



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**ANÁLISIS FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA Y ESTRATÉGICA DE LA
IMPLEMENTACIÓN DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA AL
SIC**

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN GESTIÓN Y DIRECCIÓN
DE EMPRESAS**

FRANCESCA GEMITA MILANI TORRES

**PROFESOR GUÍA:
RODRIGO JOSÉ BRICEÑO HOLA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ANTONIO AGUSTÍN HOLGADO SAN MARTÍN
JOAQUÍN ENRIQUE MELÉNDEZ CABAÑAS**

**SANTIAGO DE CHILE
2014**

RESUMEN

El presente proyecto aborda la evaluación técnico-económica y estratégica de una central generadora de energía eléctrica fotovoltaica en el Sistema Interconectado Central (SIC), incorporada dentro de las posibilidades de expansión de la empresa AES Gener. El producto que vende esta planta solar es energía y potencia eléctrica, y atributo de Energía Renovable No Convencional (ERNC).

Los posibles clientes para esta planta son: mercado licitaciones, clientes libres y regulados, generadores (que compran atributo ERNC) y mercado spot. Se realiza un análisis FODA por tipo de cliente, concluyendo que la principal fortaleza consiste en la certeza en los flujos por venta de energía y potencia, y la principal debilidad es la dependencia del costo marginal, que posee alta incertidumbre ya que depende de muchos factores: hidrología, mantenimientos, fallas de centrales, etc. Fortalezas comunes a todos los segmentos tienen que ver con el tipo de tecnología: bajo costo operacional, rápida instalación, y es tecnología limpia con el medio ambiente. Las principales oportunidades consisten en la baja en los costos de inversión que ha experimentado en los últimos años, y la lentitud de los proyectos tradicionales de generación de energía versus la rapidez de instalación de esta central. La debilidad consiste en que todavía los costos de inversión son relativamente altos, y el bajo factor de planta. La principal amenaza consiste en la gran cantidad de generadores que ingresaría gracias a la nueva Ley "20/25", que fomenta la instalación de plantas ERNC al imponer una cuota de generación de 20% de la energía contratada por los generadores, al año 2025.

Se establecen y analizan tres posibles estrategias de contratación: a) Venta de energía a un cliente libre o regulado, y venta del atributo ERNC excedente, b) Venta al mercado spot a costo marginal, sin contrato, y venta del atributo ERNC a generadores deficitarios; c) Licitaciones ERNC.

Para evaluar el margen comercial, se realiza una simulación de Montecarlo a través del modelo SDDP para diferentes escenarios de costos de combustibles, desde el año 2018 hasta el 2029, de modo de representar la incertidumbre presente en un modelo hidrotérmico. Luego, se obtienen los márgenes correspondientes para distintos precios de contrato y potencia: para cada precio de contrato, se busca la potencia óptima que minimice el CVaR, calculado como el promedio del 5% de los márgenes más bajos. Además, se simula la venta a través de mercado de licitaciones, concluyéndose que la estrategia óptima comercial consiste en establecer un contrato con un cliente, a precio 92 [USD/MWh] por venta de energía, con potencia contratada igual a 10 [MW] y a un precio de 10 [USD/MWh] la venta del atributo ERNC a generadores deficitarios. Al realizar el flujo de caja puro a 25 años (vida útil de la central), se encuentra que el VAN a 10% de tasa asciende a \$9.472 [kUSD], con una TIR de 12,11%. El proyecto es altamente sensible a la tasa de interés elegida, por lo que si se elige una tasa superior a la TIR, ya no es rentable. Adicionalmente, se considera un costo de inversión de 2.000 [USD/kW]. El proyecto resulta rentable sólo hasta inversiones de 2.350 [USD/kW], más allá de ese valor el VAN es negativo.

TABLA DE CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN.....	4
II. OBJETIVOS	7
III. DESCRIPCIÓN DEL TEMA A ABORDAR.....	7
IV. ALCANCE DEL TEMA A ABORDAR.....	8
V. MARCO CONCEPTUAL.....	9
VI. DESCRIPCIÓN DE LA ORGANIZACIÓN: ANÁLISIS INTERNO.....	14
VII. DESCRIPCIÓN DEL MERCADO	15
VIII. DIAGNÓSTICO	20
1) Cuantificación del mercado potencial	20
2) Análisis clientes	22
3) Análisis Competidores.....	27
4) Análisis macroentorno	32
5) Análisis FODA por segmento	34
6) Diseño de estrategia.....	38
a. Estrategia de comercialización.....	38
b. Mercado Objetivo	56
c. Estrategia comunicacional:	59
IX. EVALUACIÓN ECONÓMICA	60
1) Análisis de sensibilidad	63
X. CONCLUSIONES	66
XI. BIBLIOGRAFÍA.....	70
XII. ANEXOS	71

I. INTRODUCCIÓN

En Chile la generación de energía eléctrica corresponde a un mercado abierto y competitivo a partir de mediados de los años 80, período en el cual tuvo lugar la principal reforma del sector eléctrico que propició el establecimiento de dicha competencia mediante el Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982 (actual DFL N°4). A partir de ese momento y a la fecha han tenido lugar modificaciones a la ley en búsqueda de perfeccionar los diferentes segmentos del sector eléctrico, además del desarrollo de normativas (reglamentos, normas técnicas) que regulan el sector. En los últimos años ha habido además un creciente debate acerca de la conveniencia de desarrollar mecanismos adicionales con el objeto de incentivar la incorporación dentro de la matriz eléctrica de energías renovables no convencionales (ERNC), dada la situación de importador de combustible de Chile, de la incerteza de la situación hidrológica, y del hecho que el país cuente con notables recursos naturales en ese sentido, como lo son el potencial eólico y solar, sumado finalmente a la tendencia a la baja que estas tecnologías han tenido en sus costos de inversión en el último tiempo y a la disminución que estas energías representan en producción de material contaminante. Esto ha derivado recientemente en la promulgación de la Ley 20.698, denominada “Ley 20/25”, cuyo objeto es que al año 2025 al menos un 20% de la energía provenga de fuentes catalogadas como ERNC. Las características de esta nueva normativa se comentan en los capítulos siguientes.

En el país existen dos grandes sistemas no unidos entre sí, denominados Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC). El SING comprende desde la primera a la segunda región, con una capacidad instalada bruta de generación de 4.607 [MW], demanda máxima de 2.167 [MW], generación anual de 16.755 [GWh/año] (datos año 2012) y una tasa de crecimiento de 5,5% en el período 2011/2012. La matriz de generación es principalmente térmica, y los clientes son en un 90% de tipo industrial y un 10% del tipo regulado. El SIC comprende desde la segunda a la décima región, desde Tal Tal hasta la Isla Grande de Chiloé, con una capacidad instalada bruta de generación de 13.332 [MW], demanda máxima de 6.992 [MW], generación anual por 48.796 [GWh/año] (datos año 2012) y una tasa de crecimiento de 5,7% en el período 2011/2012. Según la Comisión Nacional de Energía (CNE), la tasa de crecimiento promedio de los clientes libres en los próximos 11 años se estima en 5,7% anual, lo que se traduce en el final de dicho período en aproximadamente el doble de la energía actualmente demandada. Por otro lado, la matriz de

generación del SIC es hidrotérmica, con una fuerte componente en fuentes convencionales (ver Tabla 15). En el SIC, aproximadamente el 60% de la demanda es de tipo regulado, mientras que el 40% corresponde a clientes no sometidos a regulación de precios.

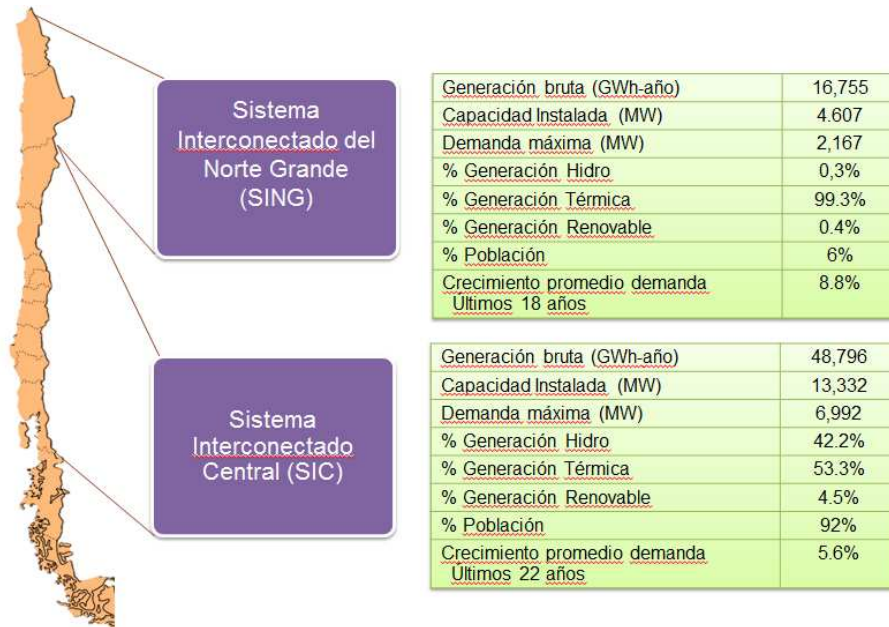


Figura 1: Sistema Eléctrico Chileno

Como se menciona, la normativa eléctrica identifica la potencialidad de competencia en el sector de generación eléctrica, instaurando un marco regulatorio que permite la iniciativa privada de agentes que pueden establecer contratos de suministro con grandes clientes, denominados clientes libres, o con empresas distribuidoras. Dichos contratos son de característica bilateral financiera, es decir, la demanda del cliente es suministrada por un pool de generadores despachados por un operador independiente central con un criterio de mínimo costo, siendo el generador que estableció el contrato el responsable de generar la energía, o bien de comprarla a aquellos que si fueron despachados bajo este criterio (mercado “spot” o mercado mayorista). Esta característica define dos tipos de mercado, mayorista y de contratos, y plantea una amplia gama de decisiones en término de estrategias comerciales y operacionales para un generador.

