga sean prácticamente iguales a las horas de descarga.

El dimensionamiento del sistema TES, el cual se mide típicamente en horas de almacenamiento, donde estas equivalen a las horas durante las cuales el TES podrá entregar energía a la turbina a máxima potencia estando previamente cargado. La determinación de la dimensión del TES influirá fuertemente en el despacho, el factor de planta, la disponibilidad en potencia y la capacidad de brindar servicios complementarios que tendrá la central por lo cual no es una decisión trivial y es el objeto de estudio del presente trabajo.

2.7 Dimensionamiento óptimo de sistemas de acumulación de energía o ESS (*Energy Storage System*)

El objetivo de este trabajo es proponer una metodología para el dimensionamiento eficiente de sistemas TES para plantas CSP. En primer lugar cabe destacar que el dimensionamiento óptimo de sistemas de acumulación de energía no es un problema trivial ni de solución única. Existen distintos enfoques para la resolución de este problema, dependiendo de la consideración de distintos parámetros, variables de interés y horizontes de evaluación como los propicios para encontrar un óptimo según la naturaleza del sistema que esté en evaluación. El primer problema para definir qué estrategia de dimensionamiento se utilizará, reside en la elección de variables de interés a optimizar y con la elección y discriminación de los parámetros que afectarán el dimensionamiento.

Existen actualmente distintas tendencias en el dimensionamiento óptimo de ESS. Dos importantes son aquellas que consideran el precio de energía del mercado como una variable exógena que no se afecta por el impacto de la dimensión del ESS (estos son

tomadores de precio) y aquellas que consideran el impacto del ESS en el nivel de precios del sistema [31].

El primer enfoque (ESS tomadores de precio) se justifica en sistemas grandes donde el aporte en potencia del ESS puede ser despreciable, sin embargo, en el presente trabajo se pretende evaluar el impacto de una central CSP de magnitud de 100MW en un sistema donde la demanda alcanza un máximo de 2200MW por lo cual este enfoque no puede aceptarse.

Se optará por lo tanto, en el presente trabajo, por el enfoque que considera el impacto del dimensionamiento en el nivel de precios del mercado. Esto implica que en el contexto de un mercado spot, el dimensionamiento del ESS puede ser obtenido a través de la evaluación de la iteración en corto plazo de múltiples despachos del sistema (Unit Commitment o "UC") los cuales incluirán en su evaluación la operación del propio ESS o este caso del TES [32].

Por otro lado, el dimensionamiento del ESS puede ser evaluado en términos de los efectos y condiciones que enfrenta en el corto y largo plazo. En [32] los autores señalan que la tendencia es considerar evaluaciones de corto plazo dentro de ventanas de tiempo anuales y advierten sobre la posibilidad de llegar a soluciones sub-óptimas por no considerar efectos en ventanas de tiempo superiores.

El presente trabajo busca evaluar los efectos del dimensionamiento eficiente en el SING, sistema en el cual el nivel de radiación solar es altamente determinístico, dado su comportamiento histórico, y donde la curva de demanda tiene un comportamiento prácticamente plano que no muestra grandes fluctuaciones en el precio de la energía durante las 24 horas. Estos antecedentes pueden llevar a creer que basta con considerar una ventana de tiempo anual para el dimensionamiento óptimo del ESS, sin embargo, en [32] los autores advierten que el tamaño óptimo de ESS en el SING es altamente dependiente del nivel de inserción de energías renovables variables que exista en el sistema. Esto, sumado a las excelentes condiciones de sol, viento y geotermia del norte grande y a las metas fijadas en la normativa vigente para aumentar la participación de energías renovables en el país, permite justificar que se considere, en el presente trabajo, evaluar el dimensionamiento eficiente del TES en ventanas de tiempo de largo plazo de múltiples años determinados por la vida útil de la tecnología y la proyección de crecimiento del sistema.

3 Capítulo 3: Metodología

3.1 Pasos de la Metodología

En el presente capítulo se presenta la metodología propuesta para llevar a cabo el dimensionamiento eficiente. A continuación se enuncian los pasos secuenciales de la metodología, cada uno de los cuales es abordado en detalle más adelante en el presente capítulo.

- I. Levantamiento de información:
 - a. Caracterización técnica y económica de la tecnología a evaluar.
 - b. Caracterización del sistema en el cual operará el proyecto.
 - c. Proyección de desarrollo del sistema a evaluar.

- II. Definición de casos de estudio:
 - a. Definición de parámetros y variables de interés.
 - b. Definición de los escenarios a evaluar.
 - c. Definición de la simulación

- III. Simulaciones :
 - a. Simulación de operación del sistema.

- IV. Análisis de resultados
 - a. Obtención de rentabilidad para cada caso en cada escenario
 - b. Comparación de resultados
 - c. Decisión de dimensionamiento eficiente

En la Figura 3-1 se presenta un esquema de gráfico de la metodología.

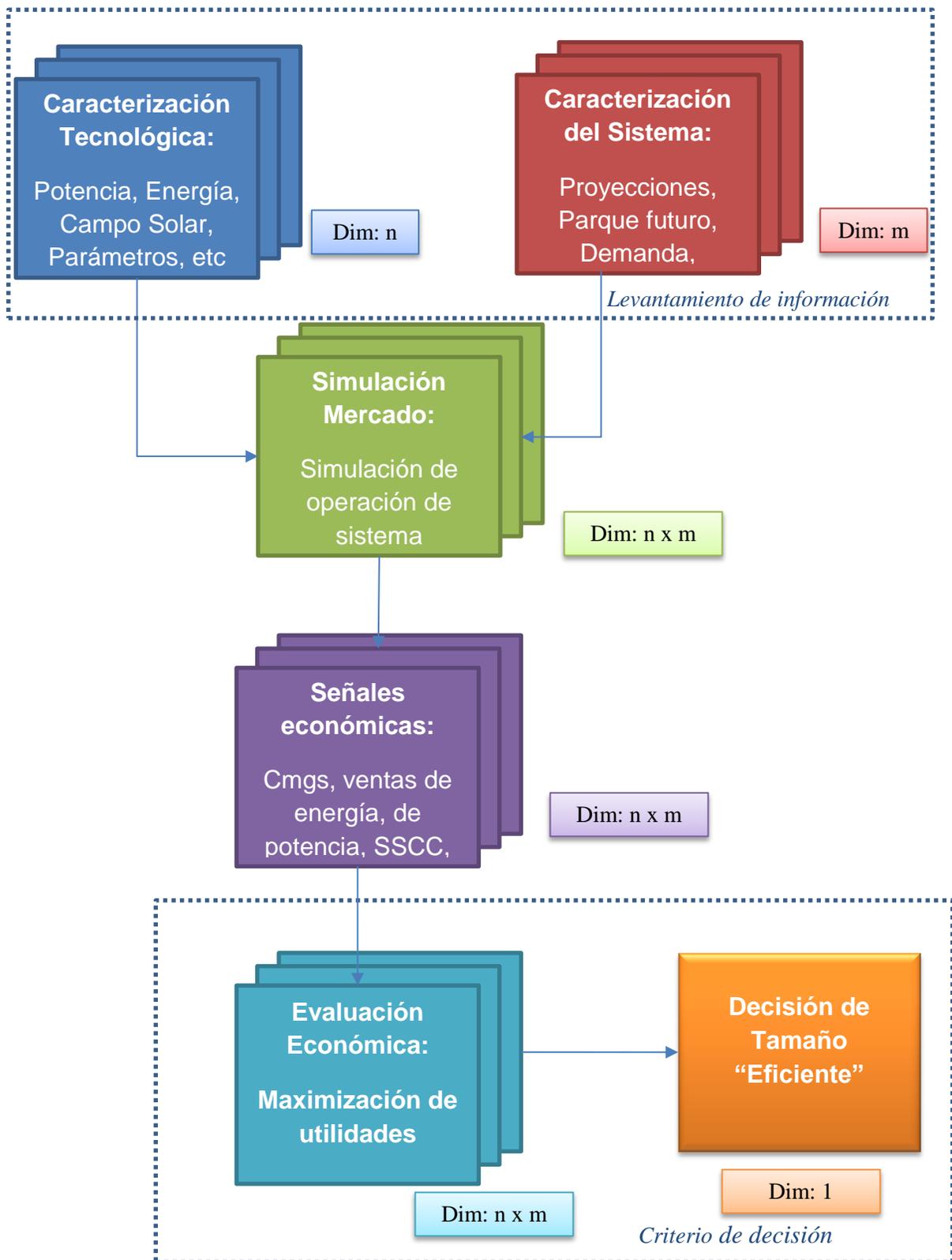


Figura 3-1 Esquema metodología de dimensionamiento eficiente para sistema de acumulación, elaboración propia

3.1.1 Levantamiento de información

En esta primera etapa de la metodología corresponde recopilar toda la información que será relevante y de interés para el desarrollo del estudio de dimensionamiento eficiente.

Dependiendo de factores como el tipo de tecnología termosolar de generación y acumulación, la topología del sistema eléctrico en cuestión, el tipo de mercado eléctrico, los costos de inversión asociados a cada tecnología o las proyecciones de evolución en el tiempo de estos, se obtendrá una comprensión básica del problema y sobre cuál es la mejor estrategia para abordarlo.

Se puede tener por ejemplo que para tecnologías termosolares diferentes existan distintas variables a optimizar, como es el caso de la generación termosolar con discos parabólicos -la cual no tiene un campo heliostático -versus la generación con torre concentradora.

Según el sistema se puede ver si se requerirá pensar en escenarios con hidrología variable –caso del SIC- o si existirá dependencia respecto de la dinámica de precios de los combustibles –caso del SIC y SING. También esta etapa dará luces respecto de cuál será la mejor manera de evaluar económicamente los distintos escenarios, distinguiendo, por ejemplo, el tipo de mercado eléctrico en el cual se desarrollará el proyecto. A continuación se entrega una lista referencial sobre la información que debiese levantarse en esta etapa:

- ***Caracterización de la tecnología***

En esta etapa se debe recopilar información sobre aspectos tales como: el tipo de tecnología de generación, constantes de tiempo, eficiencias, costos de inversión, costos variables de generación, sistema de acumulación, tiempos del sistema de acumulación, factores de planta, costos de partida y apagado, cantidad de horas de acumulación posible, flexibilidad del sistema de acumulación, etc.

- ***Caracterización del sistema eléctrico***

En esta etapa se debe recopilar información sobre aspectos tales como: lista de centrales del parque generador con sus respectivas características técnicas y económicas, plan de obras, tipo y curva de demanda, tipo de mercado eléctrico, tipo de operación y despacho del sistema, provisión de servicios complementarios y de potencia, sistema de transmisión, grado de dependencia de hidrología, precio de

combustibles, radiación solar, perfil de viento, posibilidad de interconexión a otros sistemas, etc.

- ***Proyección de desarrollo del sistema***

Si bien existe siempre cierto grado de incertidumbre respecto de lo que pueda pasar en el futuro, se puede suponer que la evolución y comportamiento futuro de ciertos parámetros tiene baja incertidumbre y por lo tanto suponerlos como datos constantes. En el caso de la presente metodología se debe siempre atender al contexto del sistema en el cual se está evaluando el proyecto. Entendiendo esto, podrán ser incluidos aquí parámetros como el crecimiento de la demanda –vegetativa o por proyectos- el perfil de radiación solar, el perfil de vientos, el precio de combustibles, plan de obras de generación y transmisión, etc.

En el caso del presente estudio, este paso se realizó principalmente en el estudio del arte y revisión bibliográfica respecto de la tecnología termosolar de torre concentradora con acumulación por tanque de sales y del Sistema Interconectado Norte Grande.

3.1.2 Definición de casos de estudio y escenarios de evaluación

Una vez que se tiene la información relevante y que se tiene una comprensión general del funcionamiento de la tecnología, del sistema y del mercado en cuestión se procede a definir la evaluación del dimensionamiento eficiente propiamente tal. En particular se deben definir los casos de estudio y detallar la definición de esto tan acabadamente como sea posible. A continuación se presenta una lista referencial –siempre sujeta al tipo de proyecto y sistema- de los aspectos fundamentales de esta etapa.

- ***Definición de parámetros y variables de interés***

Dependiendo del tipo de tecnología se deben definir los parámetros y las variables de interés del estudio. En el caso de la tecnología de generación por torre las variables de interés para el dimensionamiento eficiente del sistema de acumulación serán: las horas de acumulación del sistema y el tamaño del campo solar con la dimensión del bloque de potencia del sistema como parámetro fijo.

- ***Definición de escenarios***

Para definir los casos de estudios se debe determinar los escenarios en los cuales se simulará la operación del sistema. Cada escenario representará el futuro del sistema de manera fija y con cierto grado de probabilidad de ocurrencia. Para ello se debe tener

claridad sobre el año en el cual se situará la entrada en operación del proyecto en evaluación.

Basándose en el levantamiento de información del paso previo se deben definir los siguientes aspectos de cada escenario: Escenarios probables y de interés de expansión de la demanda y del parque generador, definiendo numéricamente cuanto aumentará la demanda y que tipo de centrales se considerarán en la construcción del escenario, hidrologías -típicamente húmeda, normal y seca- determinando la disponibilidad de las centrales hidroeléctricas en cada caso, Precio y disponibilidad de combustibles –En el caso de Chile se debe distinguir por empresa la disponibilidad de GNL, ya que la capacidad de importe es limitada y restringida por los puertos de regasificación–, el perfil de radiación solar y perfil de vientos en las zonas donde se instalarán centrales FV y eólicas, plan de mantenimiento de las centrales, salidas programadas de grandes bloques de potencia.

A pesar de que, gran parte de los aspectos a definir en los escenarios futuros son probabilísticos, dependiendo de la naturaleza del sistema, se pueden definir ciertos parámetros fijos o comunes a todos los escenarios de evaluación. Por ejemplo en el caso del SING se puede suponer que la radiación solar es determinística y que la hidrología es seca. Este tipo de decisiones depende del criterio de quien realice el estudio y de la posibilidad de fundamentarlas.

- ***Definición de simulación de la operación***

Una vez definidos los escenarios de estudio, variables de interés y parámetros a considerar, se deben definir los requerimientos que deberá cumplir la simulación de la operación del sistema para otorgar resultados que contengan la información de relevancia para el estudio.

En particular se deben definir: la resolución necesaria de la simulación –horaria, bi-horaria, mensual, etc.-, el horizonte de evaluación -1 semestre, 1 año, 2 años, etc.- y la salida de interés –costos marginales, despacho, resultados de la bolsa de energía, etc.

Una vez definido esto, se deben definir la plataforma de simulación y las bases de datos necesarias con sus respectivos formatos y detalle para llevar a cabo la simulación. Según las limitaciones que se puedan presentar dado el software o mecanismo de

simulación se debe revisar los pasos anteriores y redefinir parámetros en caso de ser necesario.

3.1.3 Simulación

Este paso consiste en efectuar la simulación de la operación del sistema para cada caso en cada escenario definido. Con los resultados de esta etapa se procederá a evaluar la configuración óptima del sistema de acumulación en función de las señales económicas obtenidas a partir de la simulación de la operación del sistema.

3.1.4 Análisis de resultados

Desde el punto de vista del inversionista, la dimensión eficiente del sistema será aquella que maximice sus utilidades. Por lo tanto el objetivo de esta etapa es procesar las señales económicas resultantes de la etapa de simulación, calcular las utilidades esperadas en cada caso y escenario, para finalmente tomar una decisión, basado en un criterio de decisión que siempre dependerá de la naturaleza del inversionista, su aversión al riesgo y la cantidad de información que este maneje.