En este contexto, esta tesis desarrolla la factibilidad técnico económica y estratégica de implementar un proyecto de generación fotovoltaico de mediana escala (30 [MW]) que sería desarrollado por la empresa AES Gener en el SIC, la

cual posee 2.241 [MW] instalados en el SIC y a 1.137 [MW] en el SING (información al año 2012). Se consideran las condiciones ambientales favorables existentes en el norte del SIC para este tipo de tecnologías, la necesidad por parte del sistema y de los clientes de disponer de energía limpia y a un costo competitivo con respecto a las fuentes tradicionales de generación eléctrica, y además la oportunidad de la estrechez de capacidad instalada eficiente económicamente que vive el SIC actualmente, con los consiguientes altos precios para la energía. Además se desarrolla un estudio de la estrategia comercial a seguir, analizando tres posibles casos. El primero de ellos corresponde a los ingresos obtenidos exclusivamente de la valorización de las inyecciones a costo marginal del sistema, la segunda a la contratación de clientes, y finalmente se estudia la conveniencia de participar en el mecanismo de licitaciones propiciado por la nueva ley ERNC, mediante la inyección al sistema valorizada a un precio estabilizado.

II. OBJETIVOS

Los objetivos del presente Trabajo de Tesis son:

Objetivos generales:

- Evaluación de factibilidad técnico-económica y estratégica de la implementación de una central fotovoltaica conectada al SIC de propiedad de AES Gener.

Objetivos Específicos:

- Análisis y evaluación de costos de inversión y operación y de aspectos técnicos que permitan una implementación óptima del proyecto.
- Análisis de estrategia comercial, en relación a la venta de energía eléctrica y a la venta de atributo de Energía Renovable No Convencional (ERNC).
- Análisis de la competencia y de cómo es afectada por nuevas normativas.

III. DESCRIPCIÓN DEL TEMA A ABORDAR

El tema a abordar consiste en analizar la factibilidad técnico-económica y estratégica de la implementación de una central conectada al SIC. Para esto, se considera como aspecto fundamental la evaluación del nuevo escenario regulatorio que se aprobó por el Senado durante Septiembre de 2013. Así, las interrogantes a responder son:

- ¿Cómo impactará el nuevo escenario regulatorio en la estrategia comercial del proyecto?
- ¿Cuáles son los reales competidores del proyecto? ¿Son los fabricantes o los operadores?
- ¿Cuáles son las ventajas competitivas del proyecto descrito en el presente Trabajo de Tesis, y por qué los clientes deberían preferirlo?
- ¿Cuál es la mejor estrategia comercial para la planta?

IV. ALCANCE DEL TEMA A ABORDAR

El tema a abordar se remite a los siguientes aspectos:

- La central se conecta al SIC, a la subestación Diego de Almagro 220 [kV]. No se evalúan otros puntos de conexión, para efectos de la evaluación económica.
- Se considera que existe capacidad de evacuación disponible en la zona.
- En el presente trabajo no se desarrolla una evaluación técnica completa, sólo se mencionan aspectos técnicos básicos que impactan en el costo de la operación y que son relevantes para la evaluación económica. No se realizan estudios eléctricos acabados.
- Se evalúan modificaciones legales recientes considerando el proyecto actual, sus implicancias en la competencia y la forma que afecta el pago del proyecto.

V. MARCO CONCEPTUAL

El sector eléctrico chileno está desintegrado verticalmente en tres segmentos claramente diferenciados: generación, transmisión y distribución. En cada uno de ellos, la legislación identifica las diferentes posibilidades de participación de los agentes privados, dependiendo de las características propias del segmento y los aspectos en que en cada uno de ellos se posibilita la competencia. Si bien el estado no participa activamente en ninguno de ellos, sino que sólo regula y fiscaliza, el sector donde se puede apreciar una competencia abierta en términos de cantidad, precio, tipo de tecnología a desarrollar, decisiones de inversión y características de los proyectos es en el de generación de energía, en el cual el mercado está constituido por los propios generadores que pueden competir para dar suministro de mediano o largo plazo a empresas distribuidoras o a clientes libres. Además, sólo las empresas generadoras pueden efectuar la comercialización de la energía, es decir, comprarla o venderla en el mercado mayorista para satisfacer la demanda de su cliente.

En el sector de generación de energía eléctrica, los actores deciden cuándo, cómo y dónde ubicarán sus proyectos de generación (cumpliendo la normativa técnica y ambiental vigente), con el derecho de participar en el pool de generadores y con el deber de cubrir los contratos de suministro que establezcan con sus clientes. Dichos contratos son de característica bilateral financiera, en los cuales la energía demandada por el cliente es suministrada por la energía proveniente del sistema, independientemente de quien la generó, siendo las centrales generadoras despachadas por un operador independiente central (los centros de despacho económicos de carga o CDEC) con un criterio de mínimo costo variable operacional, siendo el generador que estableció el contrato el responsable de generar la energía, o bien, en caso de no haberla generado, de comprarla a aquellos que si resultaron despachados bajo este criterio de mínimo costo. El costo de la última unidad despachada de acuerdo al orden de mérito de costos, desde el menor al mayor, se denomina costo marginal, que en la actualidad es de característica horaria y que corresponde al precio al que se valorizan tanto las inyecciones como los retiros del sistema. Por otra parte, se realiza un pago por capacidad, que corresponde al costo de oportunidad de la instalación de unidades generadoras de referencia eficiente capaz de aportar energía en las horas de demanda máxima del sistema, y que se refleja en el precio de la potencia. De esta forma, el mercado está formado de un pool de tecnologías de generación que va desde centrales con alto costo de inversión y bajos costos operacionales (como las hidráulicas de pasada, solares, eólicas), pasando por centrales térmicas convencionales (carbón, gas) y embalses, hasta centrales de rápida instalación y

altos costos variables (diésel). De acuerdo a la teoría marginalista, en un parque económicamente adaptado a la demanda, todas ellas deberían ser económicamente factibles de instalar, y naturalmente su ingreso resultará de diferentes proporciones en la valorización de su energía y potencia dependiendo de su tecnología. En el caso particular del SIC se debe mencionar que la existencia de embalses de regulación interanual produce que se deba calcular un costo de oportunidad del agua embalsada, con el objeto de determinar su uso óptimo mediante software de programación de la operación que internalicen dicha característica y que deben minimizar el valor presente del costo total de abastecimiento, es decir, de valorizar la operación y una eventual falla. Para ello se utilizan técnicas de programación dual dinámica estocástica, con el uso de estadística histórica del comportamiento hidrológico. Ejemplos de dichos software son PLP, utilizado por el CDEC-SIC; OSE2000 utilizado por la Comisión Nacional de Energía y SDDP, utilizado por diversas entidades privadas.

Los generadores convencionales cuentan con dos alternativas para transar su energía, aunque estas alternativas no son completamente independientes. Un primer mercado consiste en vender la energía inyectada valorizada al costo marginal del sistema, sin el establecimiento de contratos con clientes. En tal caso, se tiene la incerteza tanto de la cantidad que se generará como del precio, pues dependerá fuertemente de factores sistémicos y no de una estrategia comercial. En caso de tratarse de energía denominada “base” (es decir, aquella que por su bajo costo variable se asume que será permanentemente despachada) sólo el precio será el factor que influirá en sus ingresos. La variabilidad de los mismos depende del comportamiento del costo marginal del sistema, que resulta difícil de pronosticar, pues depende de decisiones de otros actores del mercado, del comportamiento de la demanda, del precio de los combustibles y, en el caso del SIC, fuertemente de la hidrología, como se puede ver en el siguiente gráfico.

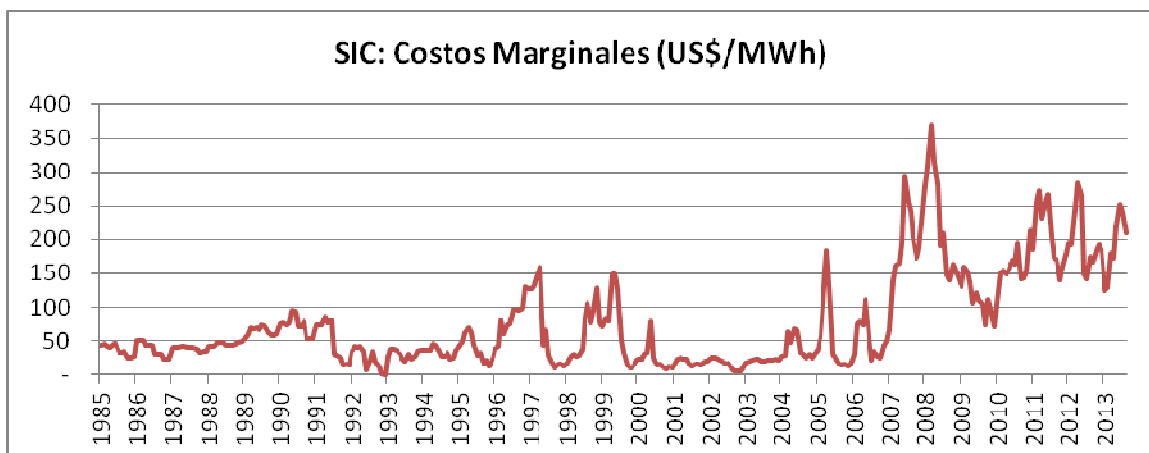


Figura 2: Costos Marginales Históricos en el SIC

De un análisis simple se aprecia la alta variabilidad del costo marginal, marcada principalmente por bajos costos marginales en la década de los 80 y 90, pero con la fragilidad de la condición hidrotérmica del SIC bajo ciertos escenarios de fuerte falta de lluvia, como en los años 98-99 donde incluso se llegó al racionamiento eléctrico, teniendo demanda no suministrada. Se observa posteriormente la notoria baja en el costo marginal producto del gas natural argentino a precio bajo durante la primera mitad de los años 2000, pero que ante la escasez de dicho insumo en la segunda parte de la década, sumado a la escasez de inversiones, altos precios de combustibles, y una seguidilla de años secos han llevado al sistema a precios récord y a tener uno de los costos de energía más altos de la región. Resulta evidente, entonces, que bajo la situación de costos marginales altos el retorno de una estrategia consistente en energía base inyectando a costo marginal sin contratos puede ser conveniente, pero que el riesgo y la incerteza de la misma es a todas luces elevada. Por otra parte, un segundo mercado consiste en el mercado de contratos de suministro con clientes libres o con una distribuidora. En el caso de suministrar a una distribuidora, es posible participar en una licitación abierta y regulada para dar el suministro, ofreciendo un determinado precio de energía e indexadores del mismo, y bloques de energía asociados, compitiendo con otros generadores y siendo adjudicado en términos simples aquel de menor precio. Por otro lado, un contrato de tipo PPA (Power Purchase Agreement, o Acuerdo de Adquisición de Potencia) consiste en un contrato de "compra" de la energía generada por alguna central por parte de un tercero: un cliente (regulado o no regulado) u otra empresa generadora. En éste, se establece que la energía consumida por el cliente es pagada a un determinado precio fijo (que dependiendo de las características del contrato puede estar indexado a determinados factores), lo que también asegura una fuente de ingresos. Sin embargo, en ambos casos los contratos no son físicos, sino que financieros, y el cliente demanda energía del sistema independientemente de que su suministrador genere o no dicha energía. De este modo, el generador se encuentra obligado a reconocer los retiros de ese cliente a costo marginal. En los períodos en que la generación iguale o supere al retiro del cliente, la figura es similar a que el generador con contrato PPA pueda cubrir con energía "propia" su compromiso con el cliente, siendo sus ingresos los aportados por el cliente. Por otro lado, en aquellos períodos de tiempo en que el generador no logre generar lo demandado por el cliente, deberá comprar esa energía en el sistema a costo marginal. En tal caso, el generador podrá tener un saldo positivo o negativo, dependiendo de si el precio de su contrato es mayor o menor al costo que tuvo que asumir por comprar energía en el mercado spot. En lo que respecta a la presente tesis y a un proyecto de generación con un insumo no determinístico ni almacenable como lo es la energía solar o eólica, se debe sumar a esto el hecho de que el insumo no se encuentra presente en forma constante, siendo naturalmente mucho mayor

durante el día que en la noche, y que las faenas mineras se caracterizan por tener una demanda relativamente plana, por lo que durante las horas de noche debe comprar la energía al mercado para suministrar a su cliente.

Esta situación se refleja de mejor forma en la Figura 3.

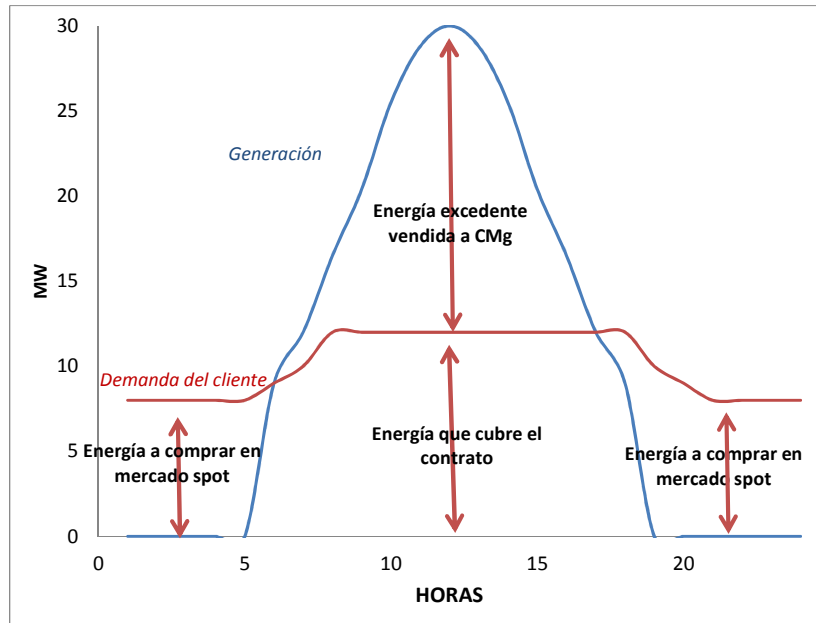


Figura 3: Curva horaria de generación esperada y de retiro de cliente.

Por último, un nuevo mercado se abre en el caso de la ley “20/25”, y es la generación de energía eléctrica mediante medios provenientes de energías renovables no convencionales cuya inyección se valorizará a precio estabilizado. Esto se efectuará tras licitar por parte de la autoridad aquellos bloques de energía a suministrar al sistema con el objeto de que en caso que el sistema no sea capaz mediante el funcionamiento del mercado de llegar a un 20% de la energía generada al 2025 (con porcentajes crecientes hasta esa fecha), la diferencia se obtenga mediante centrales que surgirán tras dichas licitaciones. Este esquema tiene la ventaja de estabilizar el precio frente a la incerteza del costo marginal, y a asegurar ingresos sin tener que recurrir a un contrato de suministro con un cliente. Sin embargo, existen matices, ya que el precio estabilizado sólo se asegura dentro de una banda con respecto al costo marginal: si éste último tiene una diferencia muy marcada con el precio estabilizado licitado, no se asegura una completa cobertura. Un mayor análisis de este punto se efectúa en los capítulos posteriores.

Finalmente es necesario mencionar un mercado adicional surgido a partir de la primera ley que incentiva el desarrollo de las energía renovables no

convencionales, que es la ley 20.257, que crea el mercado de los atributos renovables, y que se complementa con la mencionada "Ley 20/25". En este mercado se establece la obligación de que un cierto porcentaje de la demanda de energía de cada empresa (es decir, de la energía retirada por sus clientes) provenga de energía renovable propia o contratada. Es un mercado de atributo, y no de energía propiamente tal; en el caso por ejemplo de una generadora netamente térmica, deberá comprar la cantidad de atributo de energía a una empresa excedentaria del mismo o bien pagar una multa por cada MWh no acreditado. Esta obligación es de característica anual.

VI. DESCRIPCIÓN DE LA ORGANIZACIÓN: ANÁLISIS INTERNO

El proyecto de implementación de una central fotovoltaica interconectada al SIC se desarrolla como alternativa de expansión de la empresa AES Gener, siendo parte de su cartera de proyectos posibles. Esta compañía es una sociedad anónima abierta, dedicada principalmente a la generación de energía eléctrica en los dos sistemas interconectados del país, ya sea directamente o mediante sus empresas filiales. Es controlada por la estadounidense AES Corp., por lo que gran parte de sus políticas internas y gobierno corporativo responden a las prácticas de esta organización. En total, en el año 2012 considerando a sus filiales, AES Gener posee 2.241 [MW] instalados en el SIC, y a 1.137 [MW] en el SING, mayoritariamente en base a combustibles fósiles.

Actualmente AES Gener tiene una cartera de decenas de clientes en el SIC y siete en el SING, correspondientes tanto a clientes libres como a empresas distribuidoras. En general, para el desarrollo de los proyectos se utiliza un porcentaje acotado de financiamiento externo, lo que varía dependiendo de las características propias del mismo. En particular, el proyecto analizado formará parte de la operación de AES Gener en el SIC, lo que conlleva el beneficio de disponer de costos de operación que en gran parte pasan a ser costos hundidos, ya que pueden ser absorbidos por la operación normal de la empresa y no se requieren gastos adicionales, debido a que el proyecto no modifica sustancialmente ni supera la capacidad operativa de la compañía.

En el caso que AES Gener opte por vender la energía de la central mediante un contrato con un cliente libre, la gran ventaja competitiva que posee es su respaldo, ya para vender el bloque de energía proveniente de la central fotovoltaica es necesario que sea fijo. La generación de energía fotovoltaica es variable, por lo cual se requiere de respaldo de modo de entregar generación en aquellas horas en que la planta no opera. AES Gener cuenta con este respaldo, avalado en sus 2.241 [MW] de capacidad instalada en el SIC.

VII. DESCRIPCIÓN DEL MERCADO

En Chile, los sistemas con capacidad instalada de generación mayor a 200 [MW] se denominan interconectados, y, como se señala en la introducción, en el país existen el Sistema Interconectado del Norte Grande, SING, y el Sistema Interconectado Central, SIC. Dado que el proyecto se emplazaría en el SIC se muestra el cuadro por tecnología y por participación en capacidad en Tabla 15 y Tabla 16 (ver anexos).

Los principales actores en el sector de generación son tres, tanto en términos de capacidad instalada como en generación efectiva de energía eléctrica, y corresponden a Endesa, AES Gener y Colbún. Si bien esta situación se ha mantenido en forma similar desde la apertura del mercado, en los últimos años ha habido un fuerte incremento en cantidad de empresas de generación que transan su energía en el mercado spot, siendo éstas del orden de centenar de empresas, aunque en capacidad instalada y generación siguen siendo menores en relación a los agentes ya mencionados. Esto se observa en la Figura 4.

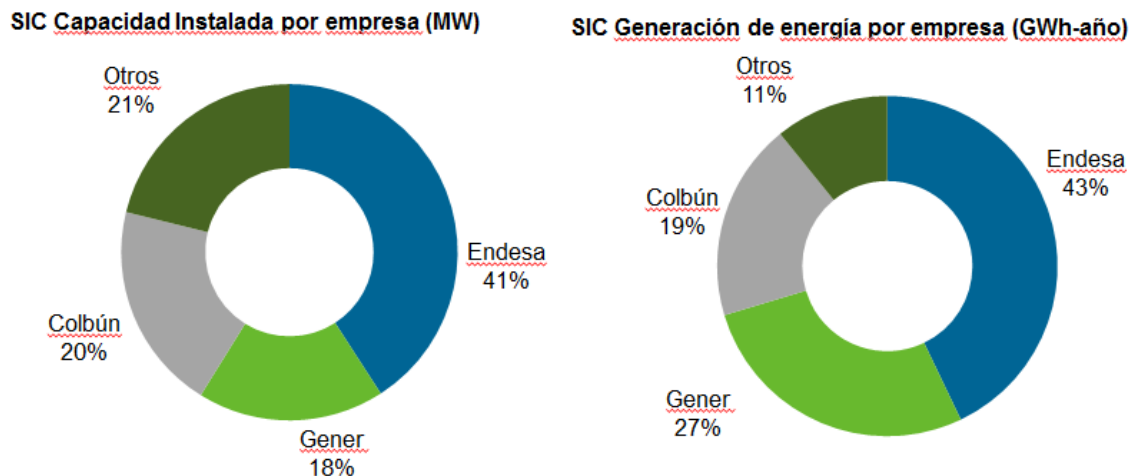


Figura 4: Empresas generadoras del SIC

En términos de la evolución del tipo de tecnología con el que se genera la energía, ha habido una gran variación producida principalmente por períodos de escasez del recurso hídrico, por el auge y posterior caída de la disponibilidad de gas natural proveniente de argentina, y últimamente por la aparición de energía renovable no convencional. Esta evolución se muestra en el siguiente gráfico.