En el caso de un mercado tipo pool centralizado, como los existentes en Chile, se pueden analizar los resultados operacionales del sistema y calcular los ingresos por ventas de energía de la central en cuestión. Así para cada caso evaluado se tendrá un costo de inversión, un costo de operación e ingresos asociados a cada configuración. Con estos datos se pueden obtener las utilidades de la empresa en un horizonte de tiempo y comparar los resultados de cada configuración en cada escenario.

En el caso de un sistema con bolsa de energía, se puede replicar el ejercicio antes mencionado, modelando el comportamiento de los agentes de mercado y contrastando los volúmenes de venta de energía con los costos de inversión y operación del proyecto.

En cualquier caso como resultado de esta etapa se debe obtener una matriz de resultados donde, para cada configuración en cada escenario se asociará un valor y donde para cada escenario se obtendrá una rentabilidad mínima y una rentabilidad máxima. La decisión final del inversionista dependerá de su criterio de decisión.

4 Capítulo 4: Estudio de caso

4.1 Central termosolar Pampa Camarones

En el presente capítulo se presenta una aplicación práctica de la metodología propuesta en el capítulo 3.

Se determinará -siguiendo los pasos propuestos- el tamaño eficiente del sistema de acumulación de energía térmica con tanque de sales, de una central termosolar de torre concentradora situada en la región de Pampa Camarones. Pampa Camarones se sitúa en el Sistema Interconectado Norte Grande SING, al costado norte de la quebrada Camarones al sur de Arica.

Se trata de un proyecto real “Central Termosolar Pampa Camarones” perteneciente a la cartera de inversiones de la empresa española Celeo Redes Chile, la cual tiene proyectada la entrada en operación de la central para enero del año 2019. En este sentido, cabe resaltar que, tanto los detalles tecnológicos supuestos para la central, como los costos de inversión y de operación, utilizados en las simulaciones y en la evaluación económica, son los informados por Celeo Redes Chile respecto del mencionado proyecto a la fecha de realización del presente trabajo.

El objetivo de realizar este estudio de caso es determinar el tamaño eficiente del sistema de acumulación de la central, dado un determinado tamaño del bloque de potencia, a saber, se considerará que el tamaño de dicho bloque será de 100 MW, tamaño considerado por la empresa Celeo Redes para desarrollar el proyecto.

Es importante recalcar que, dadas las dimensiones del proyecto y su tamaño comparativo respecto del sistema en el cual operará -Central de 100 MW en sistema de 2000 MW de demanda-, se considera como hipótesis que es importante considerar el impacto de la operación del proyecto en el nivel de costos marginales del sistema. Al representar el proyecto cerca del 5% de la demanda actual, y con un costo variable comparativamente bajo respecto del parque generador, no es justificable considerar los precios del sistema como una variable exógena. Así cobra sentido la realización de la simulación de la operación del sistema para estudiar el impacto de la realización del proyecto y las señales económicas que, considerando su operación, se generen.

4.2 Aplicación de la metodología al proyecto Pampa Camarones

4.2.1 Levantamiento de información

Como se explicó en el capítulo 3, la etapa de levantamiento de información se llevó a cabo principalmente en la etapa de revisión bibliográfica de la tecnología termosolar, sus costos de inversión y la realidad y proyecciones esperadas del SING.

En particular respecto de la definición y caracterización específica del proyecto Pampa Camarones, cabe mencionar que toda la información fue indicada por la empresa Celeo Redes.

| Características consideradas para central Pampa Camarones | |
|---|----------------------|
| Fecha de Partida | 01 de Enero del 2019 |
| Vida útil | 30 años |
| Potencia Máxima | 100 MW |
| Potencia Mínima | 0 MW |
| Valor de Inversión Total (VI) | 8 MMUS\$/MW |
| VI del campo heliostático (% del VI total) | 30% |
| Costo Variable | 7 US\$/MWh |
| Rampa de subida en seguimiento de carga | 20 MW/min |
| Rampa de bajada en seguimiento de carga | 20 MW/min |
| Costo de partida | 0 |
| Costo de apagado | 0 |
| Horas de acumulación (capacidad de gestión de energía) | 12hrs, 14hrs o 16hrs |
| Factor de campo solar | [2 ; 3] |

Tabla 4-1 Características consideradas para Central Pampa Camarones

4.2.2 Definición de casos de estudio y escenarios de evaluación

Tanto la elección de la configuración tecnológica –caso de estudio- como los escenarios en los cuales se hace interesante dimensionar este proyecto, se hicieron en conjunto con el inversionista y su perspectiva. Es finalmente el privado quien establece los requerimientos para la evaluación y estos deben ser sistematizados, para poder analizar los respectivos casos que de ahí deriven, y así obtener conclusiones al respecto.

- **Definición de parámetros y variables de interés**

Dado el requerimiento del inversionista de determinar el tamaño eficiente del sistema de acumulación para un tamaño de central de 100 MW, se definió para este estudio que las variables de interés serían el tamaño relativo del campo solar al bloque de potencia –factor multisolar- y las horas de acumulación del sistema. Cabe destacar que en el presente estudio de caso se consideró despreciable el delta en el monto de inversión asociado a variar el tamaño del tanque de acumulación según el cambio en las horas

de acumulación, esto es un supuesto fuerte que dependerá siempre de las condiciones del proyecto y las posibilidades del inversionista.

El resto de parámetros que definen la caracterización de la central –como eficiencia o costos variables- se supusieron fijos y comunes para todos los casos de estudio respectivos.

Para la elección del valor de las variables de interés a simular en cada caso de estudio se utilizó el siguiente criterio:

- **Horas de Acumulación**

Las horas de acumulación de un sistema, implican que este es tan grande como para abastecer de energía durante esa cantidad de horas al bloque de potencia a potencia nominal, si comienza a hacerlo estando plenamente cargado.

Se consideraron para la elección de esta variable 3 tamaños posibles del sistema de acumulación: 16hrs, 14hrs y 12hrs, lo que para una central de 100MW implican sistemas de acumulación de 1.600MWh, 1.400MWh y 1.200MWh con sus respectivos costos de inversión

- **Factor Multi Solar**

La elección de esta variable fue supeditada a las horas de acumulación. Para la elección del valor de estudio de esta variable, se consideró siempre -para los 3 tamaños del sistema de acumulación- que la dimensión del campo solar debía ser tan grande como para entregar tanta energía como el bloque de potencia entregaría durante las horas de sol (en ese caso $SM=1$) más un remanente de energía suficiente para que el sistema de acumulación pueda cargarse plenamente sin reducir el nivel de generación de la planta durante el día.

Además, como otro caso de estudio, se consideró para cada tamaño del acumulador un SM un 15% inferior al necesario para completar el nivel de carga del sistema con radiación óptima.

- **Casos de Estudio**

Finalmente los casos de estudio se configuraron como se muestra a continuación:

| Casos de estudio | 100MW, 16hrs | | 100MW, 14hrs | | 100MW, 12hrs | |
|------------------|--------------|----|--------------|-----|--------------|-----|
| Facto multisolar | 2.5 | 3 | 2.3 | 2.8 | 2 | 2.5 |
| Escenario 1 | X1 | X2 | X3 | X4 | X5 | X6 |
| Escenario 2 | Y1 | Y2 | Y3 | Y4 | Y5 | Y6 |

Tabla 4-2 Matriz de casos de estudio

Esta matriz dará origen a la matriz de resultados que se utilizará para evaluar el tamaño eficiente del sistema.

Cabe decir que podría haberse elegido como variable de interés, el tamaño del bloque de potencia, sin embargo, para este tipo de tecnología, los bloques de potencia se ofrecen en el mercado de manera modular -50, 75, 100 MW- y a través de esta metodología se puede obtener el tamaño eficiente del sistema de acumulación para cualquier tamaño de bloque de potencia. Si se requiriera comparar que configuración es globalmente más rentable bastaría con comparar los resultados para cada tamaño de bloque de potencia con sus respectivos sistemas de acumulación eficientes y aplicar un criterio de decisión.

- **Definición de escenarios**

La definición de escenarios es probablemente una de las decisiones más sensibles de este estudio, tomando en cuenta la coyuntura actual del mercado eléctrico chileno.

- **Demanda**

En el presente, se optó por dejar la expansión de la demanda fija y, en concordancia con lo proyectado por la CNE, para los 6 casos de estudio de este proyecto. Con esto se considera una demanda inicial de 2078 MW en 2014 considerando un crecimiento en torno al 6% anual y llegando una demanda máxima de 2201 MW en el 2019 y luego con crecimiento en torno al 6% anual hacia el futuro

- **Parque generador**

Para la expansión del sistema se consideraron dos escenarios. En primer lugar se consideró como escenario base el plan de expansión de la CNE utilizado en el Informe Técnico Preliminar de la fijación de precios de nudo de corto plazo de Octubre del 2014.

Por otro lado se consideró necesario evaluar el proyecto en un escenario con alta penetración de ERNC donde el sistema de acumulación pudiera cumplir un rol completamente distinto y donde, por otro lado, la dinámica de precios se viera afectada de manera sustancial. Por esta razón se consideró el plan de expansión utilizado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile presentado como Escenario de “Expansión ERNC Optimista” en el contexto del informe [33]. Con estos escenarios se pretende tener una visión de cuan sensible es la decisión de tamaño eficiente dada una mayor penetración de ERNC en el sistema.

| | |
|--------------------|--|
| Escenario 1 | Plan de expansión, CNE |
| Escenario 2 | Plan ERNC Optimista, Centro de Energía -FCFM |

Tabla 4-3 Escenarios de evaluación

| Escenario 1: Plan de expansión CNE [MW Instalados] | | | | | | | | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
| Carbón | 2.040 | 2.040 | 2.040 | 2.512 | 2.512 | 2.512 | 2.512 | 2.512 |
| Cogeneración | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 |
| Diesel | 207 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 |
| FuelOil | 199 | 199 | 199 | 199 | 199 | 199 | 199 | 199 |
| GNL | 2.405 | 2.405 | 2.405 | 2.922 | 2.922 | 2.922 | 2.922 | 2.922 |
| Solar | - | 127 | 398 | 508 | 558 | 558 | 658 | 658 |
| Hidráulica pasada | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |
| Eólicas | - | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 |
| Total Parque | 4.885 | 5.105 | 5.376 | 6.475 | 6.525 | 6.525 | 6.625 | 6.625 |

Tabla 4-4 Escenario 1

| Escenario 2: Plan de expansión optimista ERNC [MW Instalados] | | | | | | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
| Carbón | 2.040 | 2.040 | 2.040 | 2.580 | 2.580 | 2.580 | 2.580 | 2.580 |
| Cogeneración | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 |
| Diesel | 207 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 |
| FuelOil | 199 | 199 | 199 | 199 | 199 | 199 | 199 | 199 |
| GNL | 2.405 | 2.405 | 2.405 | 2.922 | 2.922 | 2.922 | 2.922 | 2.922 |
| Solar | - | 127 | 398 | 508 | 558 | 558 | 658 | 658 |
| Hidráulica pasada | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |
| Eólicas | - | 90 | 600 | 1.058 | 1.303 | 1.413 | 1.465 | 1.500 |
| Total Parque | 4.885 | 5.105 | 5.886 | 7.511 | 7.806 | 7.916 | 8.068 | 8.103 |

Tabla 4-5 Escenario 2

Cabe destacar que en el presente estudio no se incluyó en los escenarios de evaluación la posible interconexión de los sistemas SIC y SING. Este es un supuesto fuerte que debe ser revisado en la aplicación del presente método a otros proyectos a desarrollarse en el futuro en cualquiera de estos sistemas. En esta ocasión fue descartado por la alta incertidumbre respecto a la naturaleza de su realización y por el

cierto aumento considerable de esfuerzos computacionales en la simulación de dichos sistemas interconectados implicando con esto, tiempos de estudio superiores a los disponibles para el desarrollo del presente.

- ***Definición de simulación de la operación***

Cómo se explicó en el capítulo previo, el presente trabajo se propone considerar el impacto de la central CSP en el mercado en términos de precio y despacho en la metodología de diseño. Por esto, para realizar la optimización de las variables de interés, se utilizará el software “AMEBA”, el cual es un programa de simulación de Unit Commitment con resolución horaria y capaz de simular en horizontes de tiempo de largo plazo. Ameba utiliza una adaptación del modelo presentado en [32].

Se simularán múltiples despachos económicos para múltiples configuraciones factibles de TES en un horizonte de largo plazo. Con los resultados se compararán los costos de inversión y operación con las utilidades percibidas por el inversionista por conceptos de ventas de energía en cada caso.

Dado que la entrada en operación del proyecto se contempla al 2019 y que el SING es un mercado considerado adaptado se definió que la simulación de la operación se haría de manera uninodal, con lo cual se implica que todo el parque generador estará conectado en la misma barra y que el sistema tendrá un único costo marginal.

Las variables de salida de las simulaciones que se considerarán serán los costos marginales de la barra y el despacho de la planta termosolar.

La optimización contemplará simulaciones de despacho económico con resolución horaria para un horizonte de un año desde el 1 de Enero del 2019 hasta el 31 de Diciembre del 2019, considerando patrones de conducta anuales esperados de radiación solar y variabilidad del viento, sin perder el detalle de la representación horaria –corto plazo– en cada caso.

Los perfiles de sol y viento utilizados fueron obtenidos desde las bases de datos del Ministerio de Energía y fueron utilizados los mismos perfiles para todos los casos de estudio. Esto también para las proyecciones de precio y disponibilidad de combustibles de centrales térmicas cuyas bases de datos también fueron obtenidas desde el Ministerio de Energía.

El objetivo de utilizar este software, y en particular el modelo de optimización que este utiliza, es obtener una representación detallada de la operación del sistema horariamente en un horizonte de largo.

- **El Modelo: Formulación matemática**

El presente modelo de despacho minimiza los costos de operación, utilizado en este estudio, de partida y de parada considerando el balance de suministro de energía y determinación de nivel reservas en giro y frías – ver Anexo 1: Nomenclatura Modelo de Optimización-.

$$\text{Min } f(x) = \sum_t \sum_g [C_{op} + C_{start} + C_{stop}] + C_{ENS} \quad (4.1)$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

$$\sum_g P_{t,g} + V_t + S_t + ENS_t + \sum_e d_{t,e} = l_t + \sum_e c_{t,e} \quad \forall t \quad (4.2)$$

$$V_t + Vd_t = \bar{V}_t \quad \forall t \quad (4.3)$$

$$S_t + Sd_t = \bar{S}_t \quad \forall t \quad (4.4)$$

$$P_{t,g} + RG_{t,g}^{up} \leq u_{t,g} \cdot \bar{P}_g \quad \forall t, g \quad (4.5)$$

$$P_{t,g} - RG_{t,g}^{dn} \geq u_{t,g} \cdot \underline{P}_g \quad \forall t, g \quad (4.6)$$

$$RF_{t,g}^{up} \leq (1 - u_{t,g}) \cdot \bar{P}_g \quad \forall t, g \in G^{FS} \quad (4.7)$$

$$P_{t,g} \leq P_{t-1,g} + u_{t-1,g} \cdot G_g^{up} + \bar{P}_g \cdot (1 - u_{t-1,g}) \quad \forall t, g \quad (4.8)$$

$$P_{t,g} \geq P_{t-1,g} - u_{t,g} \cdot G_g^{dn} - \bar{P}_g \cdot (1 - u_{t,g}) \quad \forall t, g \quad (4.9)$$

$$v_{t,g} = v_{t,g}(u_{t-1,g}, u_{t,g}) \quad \forall t, g \quad (4.10)$$

$$b_{t,g} = b_{t,g}(u_{t-1,g}, u_{t,g}) \quad \forall t, g \quad (4.11)$$

$$u_{t,g}, v_{t,g}, b_{t,g} \in \{0,1\} \quad \forall t, g \quad (4.12)$$

$$(u_{t,g}, v_{t,g}, b_{t,g}) \in \Omega \quad \forall t, g \quad (4.13)$$

Al igual que en el modelo de [32], se considera explícitamente en el modelo el derrame/desaprovechamiento de energía solar y eólica y se permite el desprendimiento de carga. Se incluye el modelamiento de las rampas de toma de carga para las centrales térmicas.

La incorporación del sistema de acumulación en el problema de optimización se hace agregando restricciones de balance de energía así como límites de nivel de carga y descarga, límites de acumulación y condiciones de borde para la operación del TES.

$$E_{t+1,e} = \eta_{n,e} \cdot E_{t,e} + \eta_{c,e} \cdot c_{t,e} - d_{t,e}/\eta_{d,e} \quad \forall t, e \quad (4.14)$$

$$d_{t,e} \leq \bar{d}_e \quad \forall t, e \quad (4.15)$$

$$c_{t,e} \leq \bar{c}_e \quad \forall t, e \quad (4.16)$$

$$E_{t,e} \leq \bar{E}_e \quad \forall t, e \quad (4.17)$$

$$E_{t,e} \geq \underline{E}_e \quad \forall t, e \quad (4.18)$$

$$E_{1,e} = E_{NT+1,e} \quad \forall e \quad (4.19)$$

Además se incorporan restricciones que caracterizan la provisión de reservas.

$$d_{t,e} - c_{t,e} + RG_{t,e}^{up} \leq \bar{d}_e \quad \forall t, e \quad (4.20)$$

$$c_{t,e} - d_{t,e} + RG_{t,e}^{dn} \leq \bar{c}_e \quad \forall t, e \quad (4.21)$$

$$E_{t,e} + RG_{t,e}^{dn} \leq \bar{E}_e \quad \forall t, e \quad (4.22)$$

$$E_{t,e} - RG_{t,e}^{up} \geq \underline{E}_e \quad \forall t, e \quad (4.23)$$

El modelo además supone que el TES puede pasar de operar en modo carga o descarga de manera rápida por lo cual puede participar de la provisión de reserva en giro.

4.3 Metodología de análisis de resultados

Como se mostró en el capítulo 2, el Sistema Interconectado del Norte Grande es un mercado tipo Pool centralizado, en el cual se pueden distinguir dos negocios: el operacional o de generación y el de comercialización o financiero además de los pagos por potencia y servicios complementarios. En este contexto el análisis de resultados se basará en el cálculo de utilidades del inversionista en las utilidades relativas a las ventas de energía y potencia, las cuales deben ser contrastadas con la inversión que implica cada caso de estudio.

4.3.1 Resultados del negocio operacional o de generación

Para realizar el análisis de este negocio se calculan los ingresos por inyecciones de energía de la central. Para esto, se deben utilizar el resultado del despacho en la simulación y el costo marginal de energía en la barra de inyección. En particular el cálculo se realiza para las 8760 etapas de estudio (horas del año) de cada caso de simulación y es el siguiente:

| Escenario | | E | |
|---------------------|----------------|----------|---------------------------|
| Factor multi solar | MS | | |
| Costo de generación | β | | |
| Etapas | Costo marginal | Despacho | Balance Operacional |
| J | C_j | P_j | $P_j \cdot (C_j - \beta)$ |

Tabla 4-6 Evaluación de la operación

Así, para cada caso de estudio, se tendrá un resultado asociado al rendimiento del negocio de generación que será contrastado con los demás costos e ingresos del proyecto.

4.3.2 Resultados del negocio financiero o de comercialización

Para analizar los resultados financieros de una empresa se debe contar con antecedentes respecto de la comercialización de la energía ofertada en términos de las características del contrato, el cual puede ser por producción o por bloques por ejemplo, así como el precio.

De esta forma, a diferencia de los resultados operacionales, para calcular el rendimiento de la comercialización de energía se deben hacer supuestos fuertes, los cuales dependerán de la realidad de cada proyecto que se evalúe.

En el caso del proyecto Central “Termosolar Pampa Camarones” se supondrán dos modelos de contrato posible para el inversionista, esto no implica aumentar al doble los

casos de estudio, ya que, desde esta perspectiva para cada caso se calculará, con los mismos resultados operacionales, las utilidades según estas dos estructuras de contrato, sin ser necesario simular el sistema nuevamente.

Las estructuras que se supondrán son las conocidas como contratos por bloques y por producción. Para cada una de ellas se utilizará como referencia el “Precio Medio de Mercado” o “PMM” –promedio de precios informados al cual las empresas firman contratos de abastecimiento eléctrico calculado en una ventana de cuatro meses- según lo informado por la CNE en su sitio web el 1 de Octubre del 2014, el cual hace referencia a la ventana de meses entre Abril y Julio del mismo año.

- ***Resultados comerciales con contrato de producción***

Se ha supuesto que en el esquema de contrato de producción, el propietario de la central generadora establece un contrato de abastecimiento por el total de su producción, esto es, el generador vende una cantidad de energía equivalente a la que el produce –la cual depende del despacho- y en el caso de no generar en una determinada hora no existen obligaciones contractuales entre generador y consumo.

Para utilizar un esquema de este tipo se debe suponer un precio de contrato tal que, bajo este esquema de negocio, el proyecto sea rentable. Para calcular el precio mínimo del contrato tal que el proyecto sea rentable, se calculó para que precio -dados ciertos parámetros de largo plazo- tendería a una TIR del 10% en 20 años.

- ***Resultados comerciales con contrato por bloques***

Para el esquema de contrato por bloques se ha supuesto que cliente y generador acuerdan tanto el precio de contrato por MWh como la cantidad de energía a abastecer en cada bloque del día. En la práctica la cantidad de energía contratada por las empresas es referencial ya que el consumo no puede ser estimado con 0% de error, sin embargo, por simplicidad y, suponiendo que esto no afecta la consistencia de los cálculos, se supondrá que el consumo del cliente será idéntico a la cantidad de energía contratada para cada bloque.

Bajo este esquema se calculó el precio de firma del contrato de abastecimiento con los mismos supuestos que en el caso anterior, pero considerando los ingresos asociados a la comercialización de la energía

La estructura de los montos de energía y bloques de contrato fue caracterizada en conjunto con el inversionista. Se estimó que el debería suponerse, bajo este esquema de contratos, que el proyecto tuviera al menos un 90% de su generación contratada considerando también implicancias en la búsqueda de financiación del proyecto. Bajo este supuesto se consideró que el contrato tendría una estructura de demanda constante del 90% de la energía total durante todo el año, suponiendo que el contrato se firmará con un cliente libre cuya curva de carga es constante, vale decir, 81 MWh para las 8760 horas del año.

- **Metodología de cálculo de resultados comerciales**

Dadas las dos estructuras de contrato supuestas para cada caso de estudio la metodología de cálculo se presenta a continuación, obteniéndose como resultado financiero de cada caso un balance financiero con contrato de producción (C.P.) y uno con contrato por bloques (C.B.) para cada una de las 8760 etapas

| Escenario | | | | E |
|-----------------------------------|----------------|----------|-------------------------|-------------------------|
| Factor multi solar | | | | MS |
| Precio de contrato por producción | | | | X |
| Precio de contrato por bloques | | | | Y |
| Etapa | Costo marginal | Despacho | Balance financiero C.P. | Balance financiero C.B. |
| j | C_j | P_j | $P_j \cdot (X - C_j)$ | $81 \cdot (Y_j - C_j)$ |

Tabla 4-7 Evaluación de la comercialización

- Para definir los precios de cada contrato se calculó el valor del MWh para el cual el proyecto tendría una TIR del 10% en 20 años. Para este fin se supuso un valor de contrato por tamaño de inversión, el cual depende del tamaño del sistema de acumulación. Se utilizaron los siguientes valores -determinados en conjunto con la empresa impulsora del proyecto.

| | |
|---|---------|
| Costo Var. de Operación unitario US\$/MWh | 7 |
| Capacidad instalada MW | 100 |
| Factor de planta | 90% |
| Energía generada anual MWh/año | 788.400 |
| Factor de presencia en punta | 80% |
| Dda máx agregada MW | 2.220 |
| Capacidad instalada agregada MW | 4.714 |
| Precio Potencia US\$/kW mes | 7 |
| Precio spot energía largo plazo US\$/MWh | 85 |
| Bloque contratado MW | 81 |
| Energía anual contratada MWh/año | 709.560 |

Tabla 4-8 Supuestos para definir precio de contrato

| Campo Solar | VI campo solar | VI Proyecto Total |
|-------------|----------------|-------------------|
| SM | US\$ | US\$ |
| 3 | 285.644.310 | 800.000.000 |
| 2.8 | 266.601.356 | 780.957.046 |
| 2.5 | 238.036.925 | 752.392.615 |
| 2.3 | 218.993.971 | 733.349.661 |
| 2 | 190.429.540 | 704.785.230 |

Tabla 4-9 Valores de inversión considerados

| Precios de contrato | |
|----------------------------------|-------------------------------|
| Precio por producción [US\$/kWh] | Precio por bloques [US\$/kWh] |
| 151 | 141 |

Tabla 4-10 Precios de contrato considerados

4.3.3 Pagos por Potencia y Servicios Complementarios

Para analizar la rentabilidad de este proyecto de generación se considera un cálculo único de pagos por potencia para los 3 casos de estudio en cada escenario. El sentido de mantener el pago por potencia igual para todas las configuraciones simuladas, es que las horas de acumulación varían entre 12 y 16 horas. Con esta cantidad de horas de acumulación se puede argumentar que cada configuración tendrá energía disponible en las horas de demanda máxima del sistema al fin de la tarde –En torno a las 18:00- Con lo cual se tendría disponibilidad de la planta para estas horas, que son las consideradas para calcular la potencia de suficiencia.

Es importante recalcar que, a la fecha de elaboración de este estudio, no existe en operación ninguna unidad termosolar de generación ni en el SIC ni en el SING, por lo cual la metodología de pago por potencia y, más aún, el cálculo de potencia de suficiencia deben ser supuestos para el presente trabajo de memoria. En esta oportunidad se consideró que el factor de presencia en punta de esta central es similar a la de una central termoeléctrica convencional -80%-, sin embargo, este supuesto debe ser revisado y desde luego, una vez que entre en operación una unidad termosolar en el sistema, deberá considerarse el criterio aplicado a esta.

Finalmente, para este trabajo no se consideraron pagos asociados a la prestación de servicios complementarios dado que, a la fecha de realización del presente, a pesar de estar listo reglamento que norma su pago, no se ha iniciado en el mercado el ejercicio de este concepto. Además se estima que significaría un ingreso menor respecto de los pagos por energía y potencia.

4.3.4 Resultados globales

Para el análisis de los resultados globales se contraponen los resultados, tanto operacionales como comerciales del proyecto, y se consideran además los costos de inversión asociados a cada caso. Para definir el financiamiento de la inversión, se supuso un apalancamiento de 70% de deuda sobre el valor total del proyecto con un 6% de interés compuesto y considerando que el pago de esta deuda, se realiza a partir de la entrada en operación de la planta, en tanto, en los años anteriores se pagan intereses. Este cálculo se realizará para cada caso, distinguiendo según el tipo de configuración del sistema de acumulación asociado.

Para poder calcular las utilidades del proyecto, se calcula el VAN -al 10% en 20 años- para cada caso de estudio considerando los dos tipos de estructuras contractuales posibles. En este caso, se considerará que el 2019 el mercado está adaptado y por lo tanto el costo marginal del sistema no variará considerablemente en el horizonte de evaluación, por otro lado se estima que el despacho de la central no depende de las condiciones del parque por su bajo costo variable en relación a las condiciones actuales del sistema. El mantener el flujo de utilidades obtenido el 2019 constante para el horizonte de evaluación es un supuesto fuerte que debe ser revisado en otros casos o sistemas de estudios al aplicar esta metodología.

| Escenario | | | | E |
|--------------------|---------------------------|-------------------------|----------------------|------------|
| Factor multi solar | | | | MS |
| Tipo de contrato | | | | i |
| Inversión | Flujo Energía Operacional | Flujo Energía Comercial | Flujo por Potencia | Resultado |
| <i>I</i> | <i>U_{op}</i> | <i>U_{com}</i> | <i>U_p</i> | <i>VAN</i> |

Tabla 4-11 Evaluación de balance neto

4.4 Resultados y Análisis

Los resultados de la etapa de simulación se muestran a continuación, distinguiendo siempre cada caso de estudio.

4.4.1 VAN del proyecto según configuración

A continuación, se muestra el VAN del proyecto distinguiéndose que existen 6 configuraciones posibles y dos escenarios de evaluación para cada una de ellas. Además se ve evalúan los resultados considerando dos tipos posibles de estructura de contrato.

| VAN Proyecto Termosolar Pampa Camarones [MMUS\$] | | | | | | | | |
|--|--------------|------|--------------|------|--------------|------|-------|------|
| Contrato por bloques | 100MW, 16hrs | | 100MW, 14hrs | | 100MW, 12hrs | | | |
| SM | 2,5 | 3 | 2,3 | 2,8 | 2 | 2,5 | Mín. | Máx. |
| Escenario 1 | 12,1 | -2,9 | 13,8 | 5,0 | 14,2 | 11,6 | -2,9 | 14,2 |
| Escenario 2 | 21,3 | -0,1 | 26,2 | 9,7 | 30,2 | 21,1 | -0,1 | 30,2 |
| Contrato por producción | 100MW, 16hrs | | 100MW, 14hrs | | 100MW, 12hrs | | | |
| SM | 2,5 | 3 | 2,3 | 2,8 | 2 | 2,5 | Mín. | Máx. |
| Independencia de Escenario | 28,1 | 61,7 | 1,0 | 54,5 | -44,6 | 28,1 | -44,6 | 61,7 |