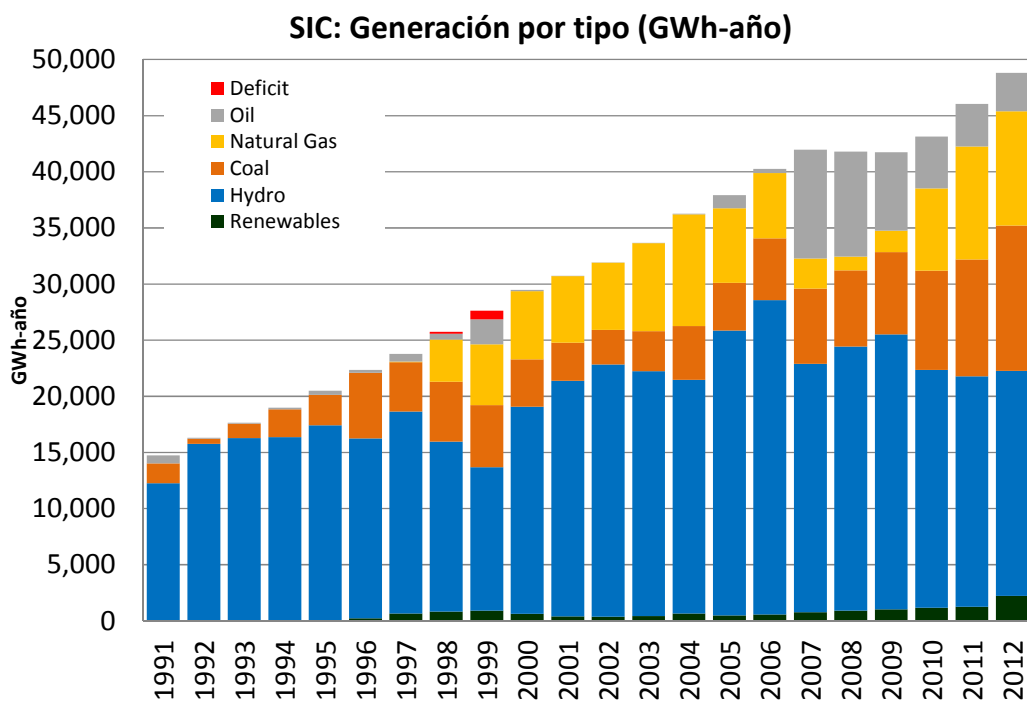


Figura 5: Generación por tecnología en el SIC

Además, en términos de capacidad instalada ésta supera con creces a la demanda máxima del sistema, pero la escasez de insumos en el caso del gas natural o de las centrales hidráulicas en períodos secos determina que se genere energía con combustibles más caros, o incluso que se llegue a los episodios de racionamiento como en el caso de la sequía del 98-99, pese a que en términos de capacidad instalada nominal se superaba a la demanda máxima. La evolución se muestra a continuación.

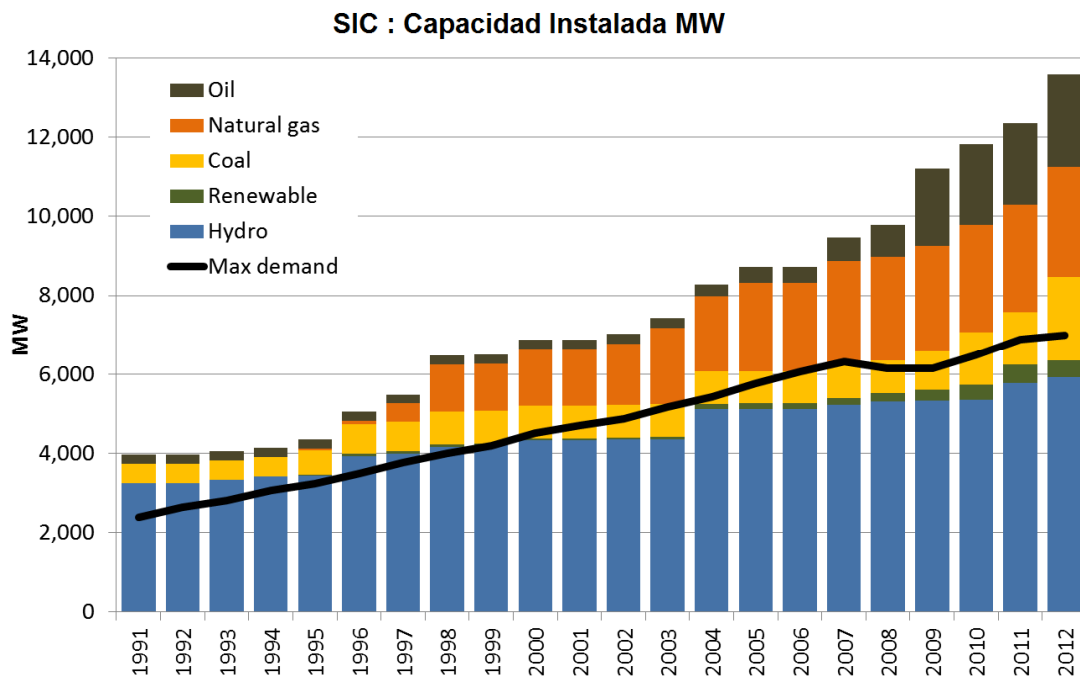


Figura 6: Capacidad instalada por tecnología en el SIC

Por otra parte, la demanda a la que puede acceder una central generadora corresponde a toda la del sistema, ya que un cliente no puede ser suministrado sin que disponga de contrato de suministro con alguna central, salvo situaciones excepcionales, como ha sido últimamente la quiebra en caso de la empresa Campanario Generación, que tenía contrato con una empresa distribuidora y a cuyos clientes regulados se siguió suministrando en base a la energía del resto de los participantes del mercado de generación. En ese sentido, es relevante mencionar la proyección de demanda elaborada por la Comisión Nacional de Energía, que se muestra a continuación para el SIC.

Previsión de Demanda SIC [GWh]			
Años	Libres	Regulados	Total
2013	18,670	29,615	48,284
2014	19,822	31,328	51,150
2015	21,091	32,943	54,035
2016	22,396	34,424	56,820
2017	23,701	35,858	59,559
2018	25,079	37,238	62,317
2019	26,556	38,631	65,187
2020	28,098	40,000	68,098
2021	29,680	41,380	71,060
2022	31,315	42,731	74,045
2023	32,999	44,090	77,089

Tabla 1: Previsión de demanda. Fuente: CNE, Informe Técnico de Precios de Nudo Oct-13

En términos del sector productivo, la demanda se puede desagregar en el SIC principalmente en minería y forestal, además de los clientes regulados que representan un gran porcentaje del total, y de los clientes no sometidos a regulación de precios de diversos sectores productivos que son suministrados por energía comprada por una empresa distribuidora. Esto se aprecia de mejor forma en el siguiente gráfico.

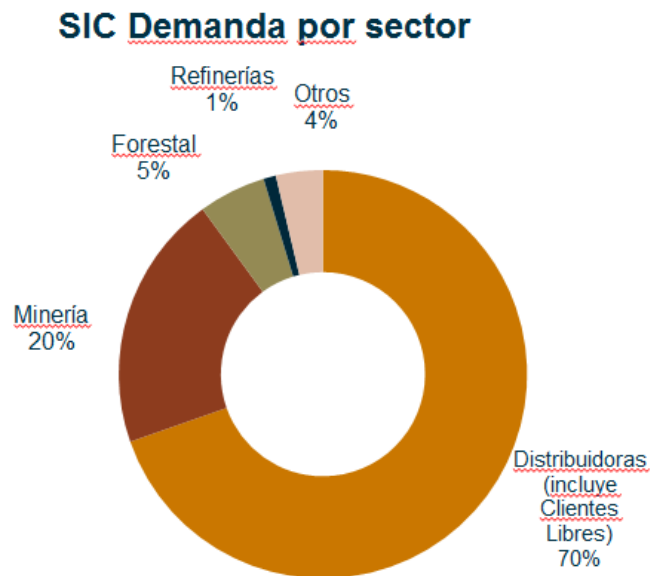


Figura 7: Demanda por sector en el SIC

Cabe señalar que a la fecha no es pública la información referente a la identificación de los clientes libres y su suministrador en términos de duraciones de contratos, ubicación, cantidad contratada y otros aspectos, sin embargo la reciente modificación al DS 291/2007 señala expresamente que dichas características deberán ser de público conocimiento, lo que disminuirá las barreras de entrada para nuevos proyectos y permitirá efectuar mayores análisis con respecto a la energía que efectivamente se requiere contratar en los próximos años.

El proyecto tiene la particularidad de ser catalogado como ERNC, lo que además permite que acceda al mercado de dicho atributo. En términos simples, a Ley 20.257 exige que un 5% de los retiros comerciales abastecidos por las empresas generadoras se muestre que han sido suministrados, directa o indirectamente, por energía proveniente de ERNC. Este porcentaje requisito comienza a aplicar en 2010 y es para aquellos contratos firmados con posterioridad a 2007, y va en incremento desde 2015 en 0,5% hasta llegar a un 10% en 2024. Aquellas empresas que no demuestren este porcentaje de energía renovable, deben pagar una multa de 0,4 UTM por [MWh] no cumplido, equivalentes a aproximadamente a 31 [USD/MWh], lo que no sólo impacta negativamente en términos financieros, sino también comunicacionalmente. Las empresas excedentarias en la energía ERNC pueden transar dicho atributo a precio libremente convenido con aquellas compañías que tengan retiros y que no hayan generado la energía proveniente de dichas fuentes. Además podría participar en las eventuales licitaciones que se efectuarán a partir de la promulgación de la ley “20/25”, que aumenta estos porcentajes llegando a un 20% al 2025 de energía ERNC y que ofrece un precio estabilizado, como se desarrolla en mayor profundidad en otros puntos de la presente tesis.

VIII. DIAGNÓSTICO

1) Cuantificación del mercado potencial

El proyecto contempla su instalación en el SIC, el cual tiene una proporción de su demanda mayoritariamente compuesta por clientes regulados, siendo éstos un 60% del total de requerimiento de energía eléctrica del sistema, mientras que los clientes libres corresponden al 40% restante. La demanda máxima total es de 6.992 [MW], con retiros de energía por 16.416 [GWh/año] y una tasa de crecimiento de 5,7% en el período 2011/2012. Cabe señalar que todos los clientes libres se encuentran con contratos de suministro a la fecha, pues ellos no pueden acceder libremente a comprar al mercado spot. Sin embargo, la tasa de crecimiento tanto histórica como proyectada ha estado marcada por los aumentos constantes de requerimientos energéticos, tanto para ampliaciones de faenas existentes, como para futuros proyectos cuya entrada a la operación se encuentra proyectada a mediano plazo. De acuerdo a la proyección de la CNE, la tasa de crecimiento promedio de los próximos 10 años es de aproximadamente un 5,2% anual, lo que se traduce en el cerca del doble de la energía actualmente demandada en 10 años.