Tabla 4-12 Evaluación de resultados – VAN

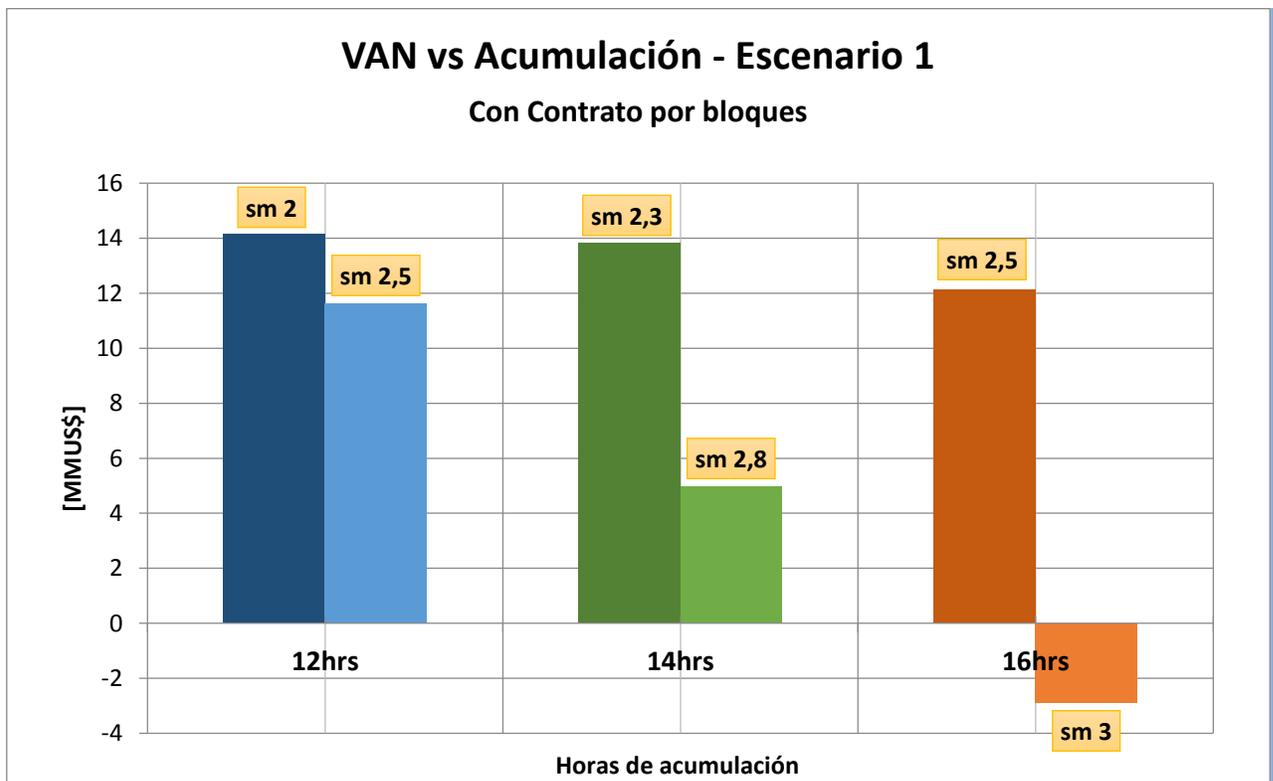


Figura 4-1 VAN vs Acumulación - Escenario 1 - contrato por bloques

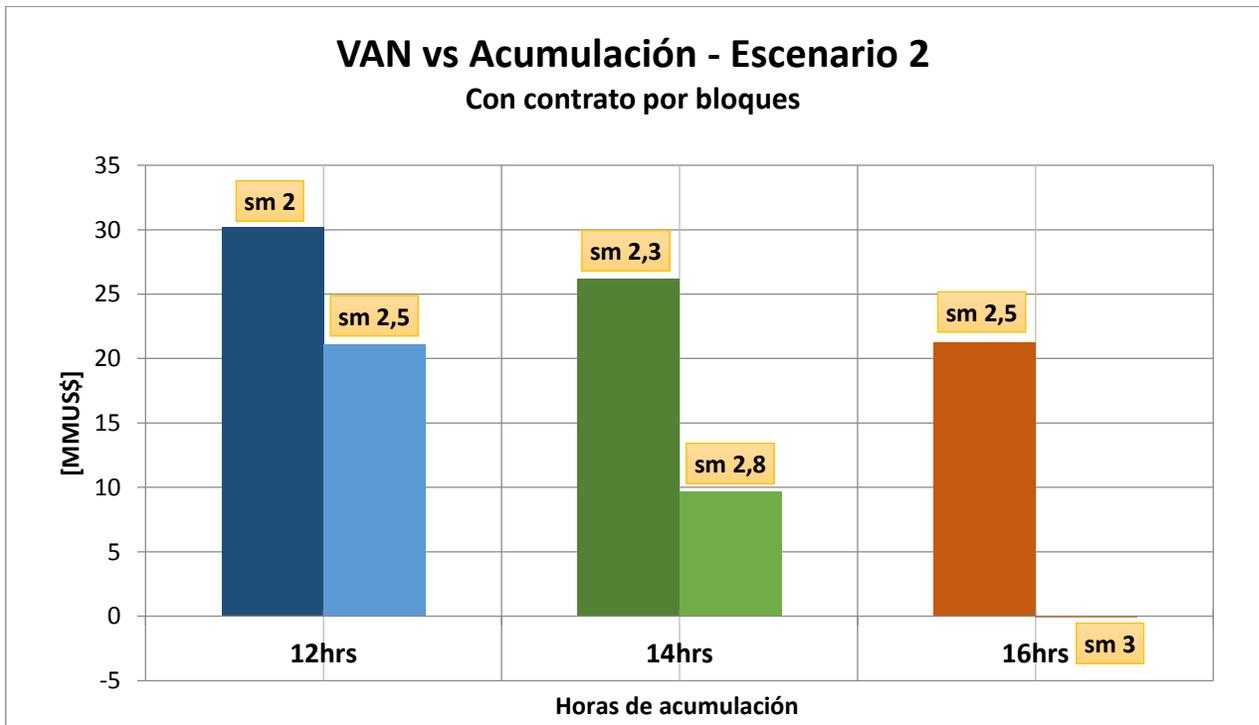


Figura 4-2 VAN vs Acumulación - Escenario 2 - contrato por bloques

En el caso del proyecto contratado por bloques de 81 MWh cada hora todo el año se observa que en los dos escenarios el VAN decrece mientras crece el tamaño del campo solar. Es decir, dado los supuestos de análisis, la rentabilidad del proyecto con esta estructura de contrato, sí depende del tamaño que de su campo solar.

Dentro de este estudio, la configuración con mayor rentabilidad (cuyo VAN mayor) es, en los dos escenarios, aquella con menor tamaño de campo heliostático, esto es, SM = 2 con 12 horas de acumulación. En el mismo sentido, se puede ver que, la configuración con peor rendimiento es la con mayor tamaño de campo solar, esto es, aquella con factor de campo solar SM = 3 y 16 horas de acumulación.

Esto se debe al alto valor de inversión asociado a los espejos reflectores que conforman dicho campo. Vemos, por lo tanto, que bajo esta estructura de contratos y bajo estos supuestos, el aumento en la cantidad de energía disponible asociado al mayor campo heliostático, no se traduce necesariamente, en una mayor rentabilidad, puesto que los mayores volúmenes de energía no compensan el aumento de la inversión asociado al incremento del tamaño del campo solar en este caso.

Cabe recordar que se supuso un valor de inversión del campo solar equivalente al 30% del valor de inversión total del proyecto y un valor de contrato de 141 US\$/MWh.

También cabe destacar que los casos de estudio con factor SM = 2,5 con 12 y con 16 horas de capacidad de gestión de energía tienen resultados de magnitudes similares entre sí para los respectivos escenarios, siendo el proyecto con 16 horas levemente más rentable. Esto se explica entendiendo que ambos proyectos cuentan con la misma energía disponible para el despacho, sin embargo, el proyecto con capacidad de gestión de 12 horas está más condicionado en términos de precio, tanto para negocio de generación como de comercialización.

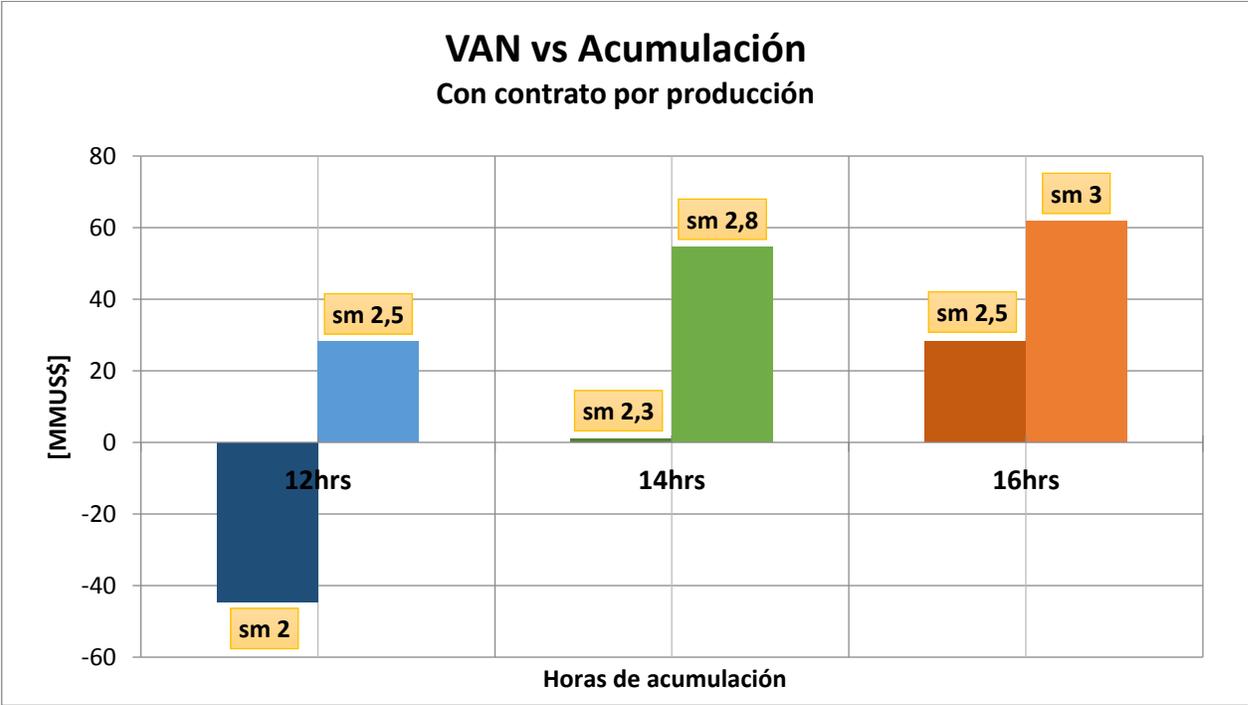


Figura 4-3 VAN vs Acumulación - contrato por producción

Para la evaluación de los resultados es importante notar que el rendimiento del proyecto bajo esta estructura de contrato “por producción”, no depende del escenario, pues, como se verá en 4.4.2, el factor de planta es idéntico en cada escenario para cada hora de evaluación del proyecto. Esto se debe al bajo costo variable de operación de la planta (7US\$/MWh) respecto del resto del parque generador, lo cual implica que el despacho de la planta depende exclusivamente de la disponibilidad de energía de ésta, luego, dado que la radiación solar se mantiene como parámetro fijo para ambos escenarios, se tiene el mismo despacho en ambos escenarios. Finalmente, por tratarse

de un contrato de producción, en el cual se vende toda la energía generada a un precio de contrato fijo, se tiene indiferencia comercial respecto del costo marginal del sistema, el cual varía según el escenario que se considere.

De manera opuesta al caso de contrato por bloques, se observa que el proyecto con mayor rentabilidad es el con mayor campo heliostático, SM 3 y el con menor rentabilidad el con un menor campo solar SM 2, llegando éste a ser negativo. Se aprecia, por lo tanto, que bajo esta estructura de contratos, el aumento en el factor de planta se vuelve crítico. Es natural observar una mayor sensibilidad a esta variable, bajo esta estructura de contrato, ya que cada MWh generado, independiente de la hora en que se genere e independiente del costo marginal en esa hora, tendrá una utilidad asociada igual a la diferencia entre el precio de contrato y el costo variable de la planta, cuestión que no se da en el caso del contrato por bloques, donde la rentabilidad de cada MWh está fuertemente condicionada por el costo marginal en la hora de inyección y retiro respectivamente.

Del presente análisis se desprende que, dependiendo de la estructura de contratos y considerando que todos los supuestos realizados son válidos, entonces la configuración eficiente del sistema de acumulación es un campo solar de factor SM 2 y 12 horas de capacidad de gestión para el caso de contrato por bloques y campo heliostático de factor SM 3 y 16 horas de gestión de acumulación en el caso de tener un contrato por producción. Cabe destacar que este último tipo de contrato no es un esquema común en el actual mercado chileno y a la fecha no se conocen públicamente casos en los que se haya puesto en práctica un contrato de esta naturaleza. Sin embargo, es importante mostrar que más allá de la operación posible del proyecto, dados los distintos tipos de configuración posible, el tamaño eficiente dependerá de múltiples otros factores de mercado, como por ejemplo el tipo y precio de comercialización que efectuará de su energía.

Finalmente es relevante destacar que, para analizar la rentabilidad del proyecto en cuestión, es necesario hacer evaluaciones de sensibilidad respecto de parámetros que condicionan los resultados tales como el VI total de proyecto supuesto, el VI del campo solar y los precios de contrato supuestos.

4.4.2 Energía Anual Generada y Factor de planta

A continuación se presentan los resultados operacionales del proyecto en términos de energía generada y respectivo factor de planta para el año de evaluación -2019- distinguiendo por escenario.

| Total Energía generada [GWh/Año] | | | | | | |
|----------------------------------|--------|--------|-----------|-----------|--------|--------|
| SM | 2 | 2.3 | 2.5 (12h) | 2,5 (16h) | 2.8 | 3 |
| Escenario 1 | 543,12 | 620,51 | 668,23 | 668,23 | 723,67 | 748,73 |
| Escenario 2 | 543,12 | 620,51 | 668,23 | 668,23 | 723,67 | 748,73 |

Tabla 4-13 Energía generada

| Factor de Planta | | | | | | |
|------------------|-----|-----|-----------|-----------|-----|-----|
| SM | 2 | 2.3 | 2.5 (12h) | 2,5 (16h) | 2.8 | 3 |
| Escenario 1 | 62% | 71% | 76% | 76% | 83% | 85% |
| Escenario 2 | 62% | 71% | 76% | 76% | 82% | 85% |

Tabla 4-14 Factor de planta

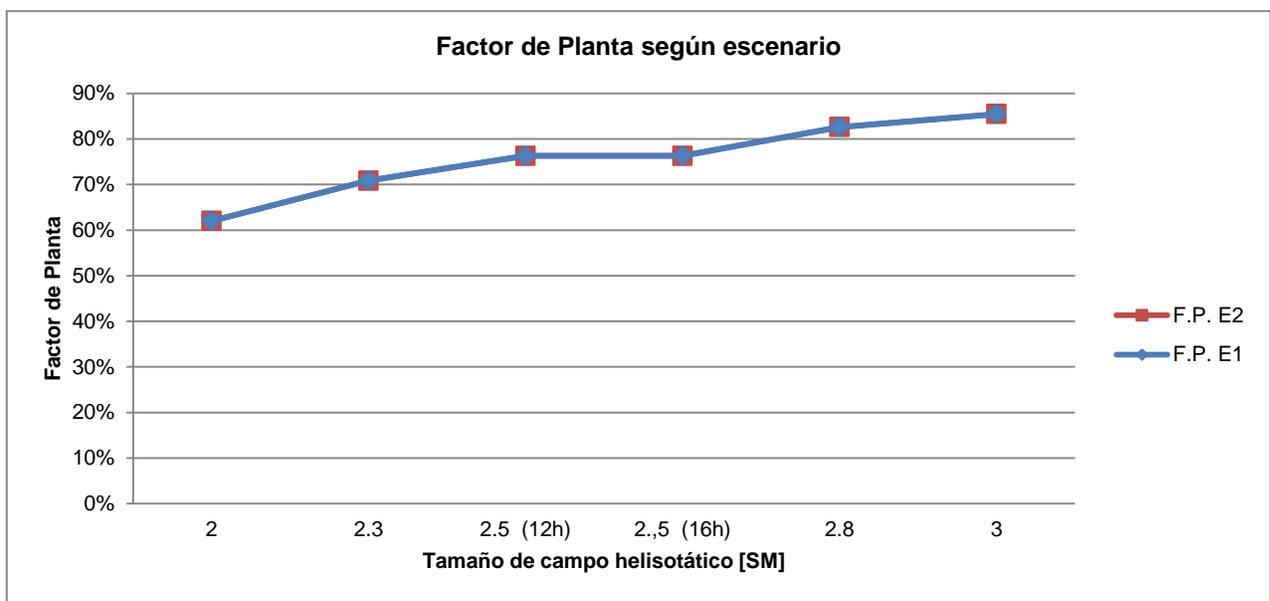


Figura 4-4 Factor de planta por escenario

Es importante destacar que, a la luz de los resultados, es claro que la cantidad de energía generada globalmente por la planta termosolar, no depende del escenario sino del tamaño del sistema de acumulación, siendo los resultados operacionales idénticos independientemente del escenario. Más aún, se obtuvieron los mismos resultados para cada una de las 8760 horas de evaluación en cada escenario para configuraciones iguales.

Como se indicó en 4.4.1 esto se explica por el bajo costo variable de esta tecnología respecto del costo de operación del resto del parque, lo cual le permite a la planta termosolar estar despachada cada vez que dispone de energía para ello.

Finalmente, cabe resaltar que las configuraciones con igual tamaño de campo solar y distintos tiempos de capacidad de gestión –SM 2,5 con 12hrs y 16hrs- generan la misma cantidad de energía en términos anuales. Esto se explica porque la cantidad de energía con la que cuenta cada configuración es la misma. Sin embargo, el despacho de estas unidades no es igual en cada hora. De hecho cabe recordar que la configuración con capacidad de gestión de 16 horas tiene una rentabilidad asociada mayor, dado su capacidad de vender energía en horas con mayor costo marginal.

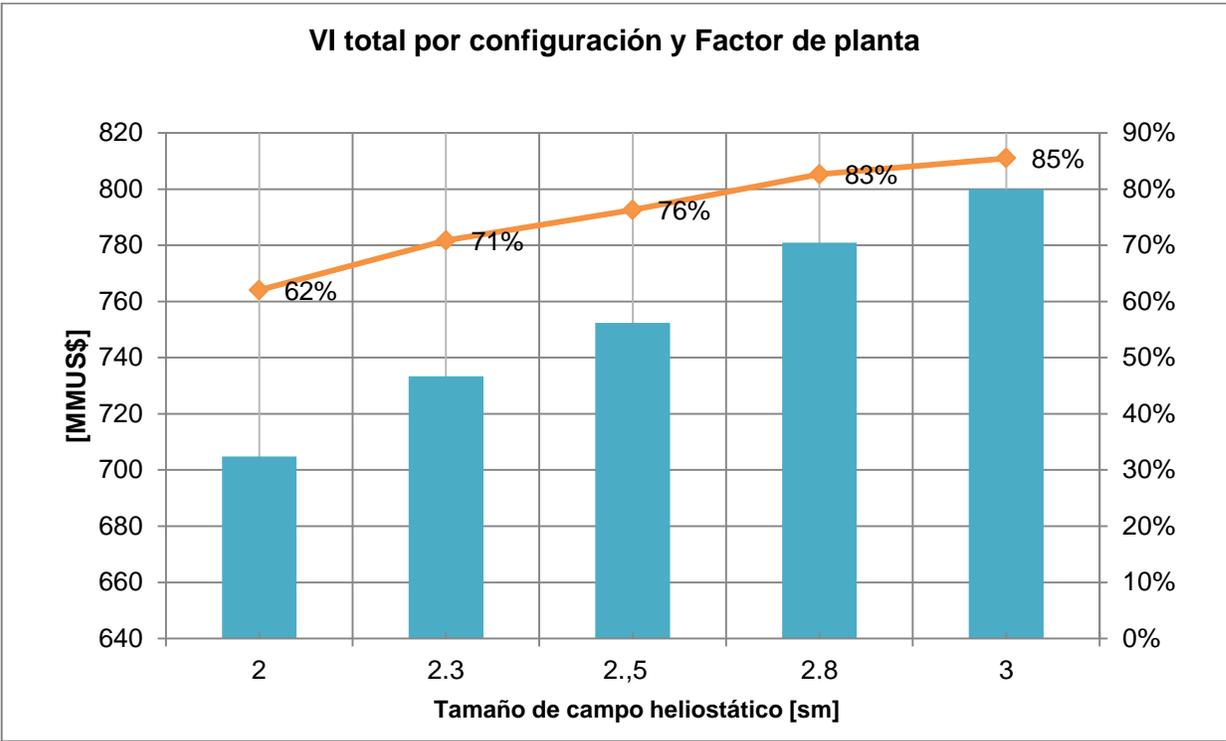


Figura 4-5 Factor de planta en función de VI total del proyecto

Finalmente se puede ver en el gráfico de la Figura 4-5, el aumento del factor de planta de 62% a 85% entre factores SM de 2 y 3 respectivamente. Este aumento significativo en el volumen de venta de energía, a pesar de ser importante, no representa un aumento igualmente representativo en la rentabilidad dado el gran aumento del VI total del proyecto asociado a la expansión relativa del campo heliostático, del orden de los

100 MMUS\$ entre las configuraciones mencionadas dados los supuestos de este estudio.

4.4.3 Costos Marginales

Se presentan en este punto los costos marginales del sistema para cada configuración del proyecto en cada escenario. Se distingue el promedio global del costo marginal para todo el año, el costo marginal del sistema en las horas en que la planta se despacha por sobre los 81 MW, el promedio de las horas en las que está despachada bajo los 81 MW y finalmente se muestra la colocación horaria promedio del despacho de la planta respecto de los costos marginales del sistema.

Se hace esta distinción considerando la evaluación del proyecto bajo una estructura de contratos por un bloque de energía de 81 MWh para todas las horas del año. Así, considerando que el problema se supuso uninodal, en las horas en que la generación de la central es mayor a 81 MW, se tendrán ingresos extra a los ingresos por contrato, cuyo monto estará dado por la inyección al spot que se haga en esas horas. Análogamente, en las horas en que la planta genere menos que los 81 MW, deberá comprar en el spot para satisfacer su compromiso contractual. Esto hace necesario conocer la tendencia del costo marginal desagregando las horas.

| Escenario 1 | 2 | 2.3 | 2.5 (12h) | 2.5 (16h) | 2.8 | 3 |
|----------------------------------|------|------|-----------|-----------|------|------|
| Promedio Cmg [US\$/MWh] | 62,1 | 62 | 62 | 61,9 | 61,9 | 61,8 |
| Promedio Cmg horas CSP < 81% | 55,3 | 55,6 | 56,5 | 56,1 | 57,9 | 59,1 |
| Promedio Cmg horas con CSP > 81% | 68 | 65,4 | 64,4 | 64,3 | 62,9 | 62,5 |

Tabla 4-15 Costos marginales - Escenario 1

| Escenario 2 | 2 | 2.3 | 2.5 (12h) | 2.5 (16h) | 2.8 | 3 |
|----------------------------------|------|------|-----------|-----------|------|------|
| Promedio Cmg [US\$/MWh] | 56,5 | 56,4 | 56,3 | 56,3 | 56,2 | 56,1 |
| Promedio Cmg horas CSP < 81% | 45,3 | 44,7 | 44,9 | 45 | 47 | 48,4 |
| Promedio Cmg horas con CSP > 81% | 64,9 | 62 | 60,5 | 60,4 | 58,4 | 57,6 |

Tabla 4-16 Costos marginales - Escenario 2

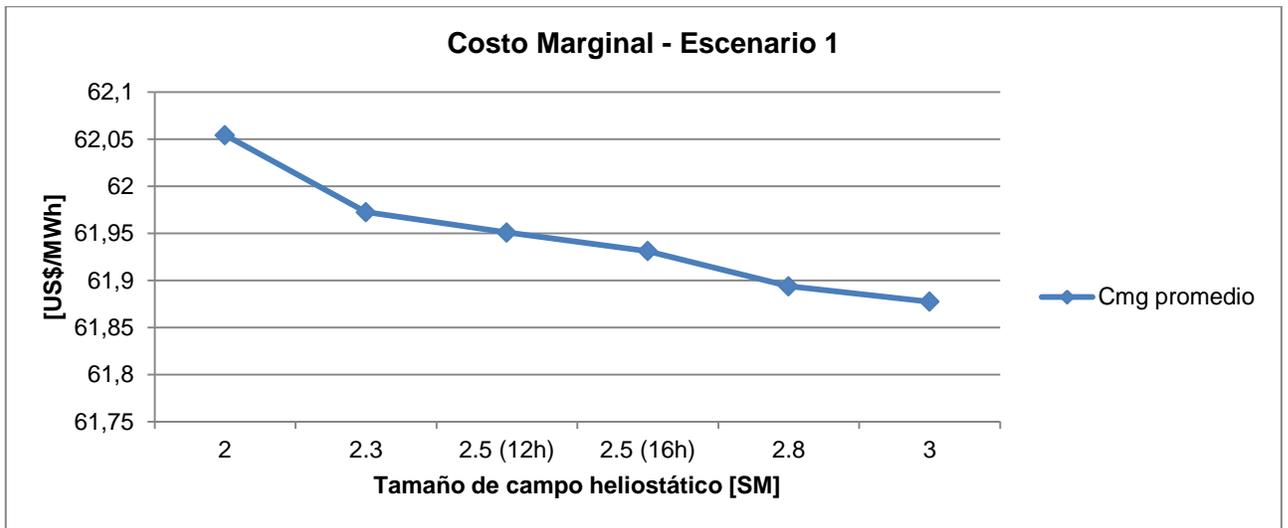


Figura 4-6 Costos marginales - Escenario 1

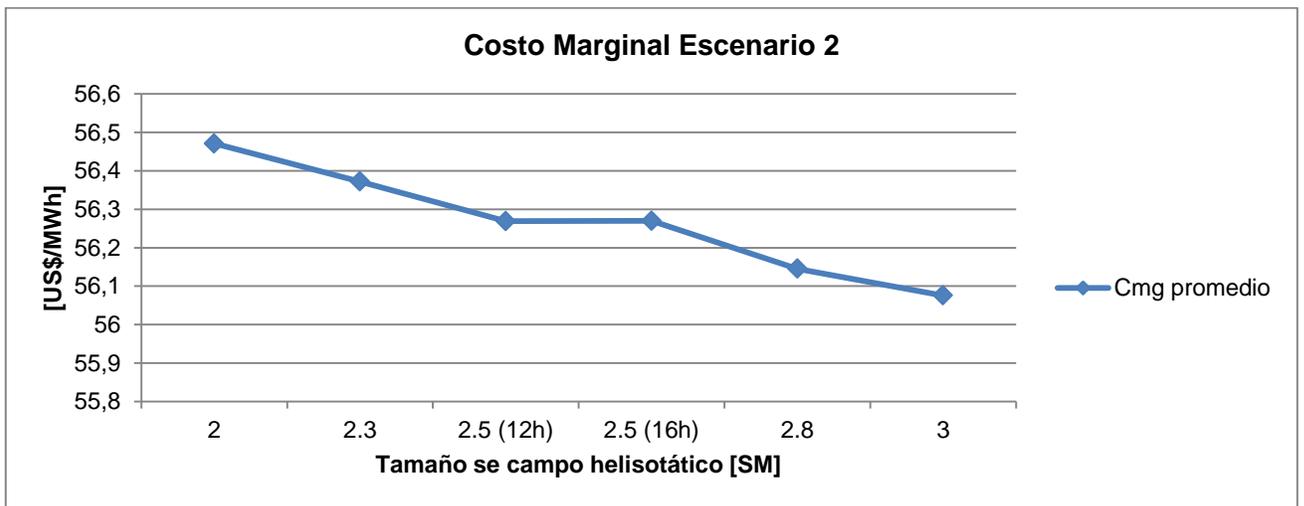


Figura 4-7 Costos marginales - Escenario 2

Los resultados muestran que los costos marginales promedio del sistema no se afectan significativamente con el tamaño del proyecto, aun cuando, se observa una diferencia del precio del sistema entre la configuración con factor SM 2 y factor SM 3. Para el escenario 1 la diferencia en el marginal entre estas configuraciones es de 0,3 US\$/MWh en el promedio global, en tanto en el escenario 2 la diferencia es de 0,4 US\$/MWh entre los mismos casos. Esta diferencia es natural, dado que, mientras mayor sea el factor de planta del proyecto, cuyo costo variable es bajo, más bajo el costo de operación del sistema. Al mismo tiempo, se debe considerar que el tamaño comparativo de la central se vuelve menor en la medida en que el parque generador aumenta.

Sin embargo, para poder comprender la rentabilidad de un proyecto, cuya operación está supeditada al despacho horario de la central y que esta, al mismo tiempo, depende de la radiación solar en un día y del tamaño del sistema acumulación de energía, se debe observar la distribución del precio spot durante las horas de operación intradiario y la colocación del despacho de la planta según los costos en el mismo día.

En la Tabla 4-17 y Figura 4-8 se muestran la distribución el costo marginal del sistema durante las 24 horas del día, el costo marginal promedio, el máximo y el mínimo anuales para cada hora del día así como el despacho promedio anual de la planta termosolar.

| Hora | Cmg promedio [US\$] | Cmg Max [US\$] | Cmg Min [US\$] | Potencia Promedio [MW] |
|-------|---------------------|----------------|----------------|------------------------|
| 0:00 | 75,4 | 109,3 | 52,5 | 100,0 |
| 1:00 | 69,0 | 94,7 | 53,6 | 99,9 |
| 2:00 | 62,2 | 87,8 | 52,5 | 99,3 |
| 3:00 | 63,3 | 95,6 | 52,5 | 98,9 |
| 4:00 | 62,6 | 100,6 | 52,5 | 99,5 |
| 5:00 | 59,4 | 95,6 | 52,5 | 98,9 |
| 6:00 | 69,5 | 124,0 | 52,5 | 99,0 |
| 7:00 | 62,6 | 95,8 | 49,6 | 99,5 |
| 8:00 | 53,9 | 65,6 | 48,3 | 98,4 |
| 9:00 | 51,8 | 65,6 | 48,3 | 90,5 |
| 10:00 | 51,1 | 65,6 | 48,3 | 77,5 |
| 11:00 | 51,0 | 63,7 | 48,3 | 74,7 |
| 12:00 | 50,8 | 63,6 | 48,3 | 71,5 |
| 13:00 | 50,7 | 58,4 | 48,3 | 71,4 |
| 14:00 | 50,6 | 55,9 | 46,5 | 68,7 |
| 15:00 | 50,6 | 55,9 | 48,3 | 70,7 |
| 16:00 | 51,1 | 62,5 | 48,3 | 75,0 |
| 17:00 | 51,8 | 64,8 | 48,3 | 81,9 |
| 18:00 | 53,7 | 63,7 | 49,5 | 86,3 |
| 19:00 | 59,3 | 79,9 | 49,6 | 90,0 |
| 20:00 | 72,9 | 93,4 | 53,5 | 75,4 |
| 21:00 | 87,7 | 111,6 | 56,0 | 74,8 |
| 22:00 | 95,8 | 129,6 | 59,2 | 74,8 |
| 23:00 | 79,8 | 108,3 | 55,9 | 74,8 |