La capacidad instalada de la central es de 30 [MW] de potencia, o en término de energía equivale a 78.84 [GWh/año] (considerando un factor de planta de 30%). Por lo tanto, los potenciales clientes son aquellos que requieran al menos dicha energía.

La central solar en evaluación se considera ingresando en operación comercial desde enero de 2018, fecha en que ya podría abastecer contratos de suministro, los cuales deberán ser negociados con años de antelación de modo de obtener un precio competitivo. Si un cliente busca un contrato a corto plazo (inferior incluso al año 2018), las políticas comerciales indican que se debe ofertar a costo marginal más un recargo (fee) para el generador, debido a la estrechez energética en la cual se encuentra el país. Sólo se podría ofertar contratos de suministro a precios competitivos con nuevas centrales, las cuales demoran varios años desde la fase de estudios, a la puesta en marcha de la misma. Por ejemplo, en el caso de una central térmica el plazo es de aproximadamente 5-6 años, el cual incluye retrasos por judicialización de proyectos. En el caso de una planta solar, este plazo se reduce a 3 a 4 años aproximadamente, por lo que se estaría en condiciones de entregar suministro desde 2017-2018.

Los potenciales clientes libres que podrían requerir de un contrato de suministro energético se observan en la Tabla 17. Se incluye además una cuantificación del mercado de clientes libres en [kUSD/año], considerando un precio de venta de 5energía de 87 [USD/MWh]. Se observa que a partir del año 2013 ingresan consumos relevantes, pero el mayor consumo ingresará a partir de 2017.

La proyección del consumo de energía de clientes regulados que sería licitada en los próximos años se muestra en la Tabla 18. Existe un crecimiento sustancial de la energía a licitar, por lo que constituye un mercado atractivo en términos de potencial. Al igual que la tabla de clientes libres, se incluye una cuantificación del mercado potencial de clientes regulados medido en [kUSD/año], considerando un precio de venta de energía de 87 [USD/MWh] (precio de contrato).

En virtud de la nueva regulación, se proyecta una cantidad de ERNC hacia el año 2018 de 500 [GWh/año] (ver Figura 8), creciente hasta 19.000 [GWh/año] hacia el año 2030, que deberá ser abastecido por las fuentes existentes y por las futuras. Por lo tanto, existe un amplio mercado potencial que ofrece la posibilidad de ingreso a distintas nuevas centrales ERNC.

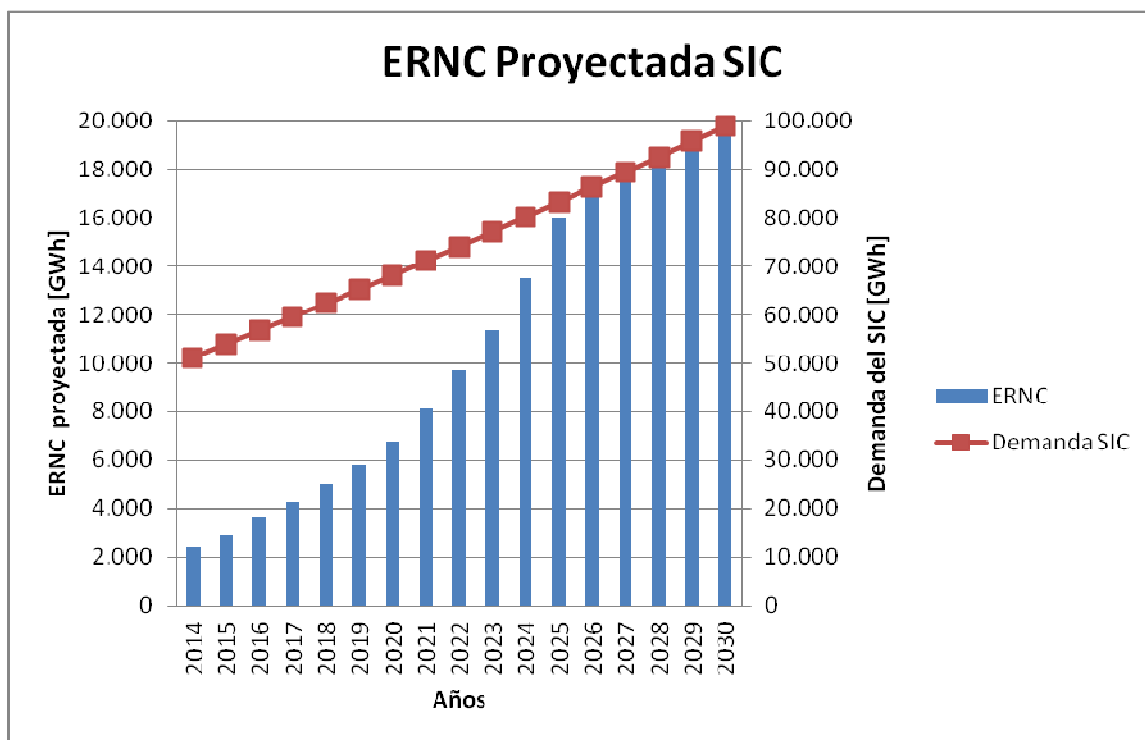


Figura 8: ERNC proyectada en el SIC. Fuente: CNE

2) Análisis clientes

Es posible identificar 4 tipos de clientes para este tipo de central:

- Licitaciones de suministro ERNC
- Clientes libres y regulados, que compran energía y potencia eléctrica
- Empresas generadoras, que compran atributo ERNC (para acreditar obligación que impone la ley)
- Mercado mayorista (mercado spot), donde se compra (y vende) energía y potencia eléctrica

Dado su bajo costo operacional, y debido a la característica de despacho a mínimo costo centralizado, resultará siempre disponible para ser despachadas en base, es decir, con toda su capacidad posible entregada al sistema. Bajo este contexto, un generador fotovoltaico puede optar por vender su energía “al sistema” (venta al spot), es decir, será remunerado a costo marginal por aquellas centrales “deficitarias”, que son participantes del pool de generadores que tienen contratos de suministro con clientes finales, pero que no resultaron despachadas, o bien puede optar por vender su energía a través de un mecanismo de licitaciones de ERNC. La remuneración que recibirá corresponderá a un precio estabilizado, sin embargo estará expuesta a las variaciones de costo marginal fuera del margen de una banda de $\pm 0,4$ [UTM/MWh] (equivalentes a 31 [USD/MWh]) en torno a la diferencia entre el precio ofertado y el costo marginal. Bajo este esquema, el generador no puede vender el atributo ERNC ya que está incorporado en la licitación. La otra forma es establecer contratos de suministro tipo PPA con clientes libres, o bien contratos de venta de energía con cliente regulado a un precio de energía determinado, ofertando un bloque de energía fijo o variable por lo cual será necesario contar con respaldo para generar en aquellas horas en que la central no se encuentra operando. Respecto a este punto, cabe destacar la ventaja competitiva que posee AES Gener ya que posee respaldo suficiente entregado por 2.241 [MW] que representan el 16,8% de la capacidad instalada del SIC, de modo de no tener que ir a comprar al mercado spot cuando la central no genere. Además, bajo esta modalidad se puede vender el atributo ERNC a un generador deficitario, a un precio a convenir entre las partes. Adicionalmente, se podría ofertar tan sólo la generación de la central, traspasando el riesgo de la diferencia entre la energía consumida y la energía efectivamente suministrada por la central al cliente. Esta última estrategia es investigada en la encuesta y se concluye que los clientes sólo desean contratar su curva de carga (y no la de producción la de la central), por lo que

no es incluida dentro de la evaluación comercial. No obstante, existen contratos de este tipo actualmente en el sistema chileno.

Es necesario señalar las razones por las que eventualmente un cliente podría querer contratar a esta central bajo la modalidad de compra de producción de la central, sin que ésta se comprometa a entregar un bloque fijo de energía. Así, el cliente asume el riesgo entre la energía consumida y la energía efectivamente suministrada por la central al cliente. Las empresas industriales, y en particular las grandes faenas mineras y empresas de energía, se han tornado uno de los focos de atención de la sociedad en su conjunto (autoridades y opinión pública) en lo referente a temas ambientales. Esto ha llevado al extremo de instaurar como argumentos conceptos errados, como se ha observado con respecto al proyecto de grandes centrales del sur, señaladas como orientadas a suministrar a las mineras del norte grande, lo que comercial y físicamente es imposible. En este contexto, tanto a una empresa de generación eminentemente térmica como AES Gener, como a una empresa de gran minería, el atributo de aportar con energía renovable y limpia que funcione como un complemento a la energía tradicional, proveniente de combustibles fósiles, puede contribuir a mostrar a autoridades y a agentes interesados el compromiso de ambas industrias, minera y energética, con la disminución de los gases de efecto invernadero y la huella de carbono, no sólo por obligaciones legales, sino que por un concepto de crecimiento integral de la industria.

En caso de optarse por una estrategia de establecimiento de contratos tipo PPA con un cliente libre, es posible acotar el listado de clientes potenciales que podrían ser abastecidos mediante el proyecto, los cuales corresponderán a las expansiones de clientes libres, en particular mineros (ver Tabla 17). Se observa que a partir de 2017 se requerirán suministros importantes de energía. Además, los clientes regulados también constituyen clientes potenciales, por lo que también se consideran parte de los posibles clientes para esta central (ver Tabla 9).

En caso de optar por venta al mercado spot, los clientes potenciales son todos aquellos generadores que resultan deficitarios de su balance de inyecciones valorizadas menos sus retiros valorizados (la energía retirada por sus clientes), es decir, que no alcancen a cubrir con generación propia la energía para suministrar a sus contratos y deban comprarla en el mercado mayorista a aquellas centrales que efectivamente generaron. Esto puede deberse a que el generador no resultó despachado pues sus centrales son más caras que el costo marginal (que está dado por la última central que resulta ser

despachada, ordenadas de la más barata a la más cara) o bien que pese a ser despachado, el retiro de sus contratos es mayor al de su capacidad de generación.