Tabla 4-17 Costo marginal promedio, máximo, mínimo anual por hora

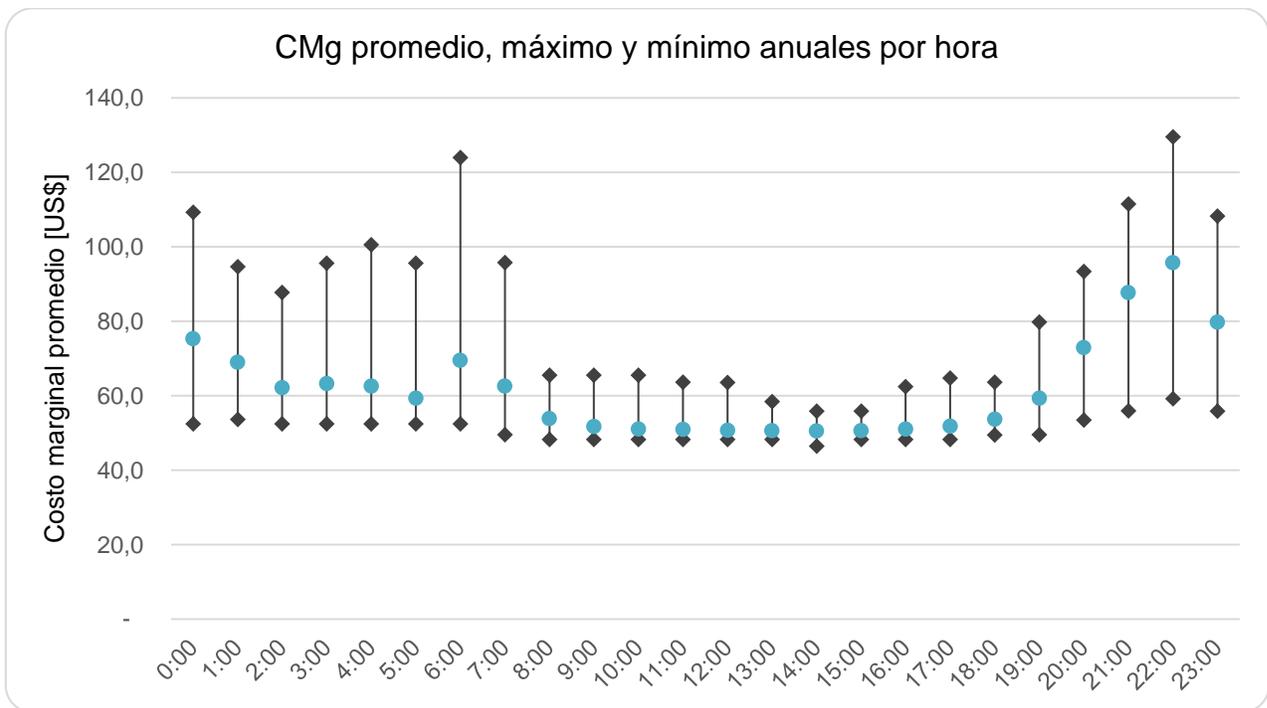


Figura 4-8 Distribución de costos marginales: promedio, máximo y mínimo caso 16hrs, SM 3, E1

Al observar la curva de distribución de precios, se ve claramente que estos incrementan sostenidamente en promedio entre las 18:00 y las 7:00 horas. Esto se explica por la abultada presencia de centrales fotovoltaicas modeladas para ambos escenarios.

Además, es claro que, a pesar de que se registran altos costos marginales en algunos días entre las 0:00 y las 8:00, estos no afectan el promedio del costo marginal para esas horas de manera sustancial respecto de lo que se puede apreciar entre las horas desde las 8:00 hasta las 18:00.

En resumen, se puede ver que existe un aumento pronunciado de los costos marginales a partir de las 18:00 horas alcanzando su máximo nivel promedio, en torno a los 100US\$M, a las 22:00 horas, a partir de la cual decae hasta las 8:00 alcanzando su nivel promedio mínimo, en torno a los 50 US\$, y manteniéndose un horario valle de bajos costos hasta las 18:00 horas.

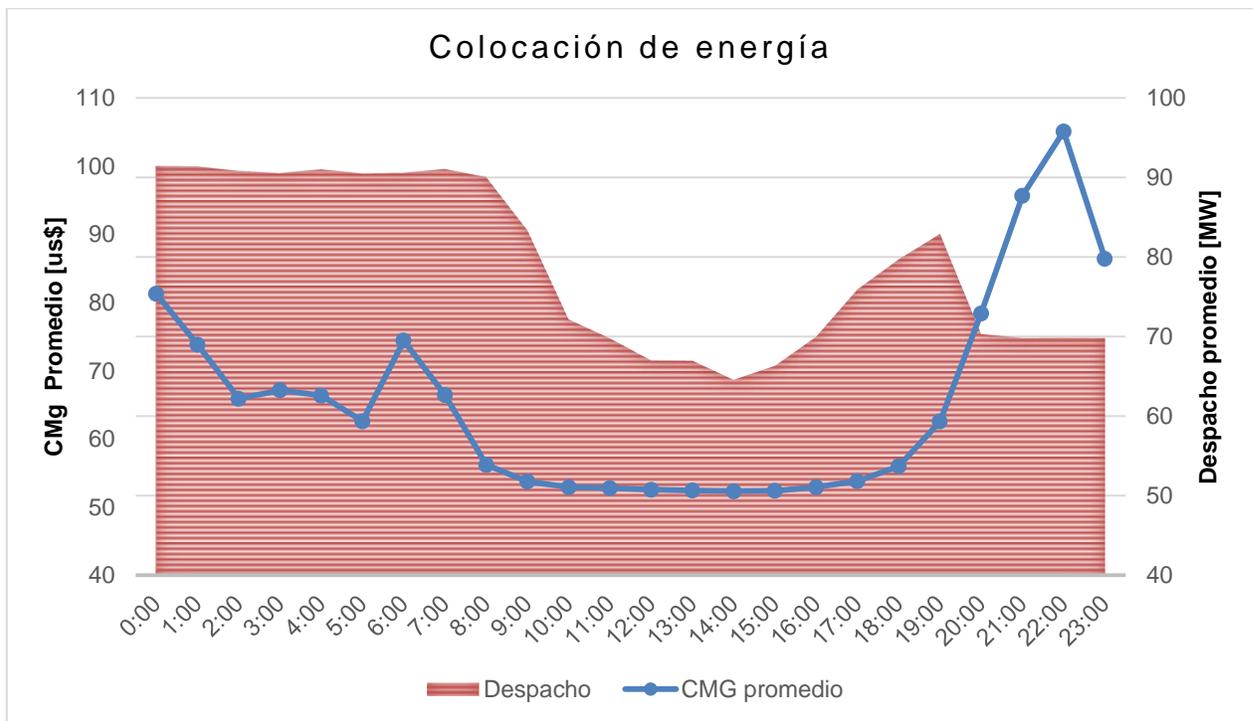


Figura 4-9 Colocación de energía según CMg promedio

Por otro lado, se puede apreciar en la Figura 4-9 que el despacho de la planta al 100% ocurre prioritariamente en las horas caras del sistema (0:00-7:00), sin embargo, se ve que en la hora más cara del sistema (22:00) la planta no se despacha al máximo. Esto se debe a la restricción en la operación de la planta utilizada en la simulación del sistema, que obliga a que el estado de carga inicial del sistema de acumulación de la planta en la hora 0:00 sea el mismo que en la hora 0:00 del día anterior. Esta restricción puede llevar a interpretaciones confusas de los resultados, por lo que es necesario destacar que este aspecto de la simulación debe ser mejorado en estudios futuros.

También se desprende de las Figura 4-8 y Figura 4-9, la importancia del tamaño del sistema de acumulación. Mientras mayor sea el campo solar, más energía tendrá disponible la central fuera de las horas “valle”, por lo tanto, tendrá más horas de operación disponibles para las horas más caras y por lo tanto los ingresos por ventas de energía al spot se incrementan no sólo por cantidad sino por precio. Al mismo tiempo, se puede colegir que la pérdida de rentabilidad obtenida para el proyecto en el esquema de contrato por bloques, dado el crecimiento del campo solar, no se relaciona fuertemente con la reducción de los costos marginales asociada a este –lo que ocurre levemente en promedio- sino con el encarecimiento en la inversión del proyecto.

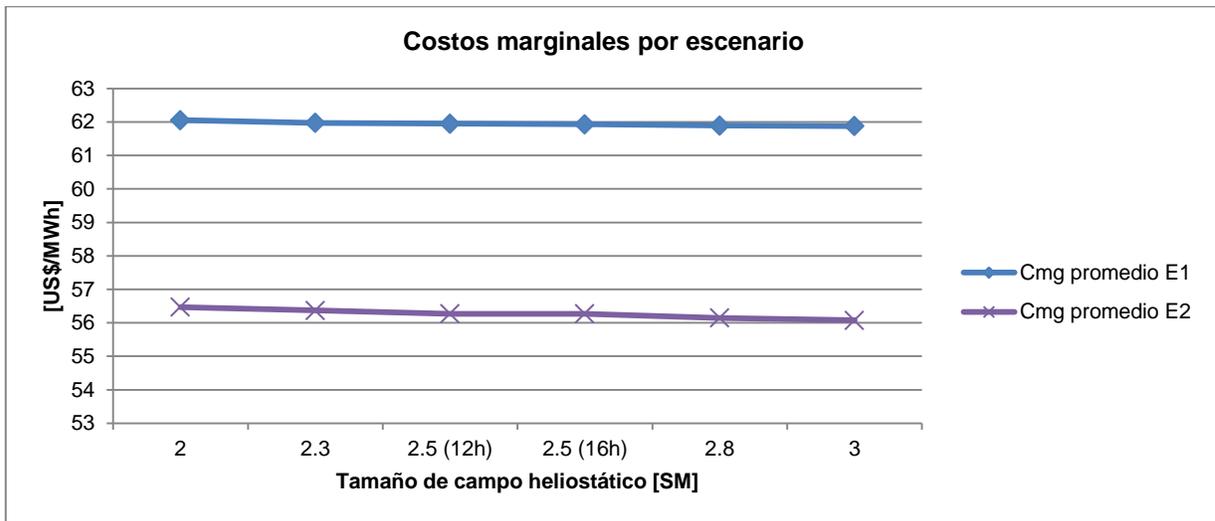


Figura 4-10 Diferencia de costos marginales según escenario

Finalmente, se puede ver la diferencia del precio spot global entre escenarios. Esto claramente está influenciado por la mayor penetración de centrales ERNC de bajo costo de operación modelada para el escenario 2 alcanzándose una diferencia del orden de los 8US\$/MWh entre escenarios. Esta diferencia de precios tiene una gran implicancia en las expectativas de rentabilidad del proyecto y se puede entender como un indicador de la incertidumbre que actualmente existe respecto de los precios de largo plazo en el SING, que dependerá fuertemente de cómo se desarrolle la expansión del parque generador. Existe una gran cantidad de proyectos ERNC actualmente en carpeta que, de concretarse, podría significar la viabilidad o no de un proyecto como el de este caso de estudio.

4.4.4 Análisis de Sensibilidad

Se presentan en este capítulo, los resultados de la evaluación de sensibilidad de la rentabilidad del proyecto respecto de distintas variables. Para este fin se fijan ciertos parámetros y se modifica en un intervalo de interés aquella variable que se quiere analizar obteniendo la variación de la rentabilidad en función de ésta.

En particular, en este capítulo, se muestra como varía el VAN del proyecto al variar el precio de contrato según distintos montos de inversión “VI” del proyecto, cuán sensible es el proyecto a la variación del VI del campo solar en específico y cuánto varía el factor de planta en función del VI del proyecto, asociado a la variación de la dimensión del mencionado campo solar.

A continuación se presenta el análisis de sensibilidad del proyecto en función del precio de contrato para distintos valores de inversión total del proyecto

| VAN del proyecto en función de VI y precio de contrato [MMUS\$] | | | | | | | | |
|---|--------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Precios contrato [US\$] | | 115 | 120 | 125 | 130 | 135 | 140 | 145 |
| VI Total | | | | | | | | |
| Δ VI | [MMUS] | | | | | | | |
| -20% | 640 | 6.509.059 | 27.890.627 | 49.272.195 | 70.653.763 | 92.035.330 | 113.416.898 | 134.798.466 |
| -15% | 680 | - 24.381.066 | -2.999.498 | 18.382.070 | 39.763.638 | 61.145.206 | 82.526.774 | 103.908.341 |
| -10% | 720 | -55.271.190 | -33.889.623 | -12.508.055 | 8.873.513 | 30.255.081 | 51.636.649 | 73.018.217 |
| -5% | 760 | -86.161.315 | -64.779.747 | -43.398.179 | -22.016.612 | -635.044 | 20.746.524 | 42.128.092 |
| 0 | 800 | -117.051.440 | -95.669.872 | -74.288.304 | -52.906.736 | -31.525.168 | -10.143.601 | 11.237.967 |

Tabla 4-18 Sensibilidad del VAN respecto del precio de contrato según VI total del proyecto Caso 100 MW, 16 horas Escenario 1

| Δ VI | VI Total del proyecto [MMUS\$] | Precio de contrato "Umbral de rentabilidad" [US\$] |
|-------------|--------------------------------|--|
| -20% | 640 | 113,5 |
| -15% | 680 | 120,7 |
| -10% | 720 | 127,9 |
| -5% | 760 | 135,1 |
| 0 | 800 | 142,4 |

Tabla 4-19 Precio de contrato tal que VAN = 0 según VI total del proyecto Caso 100 MW, 16 horas Escenario 1

La Tabla 4-18, Tabla 4-19 y Figura 4-11 evidencian la fuerte dependencia entre el valor de inversión y la rentabilidad del proyecto. Para realizar este análisis se varió el VI total del proyecto en intervalos de 5% -con 100% igual a 800 MMUS\$- suponiendo un proyecto con SM de 3, obteniendo para cada VI, el umbral de rentabilidad o precio de contrato al cual el proyecto se vuelve rentable bajo un esquema de contrato de bloques asumido.

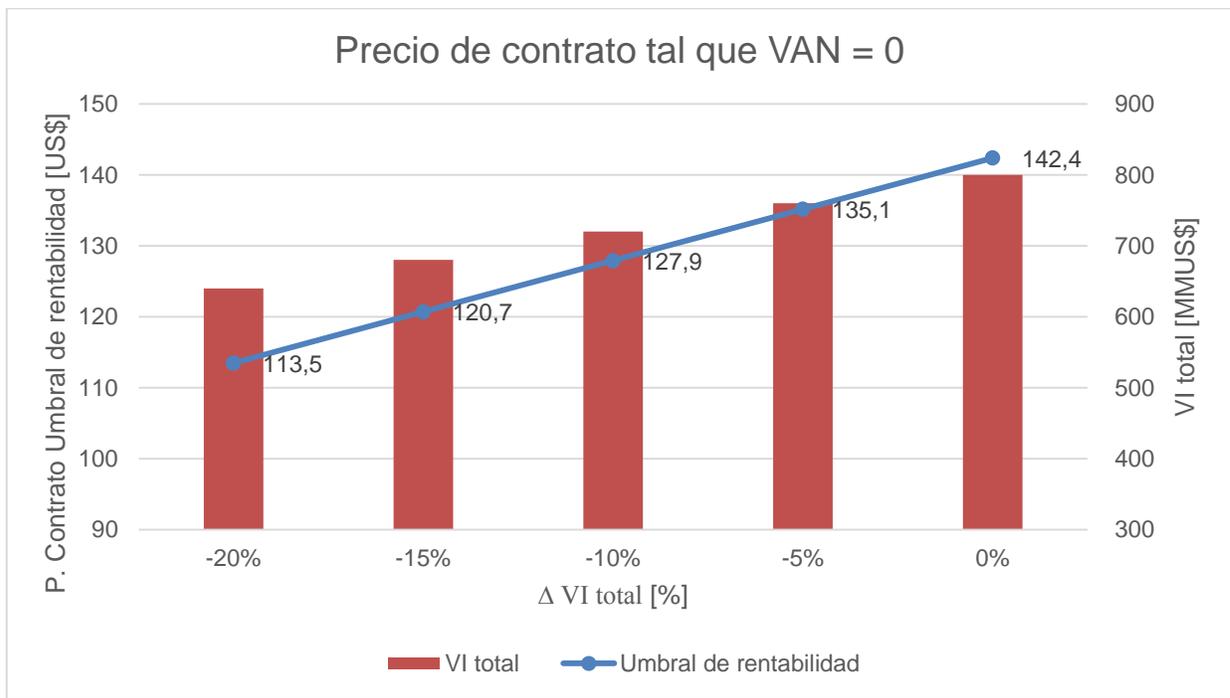


Figura 4-11 Sensibilidad del VAN respecto del precio de contrato según VI total del proyecto Caso 100 MW, 16 hrs Escenario 1

Los resultados muestran que, para una variación de -5% en el VI total, el umbral de rentabilidad disminuye del orden de 7 US\$, mostrándose una proporcionalidad lineal en el intervalo de estudio donde una variación del 20% del VI, representa una disminución del orden de 30 US\$ en el umbral. Cabe resaltar que estos resultados se obtienen para una configuración determinada de la planta -100 MW, SM3, 16hrs- en un escenario determinado, por lo cual, cobra interés analizar la sensibilidad de la rentabilidad del proyecto al variar el tamaño del campo solar.

A continuación se presentan los valores de inversión umbrales del proyecto –VI tal que se obtiene un VAN igual a 0- fijando los precios de contrato y sensibilizando respecto del tamaño del campo solar.

Para realizar este ejercicio es necesario suponer un tipo de contrato y un determinado precio de éste. En particular, se usa la misma estructura de contrato por bloques usada para calcular el VAN con el mismo precio –esto es 81 MWh las 8760 horas del 2019 a 141 US\$/MWh- y además se realiza el mismo cálculo para un precio de contrato igual al precio medio de mercado de largo plazo 121 US\$ - ver Tabla 4-9 y Tabla 4-10

| Valor de Inversión umbral de rentabilidad [MMUS\$] | | | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| Considerando precio de contrato igual a PMM LP 121 US\$/MWh | | | | | |
| SM | 2,5 | 3 | 2,3 | 2,8 | 2 |
| Escenario 1 | 603,0 | 631,1 | 647,3 | 667,2 | 676,1 |
| Escenario 2 | 629,3 | 652,7 | 665,2 | 678,9 | 685,2 |
| Contrato por Considerando precio de contrato igual a 141 US\$/MWh bloques | | | | | |
| SM | 2,5 | 3 | 2,3 | 2,5 | 3 |
| Escenario 1 | 723,1 | 751,2 | 767,5 | 787,4 | 796,3 |
| Escenario 2 | 743,9 | 767,3 | 779,8 | 793,5 | 799,9 |

Tabla 4-20 VI del proyecto tal que VAN = 0 según precios de contrato

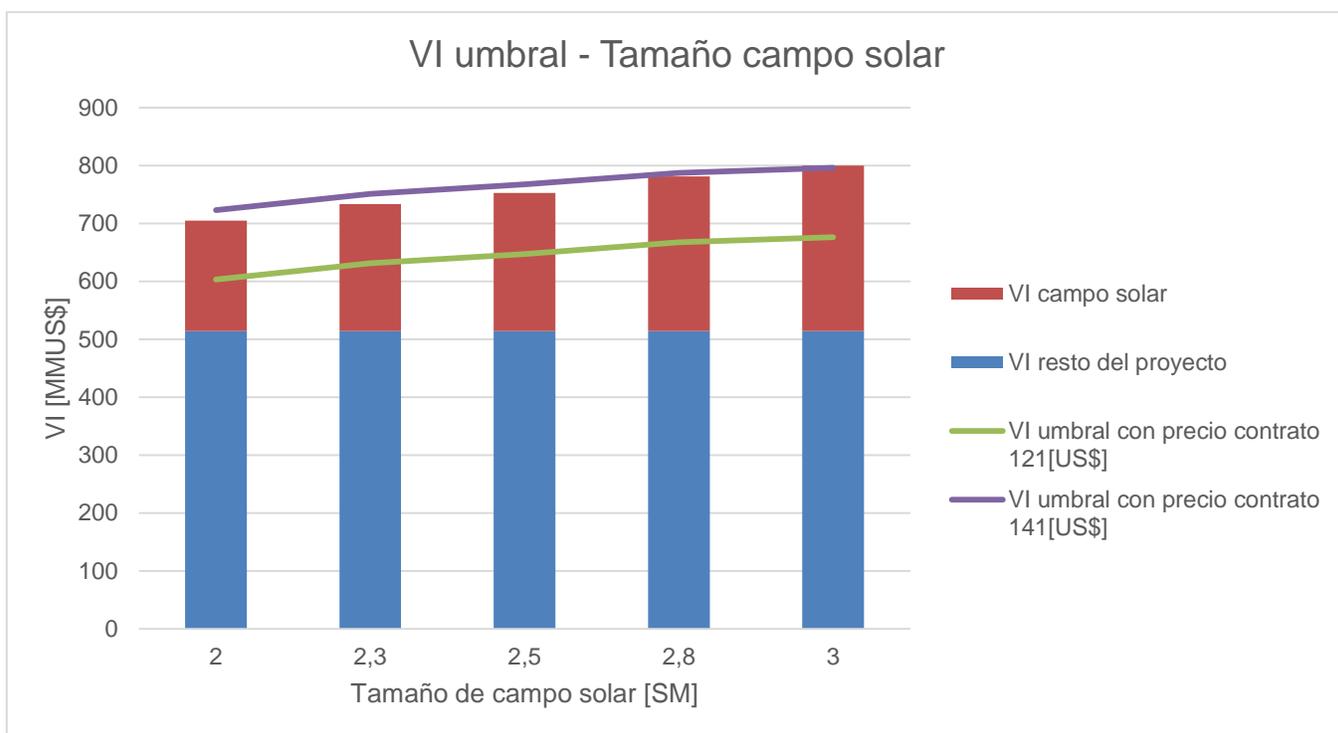


Figura 4-12 VI del proyecto tal que el VAN = 0

En la Figura 4-12 se presenta de manera gráfica la composición del Valor de Inversión del proyecto según la variación del tamaño del campo heliostático. Dependiendo del precio del contrato de energía con el cual cuenta el proyecto, el valor de inversión para el cual la rentabilidad es positiva varía.

Para un precio de contrato de 141 USD/MWh, se ve que, para rentabilizar el proyecto, bastaría con mantener los costos de inversión del proyecto en los niveles actuales coherentemente con lo obtenido en 4.4.1, en donde el único resultado con VAN

negativo corresponde al de factor SM 3. Sin embargo, es claro que para precios de contrato más realistas, como 121 US\$/MWh -PMMLP-, es necesario reducir los costos de inversión del proyecto en torno a los 120 MMUS\$

Cabe hacer notar, que la variación necesaria en el VI para rentabilizar el proyecto, es menor que el valor del campo solar, por lo que en teoría, sería posible cubrir esa variación reduciendo exclusivamente variando el VI de este ítem. En este sentido, se realiza un último análisis de sensibilidad en el cual se muestra el impacto en la variación del VI del campo solar en la rentabilidad global del proyecto, en el cual, al igual que los ejemplos anteriores, se supone un precio de contrato de 141 US\$/MWh.

| SM | Δ VI campo solar | VI campo solar [MMUS\$] | VI total [MMUS\$] | VAN E1 | Variación VAN | Umbral VI Campo solar [MMUS\$] |
|-----|------------------|-------------------------|-------------------|--------|---------------|--------------------------------|
| 3 | 0% | 285,6 | 800,0 | -2,9 | 0% | 281,9 |
| | -5% | 271,4 | 785,7 | 8,1 | 382% | |
| | -10% | 257,1 | 771,4 | 19,2 | 765% | |
| | -20% | 228,5 | 742,9 | 41,2 | 1529% | |
| | -30% | 200,0 | 714,3 | 63,3 | 2294% | |
| 2,8 | 0% | 266,6 | 781,0 | 5,0 | 0% | 273,0 |
| | -5% | 253,3 | 767,6 | 15,3 | 207% | |
| | -10% | 239,9 | 754,3 | 25,6 | 414% | |
| | -20% | 213,3 | 727,6 | 46,1 | 828% | |
| | -30% | 186,6 | 701,0 | 66,7 | 1242% | |
| 2,5 | 0% | 238,0 | 752,4 | 11,6 | 0% | 253,1 |
| | -5% | 226,1 | 740,5 | 20,8 | 79% | |
| | -10% | 214,2 | 728,6 | 30,0 | 158% | |
| | -20% | 190,4 | 704,8 | 48,4 | 316% | |
| | -30% | 166,6 | 681,0 | 66,8 | 474% | |
| 2,3 | 0% | 219,0 | 733,3 | 13,8 | 0% | 236,9 |
| | -5% | 208,0 | 722,4 | 22,3 | 61% | |
| | -10% | 197,1 | 711,5 | 30,7 | 122% | |
| | -20% | 175,2 | 689,6 | 47,6 | 245% | |
| | -30% | 153,3 | 667,7 | 64,5 | 367% | |
| 2 | 0% | 190,4 | 704,8 | 14,2 | 0% | 208,8 |
| | -5% | 180,9 | 695,3 | 21,5 | 52% | |
| | -10% | 171,4 | 685,7 | 28,9 | 104% | |
| | -20% | 152,3 | 666,7 | 43,6 | 207% | |
| | -30% | 133,3 | 647,7 | 58,3 | 311% | |

Tabla 4-21 Sensibilidad del VAN del proyecto respecto del VI del campo solar y Umbral de rentabilidad de VI campo solar

En la Tabla 4-21 se muestra el resultado de variar exclusivamente el valor de inversión del campo heliostático manteniendo todos los otros parámetros del proyecto fijo.

En primer lugar se aprecia que el umbral de rentabilidad del VI del campo solar es menor mientras menor es el tamaño del campo solar. Esto es directo, puesto que a mayor factor SM, mayor será el VI del campo. Sin embargo, es importante notar que, mientras mayor es el campo solar, mayor es la sensibilidad del proyecto al valor de inversión de este. Esto se explica por el efecto del aumento en el factor de planta del proyecto asociado al aumento del factor SM. Un factor SM mayor, implica un mayor ingreso por ventas de energía, las cuales dependen directamente del tamaño del sistema de acumulación, luego, si se aumentan el SM, y se minimiza el costo de éste, entonces la rentabilidad del proyecto aumenta más rápidamente.

Se puede apreciar la tendencia antes descrita en la Figura 4-13 la cual no depende del precio de contrato pues para el cálculo de la rentabilidad del proyecto el ingreso por energía es constante una vez fijado el valor del contrato para cada configuración simulada independiente de cómo varíe la inversión del proyecto.

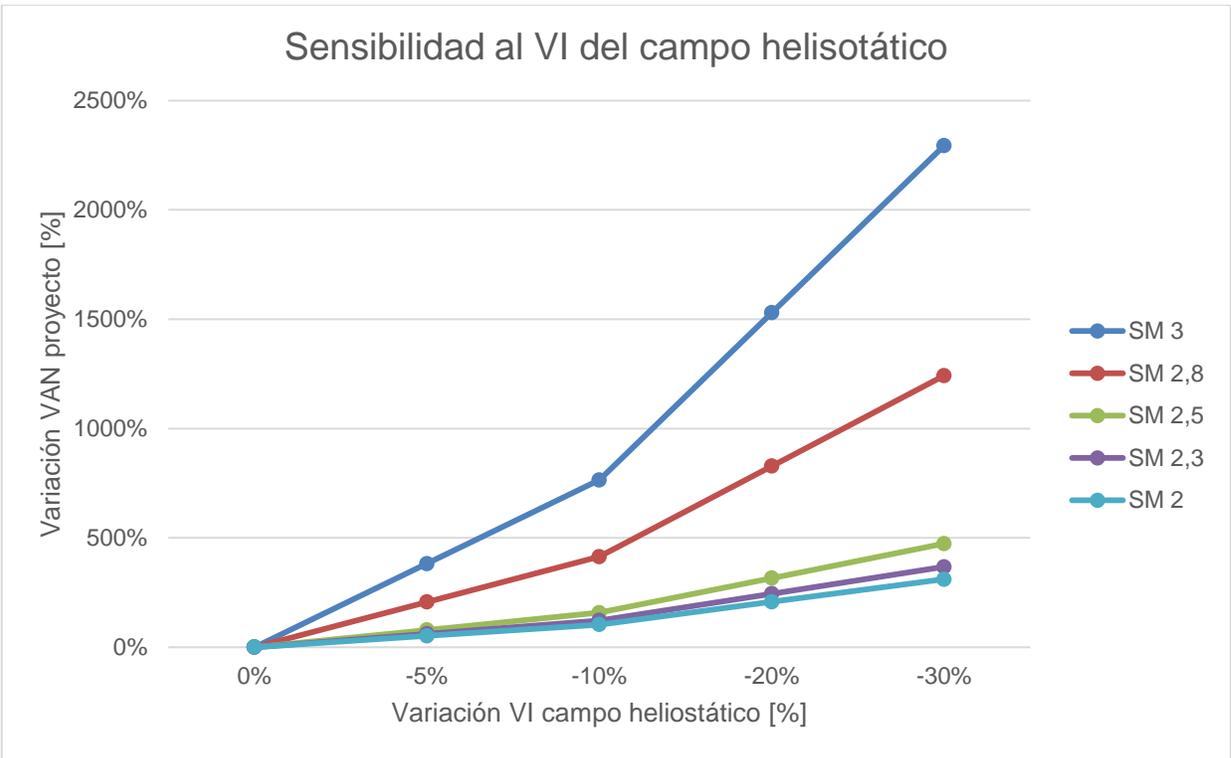


Figura 4-13 Sensibilidad del VAN al VI del campo heliostático

5 Capítulo 5: Conclusiones

Se logró validar la propuesta metodológica para el dimensionamiento eficiente de sistemas de acumulación para plantas termosolares en el SIN, G a partir del estudio de caso llevado a cabo para el proyecto Pampa Camarones, para el cual se obtiene un tamaño eficiente dependiente de los supuestos y parámetros que considere el inversionista. Más aún se logró corroborar a través de la aplicación de la metodología, que el dimensionamiento eficiente de un sistema de acumulación, depende no sólo de la configuración técnica de este, sino que además depende fuertemente de las condiciones de mercado y entorno económico y financiero en el cual se desarrolla, en particular del tipo y estrategia de comercialización de la energía al cual se pueda optar.

La revisión bibliográfica realizada para la tecnología termosolar arrojó que la tecnología de torre concentradora se encuentra en un estado de relativa madurez, no obstante, actualmente, suponiendo como verosímiles los valores de inversión utilizados para esta tecnología, y considerando que los supuestos del estudio propuesto para el SING se cumplen, la rentabilidad del proyecto en 20 años al 10%, está condicionada de manera sensible, al nivel de inversión del proyecto y del precio de contrato. En este sentido, considerando los supuestos hechos, el proyecto termosolar Pampa Camarones es rentable. Sin perjuicio de lo anterior, se visualizan aspectos estratégicos que deben ser revisados para garantizar la viabilidad de este proyecto.