Cabe señalar que la obligación de suministro mediante fuentes renovables es impuesta por ley a los generadores y no a los clientes, por lo que en términos prácticos el cambio normativo que se produjo no impacta de forma directa a estos últimos, sino que en forma indirecta, dependiendo de la variación que experimenten los precios de contratos propuestos por los suministradores al absorber los posibles sobrecostos que implicaría disponer de generación ERNC. No obstante, los clientes sí pueden interesarse por las ERNC por otros motivos, como por ejemplo para proyectar una imagen de preocupación por el medioambiente a la comunidad. Este tema justamente se trató de investigar en las entrevistas.

Es importante recalcar que los contratos entre generadores y clientes libres son confidenciales, y las características de los mismos, en particular su precio, constituyen información muy sensible para los suministradores, lo que implica que sea complejo contar con antecedentes al respecto. En ese sentido, es una fuerte ventaja que el proyecto sea realizado por una empresa con gran participación de mercado como es AES Gener, pues se utilizará como antecedente la información de los mismos contratos que actualmente posee y la información histórica, así como también el acceso tanto a los actuales clientes como a posibles futuros clientes. Si bien esta metodología presupone una buena fuente de datos de las características y criterios que tienen los contratos con clientes, se realizaron entrevistas a distintos clientes libres, regulados y generadores, de modo de conocer principalmente:

- Conocimiento respecto de los distintos tipos de fuentes de generación eléctrica
- Atributos que consideran para contratarse con un cliente
- Relevancia del tipo de fuente de generación eléctrica que abastece su suministro
- Conocimiento respecto a las fuentes ERNC, y en particular sobre las fotovoltaicas
- Importancia de las ERNC en el abastecimiento de la empresa
- Interés en contratar la producción de una central fotovoltaica
- Preferencia acerca de contratarse con empresas especialistas internacionales, o nacionales con experiencia en generación y comercialización de energía
- Disposición de pago por la energía proveniente de una central fotovoltaica

Así, se busca identificar y conocer cuál es su visión y las variables de decisión al momento de requerir suministro, y su disposición a valorar en otros términos, no sólo financieros, un posible suministro ERNC, debido a los beneficios y al impacto social y comunicacional que puede tener el que parte de sus requerimientos energéticos provengan de energía limpia.

Este sustento cualitativo sirve para dar una visión de los clientes respecto al valor de las energías ERNC; sin embargo, la decisión final (si se contrata con un cliente o se participa en la licitación) corresponde a un análisis de riesgo de contratación incluido en la Evaluación Comercial, en la cual la visión del cliente afecta el precio del contrato que se simula. Se entrevista a un cliente libre, dos empresas generadoras y dos empresas distribuidoras. Las principales conclusiones que se logra extraer de las entrevistas son:

Cientes Libres:

- Conocen las fuentes ERNC
- El primer atributo que evalúan al contratarse es el precio, luego respaldo y experiencia de la empresa y tercero, sustentabilidad. En ese sentido les interesa contratar un generador ERNC, pero como tercera prioridad (primero se guían por precio).
- Actualmente no poseen contrato con empresa de generación ERNC.
- Actualmente poseen ofertas por de suministro de ERNC que son competitivas en precio con otras fuentes de generación.
- Están dispuestos a pagar el mismo rango de precios que por una central tradicional. No están dispuestos a pagar sobreprecio.

Cientes Regulados:

- Conocen las fuentes ERNC
- Los atributos que evalúan al contratarse es en primer lugar precio, y segundo flexibilidad.
- No es relevante la fuente de suministro eléctrico. No son clientes finales, por lo que no deben cumplir con obligaciones de ERNC.
- Existen opiniones distintas en cuanto a fuente preferida de generación: una empresa prefiere hidráulico, y otra prefiere térmico por presentar menor variabilidad.
- Se le solicita al suministrador flexibilidad en la cantidad mensual y/o anual de energía contratada, y robustez del suministro en invierno.
- El principal atributo valorado en el suministrador de energía eléctrica es el precio.

- Le interesa un contrato ERNC sí y solo sí es competitivo en precios con las demás fuentes de generación.
- Sólo contratarían a un generador de acuerdo a la curva de carga del consumo
- Actualmente poseen ofertas por de suministro de ERNC.
- Existen opiniones distintas en cuanto a contratarse con una empresa especialista pero pequeña, en vez de con una generadora de gran tamaño. Cierta distribuidora prefiere la pequeña porque por experiencia, les ofrecen mejores condiciones comerciales que las empresas grandes. En cambio, otra empresa distribuidora prefiere menor riesgo comercial (por ende, prefiere a una empresa grande).
- Están dispuestos a pagar el mismo rango de precios que por una central tradicional. No están dispuestos a pagar sobreprecio.

Generadores:

- Para contratar una central, se fijan en su factor de planta principalmente.
- Les interesa contratar el atributo ERNC sólo porque no cuentan con la generación para respaldar la obligación que emana del total de sus contratos.
- Lo más importante al elegir un suministrador es el precio del contrato y la calidad crediticia de la empresa.
- Prefieren contratar una empresa generadora y comercializadora de gran experiencia, por tener menor riesgo.
- No pagarían sobreprecio por el atributo.

Es posible concluir de este análisis de clientes, que los 4 tipos de clientes (o mercados en este caso) estudiados tienen como primera variable al buscar suministro un menor precio, y luego evalúan otros factores que pueden variar entre una empresa y otra. Otra conclusión importante, es que los clientes no pagan sobreprecio por este tipo de energía, por lo que cualquier evaluación se debe realizar a precios de mercado.

Como referencia, el mercado de clientes regulados presenta actualmente precios hasta de 130 [USD/MWh], y el mercado de clientes libres presenta contratos que se están cerrando en torno a los 90-100 [USD/MWh] por concepto de cargo por energía. Por concepto de atributo, el precio promedio se encuentra en torno a los 10 [USD/MWh].

3) Análisis Competidores

En la legislación actual no existen límites para la contratación de la energía de una central ni en términos de la tecnología utilizada, ni en términos de la capacidad mínima para suministrar a una determinada demanda. Por ejemplo, una central de 1 [MW] no tiene impedimento para establecer un contrato con un cliente libre de 20 [MW], pero evidentemente tendrá que comprar la energía que no puede aportar al mercado. En ese sentido, en caso que se decida establecer un contrato de suministro con un cliente, la competencia en términos estrictos podría ser cualquier central conectada al sistema que pretenda establecer un contrato de suministro con un cliente libre, independientemente de si su capacidad es de 1 o 300 [MW]. En la práctica, los clientes sí establecen una relación entre la capacidad real de generar energía de la central y la energía demandada, independientemente que no corresponda a un contrato físico real; esto porque en general el cliente tiende a preferir contar con un suministrador efectivo de energía al sistema y no un comercializador que deba comprarla al mismo, pues esto aumenta el riesgo de insolvencia y, por ende, de que el cliente deba buscar nuevos suministradores en caso que el generador no pueda asumir financieramente la carga que implica esta comercialización.

Por lo tanto, en la práctica los competidores son aquellos que puedan poner a disposición de los clientes libres el bloque de energía ofrecido por el proyecto, que corresponde a aproximadamente 6.480 [MWh] al mes, o a una potencia media de 10 [MW], considerando el factor de planta de la central de un 30%. Como este proyecto corresponde a una planta de tipo ERNC, con los beneficios adicionales que esto implica para un cliente (mejor imagen corporativa, menores emisiones de gases de efecto invernadero, etc.), la competencia se acota a las plantas tipo ERNC.

Si se evalúa la opción de no contratar la producción de la central directamente con un cliente, y en su defecto ofertar su producción en los procesos licitatorios de ERNC que se harán en los próximos años, los competidores directos también son todas las plantas ERNC que participen en la licitación.

Con el fin de establecer los competidores, se analizan los proyectos existentes y sus características, en base a la información disponible en los estudios de impacto ambiental a la fecha, diferenciando por tipo de tecnología.

Tipo de Tecnología ERNC	Aprobados	En Calificación	Costo Promedio [USD/kw]
Fotovoltaica	1,038	1,562	2,206
Eólica	686	2,870	2,060
Mini hidro	264	25	2,378
Geotérmica	70	-	4,714
Total	2,057	4,457	2,839

Tabla 2: Proyectos de Estudio de Impacto Ambiental, presentados desde 2009 a diciembre de 2013

Analizando la tabla anterior, es posible observar que existe un total de 2,057 [MW] con estudio de impacto ambiental aprobado, y otros 4,457 [MW] se encuentran en calificación en el SIC, desde 2009 hasta diciembre de 2013. Por lo tanto, un volumen bastante grande de competidores posiblemente ingresará al mercado en los próximos años.

Al analizar el costo promedio por tecnología, se observa que la de más bajo costo es la eólica, y luego la mini hidro junto con la fotovoltaica. La más cara es la geotérmica. Al ordenar los costos variables, el de la central mini hidro es 0 [USD/MWh], luego geotérmica con 2 [USD/MWh], y finalmente fotovoltaica y solar con 5 a 7 [USD/MWh]. Por lo tanto, se puede concluir que para ser competitivo se debe al menos estar bajo el promedio de los costos de inversión, por lo que idealmente se debiese incluso estar por igual o bajo el costo promedio de la eólica, que son 2.060 [USD/kW]. Los costos variables no son factor de decisión ya que son similares entre estas tecnologías.

Si se analiza la competencia sólo dentro de la tecnología fotovoltaica, debe hacerse la siguiente distinción entre agentes involucrados en el desarrollo de este tipo de centrales, a saber:

- Compañías que ofrecen proyectos de tipo EPC (Engineering, Procurement and Construction). Gran parte de los proyectos de público conocimiento y/o aquellos que se encuentran con aprobación ambiental corresponden a proyectos EPC, cuyos desarrolladores venden dichos proyectos a empresas que pretendan operar y obtener beneficio de la explotación de la central. En tal caso, dichas empresas no corresponden a competidores de AES Gener o de cualquier empresa generadora, sino que más bien resultan ser proveedores y que entregan la central *llave en mano*, lista para su explotación comercial. Incluso, estas empresas EPC garantizan a través de boletas de garantía, que la planta generará cierta cantidad de GWh al año.

- Compañías constructoras y operadoras. Dentro de las empresas desarrolladoras de energía fotovoltaica, existe un subconjunto que además de producir la tecnología, tiene experiencia en la operación y explotación comercial de la misma. En este caso, serían potenciales competidores. Estas empresas son pequeñas a nivel nacional, pero con gran experiencia internacional y constituyen la principal amenaza para el proyecto.
- Compañías operadoras. Las empresas que operan y explotan comercialmente las centrales, pero que no desarrollan necesariamente la tecnología, son las empresas generadoras eléctricas dentro de las cuales se encuentra AES Gener, y que también son potenciales competidores.

Con la nueva Ley 20/25, Chile se ha transformado en un escenario relevante para las nuevas empresas, en particular para las extranjeras que poseen experiencia internacional en el tema. Desde 2012 a diciembre de 2013 ingresaron 2.600 [MW] en estudios de Impacto Ambiental de centrales fotovoltaicas en el SIC, de los cuales se encuentran aprobados 1.038 [MW]. La mayoría de éstos se encuentran esperando que existan certezas regulatorias (es decir, aprobación de nueva Ley) para iniciar la fase de construcción (ver Tabla 3).

Actualmente, el tamaño relativo de los competidores entrantes es muy pequeño (baja capacidad instalada) respecto a una empresa como AES Gener, lo cual se traduce en no contar con respaldo de su generación fotovoltaica en el caso de establecer un contrato con un cliente, por lo cual deben comprar al mercado spot en caso de que su central no genere (por ejemplo, en la noche) para poder suministrar a su contrato. Esto es percibido por los principales clientes como un riesgo. Sin embargo, también pueden poseer ventajas comparativas en cuanto a su condición de fabricantes y operadores: si bien a nivel nacional son pequeños, a nivel mundial poseen una fuerte presencia, lo cual puede ser percibido como una ventaja por los clientes.

Se observa en la Tabla 3 que una parte de las empresas que han presentado estudios de Impacto Ambiental son desarrolladores y serán operadores del proyecto, por lo cual constituyen competencia directa para AES Gener. De éstos, gran parte son extranjeros y con gran experiencia, tales como Sunedison y Enel Green Power. Estas empresas tienen como fortaleza justamente su conocimiento sobre la tecnología y su experiencia internacional, y que ya tienen presencia a nivel nacional al contrar con plantas en operación o en construcción en el SIC.

Ante la nueva Ley 20/25, la competencia se modificará ya las empresas que se adjudiquen la licitación de ERNC se les pagará precio estabilizado, que minimiza el riesgo provocado por la diferencia entre el precio ofertado y el costo marginal para la central solar. Con esto, se espera la entrada masiva de nuevos competidores, los cuales deberán ser capaces de cumplir con las bases de licitación que establecerá la CNE (por ejemplo, en cuanto a materia de riesgos) y se deberá entrar a competir en precio con ellos.

Un modelo alternativo que podría presentar la competencia es que alguna empresa operadora se asocie con una empresa constructora especialista a nivel internacional para la construcción de la planta, de modo de vender un producto más atractivo y a la medida del cliente. Así, la empresa operadora aportaría con su experiencia en cuanto a la operación y comercialización de la planta, y la empresa constructora aportaría con experiencia en cuanto a la tecnología y construcción de la planta. Si bien es posible que ocurra, los requerimientos del cliente no son en cuanto a tecnología de la planta, sino de abastecimiento eléctrico: que siga su curva de consumo, flexibilidad, respaldo en horas de punta, etc. (ver encuestas). La empresa EPC también es especialista a nivel internacional, y está en condiciones de realizar un pedido de acuerdo a las especificaciones de cliente, que en este caso corresponde a AES Gener. La única diferencia entre los dos modelos de negocio corresponde a que el generador se presentará como independiente en vez de una sociedad, cuya planta que comercializa fue construida por una empresa EPC de cierto nombre, la cual le otorga prestigio al proyecto. Esta empresa, por ser tipo EPC y no parte de una sociedad, no participa en repartición de utilidades que genere esta planta. Por lo tanto, la competitividad entre las empresas estará determinada por las condiciones comerciales que ofrezcan al cliente, y no por la tecnología de la planta, ya que el cliente contratará cierta cantidad de GWh a cierto precio al generador, independiente de la tecnología o requerimientos especiales de la planta.

A modo de referencia, la potencia instalada por tecnología a 2012 se muestra en la Tabla 15. Actualmente, existen las siguientes centrales solares en el SIC: Llano de Llampos de Sunedison (101 MW), San Andrés de Sunedison (50,6 MW) y Andacollo de Solairedirect (1,26 MW), Tambo Real (1,2 MW) y Salvador RTS (2 MW).

Nombre Proyecto	Potencia Instalada [MW]	Región	Desarrollador	Tipo de empresa	País	Inversión (MM\$)	Costo Unitario	Fecha presentación	Estado	Fecha calificación
Planta Fotovoltaica Canto del Agua	21	Tercera	Abatelia	Desarrollador	España	90	4286	3-feb-2012	Aprobado	25-oct-2012
Parque Solar Diego de Almagro	162	Tercera	Manstream	Desarrollador y Operador	Irlanda	420	2593	22-may-2012	Aprobado	25-oct-2012
Planta Fotovoltaica 7,5 MW Husco	7,5	Tercera	CGS Renovables	Desarrollador	España	32	4267	9-feb-2012	Aprobado	25-oct-2012
Planta Fotovoltaica Diener Sol III	30	Tercera	CGS Renovables	Desarrollador	España	128	4267	14-feb-2012	Aprobado	9-nov-2012
Proyecto PV Salvador	43,68	Tercera	Solventum	Desarrollador	España	160	3663	11-abr-2012	Aprobado	14-nov-2012
Proyecto Fotovoltaico Pampa Solar Sur	90	Segunda	Ingenium	Desarrollador	España	182	2020	23-may-2013	Aprobado	8-nov-2013
Proyecto Fotovoltaico Pampa Solar Norte	90	Segunda	Ingenium	Desarrollador	España	182	2111	20-may-2013	Aprobado	8-nov-2013
Parque Solar Fotovoltaico DMS	9,7	Tercera	Solarpack	Desarrollador	España	29	2552	18-ene-2013	Aprobado	13-jul-2013
Proyecto GENPAC Fotovoltaico	14	Tercera	Sociedad Generadora del Pacífico S.A	Desarrollador	Colombia	39	2779	16-nov-2012	Aprobado	8-may-2013
Parque Fotovoltaico Llano de Llangos	100	Tercera	Sunediton	Desarrollador y Operador	Estados Unidos	241	1938	16-nov-2012	Aprobado	28-abr-2013
Parque Fotovoltaico Lalcklama	55	Segunda	Enel Green Power	Desarrollador y Operador	Italia	107	2410	26-dic-2012	Aprobado	28-abr-2013
Proyecto Solar San Andrés	48,2	Tercera	Sunediton	Desarrollador y Operador	Estados Unidos	130	2500	19-dic-2012	Aprobado	5-jun-2013
Parque Solar Carrera Pinto	135	Tercera	Selray y CATV Electrónica	Desarrollador	Estados Unidos	300	2222	11-mar-2013	Aprobado	31-ago-2013
Planta Fotovoltaica Diego de Almagro Solar	90	Tercera	Grupo Fotones	Desarrollador	Alemania-Chile	187	2078	8-abr-2013	Aprobado	5-sep-2013
Planta Fotovoltaica Carrera Pinto Solar	90	Tercera	Grupo Fotones	Desarrollador	España	161	1789	17-dic-2012	Aprobado	16-oct-2013
Proyecto Solar Conego	306	Segunda	Pattern	Desarrollador y Operador	Estados Unidos	819	2676	9-sep-2013	En calificación	
Central Fotovoltaica Inca de Varas I	50	Tercera	Inca de Varas I S.A.	Desarrollador	Chile	2000	2249	27-jun-2013	En calificación	
Valleland Solar	67,14	Tercera	CGS Renovables	Desarrollador	España	161	2249	5-jun-2013	En calificación	
Central Solar Chetka	20	Tercera	Schwarzer	Desarrollador	Chile	57	2850	4-sep-2013	En calificación	
Planta Solar Fotovoltaica El Sillal	20	Cuarta	Cemur	Desarrollador	España	40	2000	4-sep-2013	En calificación	
El Romero Solar	196	Tercera	Avenir Solar Energy Chile SpA	Desarrollador	Chile	450	2296	26-jun-2013	En calificación	
Planta Solar Fotovoltaica El Adelantado	47,5	Tercera	Acciona Chile	Desarrollador y Operador	España	132	2779	10-oct-2013	En calificación	
Parque Solar Estancia	88	Cuarta	Manstream	Desarrollador y Operador	Irlanda	160	1818	25-sep-2013	En calificación	
Parque Fotovoltaico Luz del Norte	40	Tercera	First Solar	Desarrollador y Operador	Estados Unidos	91	2279	15-jul-2013	En calificación	
Parque Solar Los Loros	53	Tercera	SOLAREDRECT	Desarrollador y Operador	Francia	120	2264	26-jul-2013	En calificación	
Central Desierto de Atacama	120	Tercera	Power Generation S.A.	Desarrollador	Chile	220	1833	25-jul-2013	En calificación	
Proyecto Solar Toro	58	Segunda	Pattern	Desarrollador y Operador	Estados Unidos	138	2411	20-dic-2013	En calificación	
Parque Solar Pedernales	63	Tercera	AR Energía Chile	Desarrollador	Chile	142	2254	20-dic-2013	En calificación	
Parque Solar Punta del Viento	40	Cuarta	Energía Renovable Verano Tres SpA	Desarrollador	Chile	96	2400	20-dic-2013	En calificación	
Nueva Planta Fotovoltaica Carrera Pinto Solar	90	Tercera	Grupo Fotones	Desarrollador	España	161	1789	20-dic-2013	En calificación	
Planta Solar Fotovoltaica Caracas	20	Cuarta	Generadora Sol SpA	Desarrollador	Chile	49	2465	20-dic-2013	En calificación	
Parque Solar Abasco	61,5	Tercera	Abatelia	Desarrollador	España	120	1951	20-dic-2013	En calificación	
Planta Fotovoltaica Solar 9	50	Tercera	Chile Solar Generación Nueva Lda.	Desarrollador	Chile	100	2000	20-dic-2013	En calificación	
Planta Fotovoltaica Cardones Solar I	38	Tercera	Renovela Chile Dos SpA	Desarrollador	Chile	65	1857	19-dic-2013	En calificación	
Parque Solar Los Arcones	81	RM	Sunediton	Desarrollador y Operador	Estados Unidos	178	2198	17-dic-2013	En calificación	
Proyecto Guanaco Solar	50	Tercera	Fotovoltaica Norte Grande 4 SpA	Desarrollador	Chile	58	1152	12-dic-2013	En calificación	
Parque Solar Barrillo	8V		Andrés Lavín A Redondo	Desarrollador	Chile	17	2100	12-dic-2013	En calificación	

Tabla 3: Proyectos fotovoltaicos con SEIA presentados a dic - 2013

4) Análisis macroentorno

El nuevo escenario normativo que fue aprobado respecto a las ERNC corresponde a la entrada en vigencia de la Ley 20/25, la cual establece que las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde sistemas eléctricos con capacidad superior a 200 [MW], para comercializarla con distribuidoras o clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberá acreditar ante el CDEC respectivo, que hacia el año 2025 una cantidad de energía equivalente al 20% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada por medios ERNC; propios o contratados. Esto constituye el doble de lo que obligaba el marco regulatorio pasado (10% al año 2024).