En particular, para este estudio, se obtuvo que, el dimensionamiento óptimo del sistema de acumulación, depende fuertemente del esquema de comercialización de energía con el cual se cuente. Bajo una estructura de contratos por bloques de energía, la configuración más rentable es la de factor de campo solar SM 2 y 12 horas de acumulación, es decir, la más pequeña, con menor factor de planta de los 6 casos estudiados, esto provocado principalmente por el alto valor de inversión de aumentar el campo heliostático cuyo monto no termina de recuperarse en 20 años considerando los supuestos de este estudio.

Por otro lado si se tiene que, para exactamente el mismo proyecto, evaluado en los mismos escenarios, con un contrato por producción de energía, el dimensionamiento óptimo es aquel con factor SM 3 y 16 horas de gestión de la acumulación. Es decir, el mayor sistema de acumulación con el mayor VI de los 6 estudios de caso. Esto se da principalmente por alta rentabilidad de cada MWh extra inyectado bajo esta estructura en donde cada MWh tendrá una rentabilidad igual al precio de contrato contemplado

menos el costo variable, a pesar de esto, no se puede concluir que un esquema de contratos sea comparativamente mejor que otro en términos de rentabilidad, ya que esto dependerá de diversos factores que no son parte del alcance de este estudio tales como la aversión al riesgo del inversionista. Finalmente queda claro que la dimensión del sistema de acumulación no es un problema trivial ni de solución directa.

Tiene sentido realizar un estudio de dimensionamiento eficiente del sistema de acumulación de una central termosolar, dado sus altos costos de inversión y el alto impacto que tiene la dimensión de este sistema de acumulación en el volumen de energía generado por la central. En particular, es claro que existe una fuerte sensibilidad de la tecnología termosolar de torre respecto del valor de inversión de los espejos del campo heliostático y del precio de contrato. Más aún, se comprobó que, mientras mayor sea el tamaño del campo solar, mayor será la sensibilidad del proyecto al VI de este. Por un lado parece intuitivo pensar en implementar la central con el mayor factor de planta posible, sin embargo, el costo de aumentar este factor de planta hace conveniente revisar la dimensión del campo solar y el costo de éste.

En este sentido, si existiera consenso respecto de la conveniencia de estimular el desarrollo de esta tecnología en Chile, sería eficiente concentrar esfuerzos en reducir el valor de inversión del campo solar a través de políticas que escapan el alcance de estudio. Se recomienda explorar aquellas que puedan por ejemplo: fomentar condiciones para producir los espejos del campo solar en Chile a bajo costo, o fomentar la implementación de subsidios o beneficios tributarios y/o aduaneros para importarlos a menor costo. También como un alcance, desde el punto de vista del inversionista, puede ser recomendable estudiar una instalación modular del campo heliostático para diluir la inversión en un horizonte mayor y disminuir valor presente de la inversión.

En la misma línea, cabe destacar la importancia de la certidumbre regulatoria para la implementación de este tipo de proyectos. En particular para este estudio, se supuso un régimen de ingresos por potencia de suficiencia que no es del todo confiable, dada la escasa claridad regulatoria respecto de este para el caso de este tipo de tecnología. Si se quisiera estimular su desarrollo, es menester que no exista incertidumbre en aspectos fundamentales como este y otros similares tales como los pagos por servicios complementarios.

Respecto de la capacidad de gestionar la energía acumulada durante distintas ventanas de tiempo, se obtuvo -dados los supuestos- que ésta no afecta el factor de planta de las

centrales termosolares de torre para proyectos con mismo factor SM, ya que la energía está dada por el tamaño del campo solar, pero se observan rentabilidades superiores en aquellas centrales con más horas de capacidad de gestión de la energía dada su mayor probabilidad de ser despachadas en las horas de mayor precio del sistema. Esto se corroboró al evaluar la colocación de energía promedio diaria. En este mismo sentido se concluye la importancia de los supuestos metodológicos para la evaluación y operación del sistema. En particular se verificó que pequeñas restricciones en el modelo de operación –por ejemplo la restricción en la carga inicial de la planta termosolar- pueden generar grandes diferencias en los resultados económicos del sistema, lo cual a su vez puede llevar a conclusiones erradas.

La hipótesis considerada para la realización de este estudio respecto del impacto de la operación de la central termosolar en el nivel de precios del sistema, no se logró verificar a cabalidad ya que, los precios del sistema variaron escasamente respecto de la variación en el tamaño del campo heliostático de la central en evaluación, es decir, no se obtuvo un importante impacto a nivel sistémico en el nivel de precios. No obstante, se concluye que la simulación horaria del sistema en un horizonte de largo plazo para la evaluación del tamaño eficiente del sistema de acumulación, dada la variación del costo marginal asociada a la entrada esperada de grandes bloques de ERNC al sistema y la dependencia sobre este costo marginal que tendrá el proyecto. Esto se vuelve claro al observar la distribución de valor de los costos marginales durante un día de 24 horas, donde los precios más caros se concentran prioritariamente en las horas de radiación solar nula. En otras palabras, a través de este tipo de simulación para este tipo de proyectos se puede observar mejor el riesgo relativo al precio spot al cual se someterá la central.

Se distingue que, una ventaja comparativa de la propuesta metodología, es la posibilidad de recoger la información de diferencia de precios horariamente, lo que permite calcular la rentabilidad de la planta hora a hora, la disponibilidad del parque generador y, en este caso particular, la capacidad de gestión intra-horaria de energía de la tecnología evaluada, lo cual es más difícil de abordar desde el paradigma de la planificación a partir los bloques de energía y los costos marginales promedio, dado que no se recoge el detalle de la operación y la fenomenología económica, presente en sistemas como el SING, con un alto potencial de ERNC coexistente con un parque generador eminentemente térmico y por ende de alta volatilidad de precios.

Si se observa con optimismo la entrada de bloques de generación ERNC en el SING, es de esperar que los costos marginales del sistema disminuyan, con lo cual en teoría,

se hace menos atractivo, desde el punto de vista de la señal de precio, invertir en centrales con grandes costos de inversión tales como la central en estudio. Sin embargo, dependiendo del nivel de contratación de la central, se puede observar que la rentabilidad de la central puede incluso aumentar –como sucedió en el presente estudio-, ya que, el costo de operación de esta es tan barato que la central termosolar estará siempre despachada, con lo cual un menor costo marginal implicaría, exclusivamente, menores costos de retiro para el abastecimiento de contratos, aumentando la rentabilidad del proyecto.

Se propone a partir de las conclusiones del presente estudio, revisar la sensibilidad de la rentabilidad en proyectos termosolares, respecto de otros elementos que pudieran ser estratégicos tales como el VI de las sales fundidas, HTF u otros. También se propone revisar distintos esquemas posibles de financiamiento y estructuras contractuales nuevas que puedan ofrecer mejores condiciones para aumentar la rentabilidad de proyectos de este estilo.

6 Bibliografía

- [1] CNE, «Mercado Eléctrico en Chile, CNE,» [En línea]. Available: www.cne.cl/energias/electricidad/mercado.
- [2] «Decreto con Fuerza de Ley: DFL 4/20018, Ley General de Servicios Eléctricos,» [En línea]. Available: www.leychile.cl.
- [3] «Ley 20.402, crea el Ministerio de Energía,» [En línea]. Available: www.leychile.cl.
- [4] «Decreto Ley 2224, crea la Comisión Nacional de Energía, modificado por ley 20.402,» [En línea]. Available: www.leychile.cl.
- [5] «Ley 18.410 art. 2, crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles,» [En línea]. Available: www.leychile.cl.
- [6] «Ley 19.940 art. 131, crea el Panel de Expertos,» [En línea]. Available: www.leychile.cl.
- [7] «Decreto Supremo 291, aprueba estructura, funcionamiento y financiamiento de los CDEC,» [En línea]. Available: www.leychile.cl.
- [8] CDEC-SING, «El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SING),» [En línea]. Available: <http://cdec2.cdec-sing.cl>.
- [9] R. P. L. V. Walter Brokering, Ñom Lufke (rayo domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia, 2008.
- [10] D. R. Palma, G. Jimenez y I. Alarcón, «Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno,» Santiago de Chile, 2009.
- [11] Galetovic, «Estimating deficit probabilities with price-responsive demand in contract-based electricity market,» 2009.
- [12] F. Aguirre Leo, «Apuntes curso Analisis técnico-económico del sector eléctrico, EL6016, Universidad de Chile,» [En línea]. Available: https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2013/2/EL6016/1/material_docente/.
- [13] R. Palma y R. Palma Behnke, «Apuntes de curso Mercados Internacionales de Energía,» [En línea]. Available: https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2013/2/EL7018/1/material_docente/.
- [14] CDEC-SING, «Sistema Eléctrico del Norte Grande,» [En línea]. Available:

www.cdec-sing.cl.

- [15] MASENERGÍA, «Diagnóstico y perspectivas para la operación de los terminales de GNL en Chile, informe final.,» 2011.
- [16] CDEC-SING, «CDEC-SING Anuario y Estadísticas de Operación 2013,» [En línea]. Available: www.cdec2.cdec-sing.cl.
- [17] CDEC-SING, «Información Técnica de Centrales - SING,» [En línea]. Available: www.cdec2.cdec-sing.cl.
- [18] INE, «Balance Nacional de Energía 2012,» [En línea]. Available: <http://antiguo.minenergia.cl>.
- [19] CDEC-SING, «Primer informe trimestral 2014,» 2014.
- [20] E. Orellana Bustamante, *Determinación de áreas con potencial para la instalación de plantas de energía termo-eléctrica solar, Caso de estudio: III Región de Atacama*, Seminario de Grado - Pontificia Universidad Católica de Chile, 2009.
- [21] UTFSM, «Registro Solarimétrico, Irradiancia Solar en Territorios de la República de Chile,» [En línea]. Available: <http://www.labsolar.utfsm.cl/>.
- [22] H. Zhang, J. Baeyens y G. J. Degreve, «Concentrated solar power plants: Review and design methodology,» *Elsevier - Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 467-480, 2012.
- [23] IRENA, «Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series,» vol. 1: Power Sector, nº 2/5.
- [24] H. Müller, Steinhagen, Frenz y F. Trieb, «Concentrating Solar Power, A review of the technology, part 1,» Stuttgart.
- [25] Madaeni, Sioshansi y Denholm, «How Thermal Energy Storage enhances the economic viability of concentrating solar power,» *Proceedings of the IEEE (Invited Paper)*, vol. 100, nº 2, pp. 335-347, February 2012.
- [26] M. Abbas, Z. Belgroun, H. Aburidah y N. K. Merzouk, «Assessment of a solar parabolic trough power plant for electricity generation under mediterranean and arid climate conditions,» *Elsevier - Energy Procedia - Mediterranean Green Energy Forum*, pp. 93-102, 2013.
- [27] International Energy Agency IEA, «Technology Roadmap, Concentrating Solar

Power,» 2010.

- [28] S. Kalogirou, «Concentrating solar power plants for electricity and desalinated water,» de *World Renewable Energy Congress - Solar Thermal Applications (STH)*, Linköping, Suecia, 2011.
- [29] Centro de Energías Renovables CER, «Reporte Semestral - Antena Tecnológica - Diciembre,» 2013. [En línea]. Available: www.cer.gob.cl.
- [30] A. Gil, *State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation*, 2010.
- [31] C. Suazo Martínez, E. Pereira Bonvallet y R. Palma Behnke, «Impacts of energy storage on short term operation planning under centralized spot markets,» *IEEE - Transactions on Smart Grids*, 2013.
- [32] C. Suazo Martínez, E. Pereira Bonvallet y R. Palma Behnke, «A Simulation Framework for Optimal Energy Storage Sizing,» *Energies* , pp. 3033-2055, 2014.
- [33] Centro de Energía-FCFM, Universidad de Chile, «Impacto de Niveles de Penetración de Energías Renovables No Convencionales en la Operación del Sistema Interconectado del Norte Grande,» Santiago, Marzo 2013.

Anexo 1: Nomenclatura Modelo de Optimización

| | |
|-------------------|---|
| \bar{E}_e | : Límite de almacenamiento máximo de ESS e |
| \underline{E}_e | : Mínimo nivel de carga requerido por ESS e |
| \bar{P}_g | : Límite de capacidad máxima de generador g |
| \underline{P}_g | : Límite de capacidad mínima de generador g |
| \bar{S}_t | : Potencia solar disponible en hora t |
| \bar{V}_t | : Potencia eólica disponible en hora t |
| \bar{c}_e | : Máxima capacidad de carga ESS e |
| \bar{d}_e | : Máxima capacidad de descarga |
| C_{ENS} | : Costo de energía no suministrada |
| C_{op} | : Costo de operación |
| C_{start} | : Costo de partida |
| C_{stop} | : Costo de parada |
| $E_{t,e}$ | : Energía almacenada en ESS e en hora t |
| G_g^{dn} | : Límite de rampa de bajada de generador g |
| G_g^{up} | : Límite de rampa de subida de generador g |
| $P_{t,g}$ | : Potencia entregada por generador g en hora t |
| S_{dt} | : Potencia solar derramada en hora t |
| S_t | : Potencia solar conectada en hora t |
| V_{dt} | : Potencia eólica derramada en hora t |
| V_t | : Potencia eólica conectada en hora t |
| $c_{t,e}$ | : Nivel de carga del ESS e en hora t |
| $d_{t,e}$ | : Nivel de descarga del ESS e en hora t |
| l_t | : Carga del sistema en hora t |
| $u_{t,g}$ | : Despacho generador g en hora t |
| $\eta_{c,e}$ | : Eficiencia de carga ESS e |
| ENS_t | : Energía no suministrada en hora t |
| $RF_{t,g}^{up}$ | : Reserva en frío generador g en hora t |
| $RG_{t,g}^{dn}$ | : Reserva en giro de bajada generador g en hora t |
| $RG_{t,g}^{up}$ | : Reserva en giro de subida generador g en hora t |

Anexo 2: Acrónimos

| | |
|------|---|
| CDEC | : Centro de Despacho Económico de Carga |
| CNE | : Comisión Nacional de Energía |
| CPF | : Control Primario de Frecuencia |
| CSF | : Control Secundario de Frecuencia |
| CSP | : <i>Concentrating Solar Power Plant</i> |
| DP | : Dirección de Peajes del CDEC |
| ERNC | : Energía(s) Renovable(s) No Convencional |
| ESS | : <i>Energy Storage System</i> |
| FV | : Fotovoltaico |
| GD | : Generación Distribuida |
| GNL | : Gas Natural Licuado |
| HFC | : <i>Heliostatic Field Collector</i> |
| HTF | : <i>Heat Transfer Fluid</i> |
| LFR | : <i>Linear Fresnel Reflector</i> |
| PMM | : Precio Medio de Mercado |
| SEC | : Superintendencia de Electricidad y Combustibles |
| SIC | : Sistema Interconectado Central |
| SING | : Sistema Interconectado Norte Grande |
| SM | : <i>Solar Multi</i> |
| SSCC | : Servicios Complementarios |
| TES | : <i>Thermal Energy Storage</i> |
| TIR | : Tasa Interna de Retorno |
| UC | : <i>Unit Commitment</i> |
| VAN | : Valor Actual Neto |
| VI | : Valor de Inversión |