La nueva normativa estipula que para contratos firmados con posterioridad al 1 de Julio de 2013, a partir de 2015 se debe agregar 0,5% al porcentaje de la ley anterior (es decir, un 6% para 2015) acreditada como energía proveniente de ERNC al sistema eléctrico para suministrar a sus retiros, aumentando en 1% cada año hasta llegar al 12% en 2020. Luego se suma 1,5% anual hasta el año 2024, y 2% en 2025 para así cumplir con el 20% para dicho año.

Los contratos firmados con anterioridad al 1ro de Julio de 2013 y posterioridad al 31 de agosto de 2007 mantienen su obligación actual, es decir, un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en 0,5% anual a partir de 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10%.

Con el objeto de alcanzar la meta, se establece un mecanismo de licitaciones por parte del gobierno, que consiste en que la CNE calculará la energía renovable no convencional requerida para alcanzar los porcentajes señalados en base a los antecedentes disponibles en cuanto a centrales en operación y construcción. En base a esta información, el Ministerio de Energía licitará bloques de energía ERNC para cumplir la obligación sistémica, a cuyos adjudicatarios se les pagará un precio estabilizado por el período establecido en las bases. Si el costo marginal es más alto que el precio ofertado, el adjudicatario recibirá el precio estabilizado devolviendo la diferencia a las generadoras que efectúan retiros del sistema hasta 0,4 [UTM/MWh] (31 [USD/MWh]). En caso que la diferencia sea mayor, el medio ERNC se quedará con el resto. Por otra parte si el costo marginal es más bajo que el precio licitado, los generadores con contrato cubrirán la diferencia hasta el mismo monto señalado, por lo que si la diferencia es mayor, el medio ERNC no alcanzará a percibir el precio que ofertó.

La tarificación de la primera ley ERN (20.257) incentiva la venta del atributo por parte de generadores ERNC a generadoras con contrato que no posean medios ERNC para cumplir con su obligación, o bien, para satisfacer sus propios requerimientos de ERNC para cumplir sus contratos. Por otra parte, la nueva ley ERNC "20/25" produce el efecto contrario, ya que todas las generadoras que tengan contrato en el sistema deberán cubrir la diferencia entre el precio estabilizado y el costo marginal, independientemente que ya tuvieran el porcentaje de acreditación suficiente para cubrir su propia obligación. Finalmente, la normativa no incentiva necesariamente la contratación de la central con clientes, ya que perdería los beneficios de la certeza en los ingresos al estar expuesto a la variación del costo marginal, y por otro lado, en el caso de Gener, al contratarla aumentan sus retiros que deben cumplir con el atributo de generación ERNC.

Cabe señalar que a la fecha de elaboración de la presente tesis aún no se encuentra promulgado el Reglamento asociado a la ley "20/25", el que deberá abordar importantes materias que no fueron directamente especificadas en el texto legal. Por ejemplo, la posible existencia de restricciones o incentivos asociados a tecnologías en particular, la metodología de comparación de precios de las ofertas, requisitos mínimos que deben cumplir los proponentes, entre otros. Se estima que dependiendo de los plazos en que comience la vigencia de este Reglamento, el año de inicio de suministro podría ser 2017 o 2018.

Falta por definir el Reglamento de esta nueva Ley por parte de la CNE, que definirá la implementación de la misma. Será necesaria que esta implementación esté muy bien diseñada, debido a que el principal peligro cuando se diseñe la licitación será no imponer restricciones en cuanto al porcentaje a contratar de energía fotovoltaica y eólica: se deberá contratar un mix de ambas, no solamente eólica o sólo fotovoltaica. Ambos tipos de generación no están disponibles las 24 horas del día (el factor de planta varía entre 20% a 35%), por lo cual se deberá reducir la volatilidad y estacionalidad con otros tipos de energía como las térmicas de base, o las hidráulicas de embalse, las que serán claves para sustituir a las ERNC en las horas que no produzcan energía. Además, se prevé que el año de inicio de suministro de las licitaciones será 2018.

5) Análisis FODA por segmento

Comunes a todos los segmentos:

- *Fortalezas:*

Esta tecnología se caracteriza por utilizar un recurso de libre disposición, como es la radiación solar, por lo que tiene un bajo Costo Operacional, lo que asegura que resulte siempre despachada. Además, dado que no utiliza combustibles fósiles posee bajas emisiones de gases contaminantes y huella de carbono, lo que impacta positivamente en su aceptación social. A diferencia de otro tipo de tecnologías, es de rápida instalación. Además, el proyecto forma parte de AES Gener, que ya es capaz de operar técnica y comercialmente, por lo que gran parte de los costos de operación serán hundidos, lo que es una ventaja con respecto a una empresa que entra al mercado.

- *Oportunidades:*

Los costos de inversión unitarios han experimentado una baja en los valores en el transcurso de los últimos años, debido al desarrollo tecnológico y al aumento de la participación en el mercado. Por otra parte, las tecnologías convencionales están pasando por fuertes cuestionamientos por su impacto al ambiente, lo que ha significado un retraso en los tiempos esperados de construcción de dichas centrales, lo que produce que la rapidez de una central solar sea una ventaja remarcable.

Una gran oportunidad serían los altos costos marginales en el SIC, al menos por los próximos 4 años, por la escasez de inversiones realizadas en el sector. Esto inevitablemente se traducirá en que las licitaciones de ERNC serían a precios más altos, o bien en caso de firmar un contrato con un cliente, el precio del contrato será a un precio muy alto (aproximadamente en el año 2017). De hecho, los contratos que se están firmando actualmente a corto plazo (período inferior a 4 años) son a costo marginal más un margen para el generador.

- *Debilidades*

Esta tecnología tiene un bajo factor de planta, es decir, la relación entre la máxima energía que podría producir y la energía efectivamente producida, es baja, debido a que su insumo principal, el sol, no se encuentra presente en forma permanente y a que no es posible almacenar el recurso. El costo

de inversión, si bien ha bajado en los últimos años, sigue siendo comparativamente alto en relación a las tecnologías convencionales.

- *Amenazas*

La gran cantidad de competidores que ingresarían al sistema, con la nueva Ley 20/25.

Clientes (Regulados y Libres):

- *Fortalezas:*

En caso de suministrar un bloque fijo de energía, una gran ventaja es que se cuenta con el respaldo del resto de las centrales de AES Gener para poder suministrar un bloque fijo de energía ante las variaciones de generación de la planta fotovoltaica. Así, la empresa no se ve obligada a comprar en el mercado spot, evitando riesgos de insolvencia. Competidores pequeños deberán comprar el respaldo de su generación en el mercado spot, lo cual el cliente lo percibe como un riesgo en su suministro.

- *Oportunidades:*

En caso de firmar un contrato con un cliente, el precio del contrato podría ser a un precio alto (aproximadamente con fecha de inicio del suministro en el año 2018). De hecho, los contratos que se están firmando actualmente a corto plazo (período inferior a 4 años) son a costo marginal más un recargo para el generador.

- *Debilidades:*

El riesgo que asume el generador por el diferencial que se produce entre el costo marginal y el precio de contrato. Si no cuenta con respaldo necesario, puede llevarlo a la quiebra.

- *Amenazas:*

Debido a que los clientes no pagarían sobreprecio por este tipo de energía, la amenaza consiste en que otro generador oferte un contrato con otra tecnología (térmica por ejemplo), a un menor precio, por lo cual el cliente optaría por el contrato con este suministrador.

Generadores:

- *Fortalezas:*

El suministro del atributo ERNC no está expuesto a las variaciones del costo marginal, ya que se paga a precio fijo.

- *Oportunidades:*
La nueva legislación implica un alza en la obligación de los generadores, por lo que habrá mayor demanda por el atributo ERNC.
- *Debilidades:*
La ley estipula que es posible para los generadores acreditar el atributo ERNC con generación propia o de terceros, o bien en caso de no cumplir con la obligación, se debe pagar multa de 31 [USD/MWh]. Por lo tanto, existe una alternativa a no contratar el atributo, lo cual es pagar la multa, lo cual finalmente es traspasado al cliente final, por lo que el único incentivo para el generador de no pagar la multa es por un tema de imagen corporativa.
- *Amenazas:*
El aumento de oferta que se producirá por la nueva ley ERNC, puede provocar una sobreoferta y con la consiguiente caída en los precios de venta del atributo ERNC.

Licitaciones:

- *Fortalezas:*
Para el generador, se minimiza el riesgo de la diferencia entre el costo marginal y el precio licitado, gracias al “precio estabilizado”. Otra ventaja es la fortaleza financiera de AES Gener, para responder en un proceso de licitación con boletas de garantía.
- *Oportunidad:*
La nueva ley, que propició las Licitaciones, generó un mercado exclusivo de abastecimiento de energía con este tipo de generación.
- *Debilidades:*
La licitación no asegura el precio de la licitación, ya que se trata de un precio estabilizado dentro de una banda (no es un precio fijo). Fuera de los límites de dicha banda, el generador asume las pérdidas o ganancias (pérdidas cuando la diferencia entre el costo marginal y el precio licitado es mayor a 31 [USD/MWh], y ganancias cuando la diferencia entre el precio licitado y el costo marginal es mayor a 31 [USD/MWh]).

- *Amenazas:*
Ante la nueva legislación, y considerando la gran cantidad de SEIA de proyectos ERNC ingresados y aprobados o en trámite, se prevé que una gran cantidad de generadores participe en las licitaciones, con la consecuente caída en los precios de modo de lograr la adjudicación de la licitación.

Mercado Mayorista o Spot:

- *Fortalezas:*
Se tiene la certeza de que siempre el generador recibirá un ingreso por su energía generada, y no tendrá que comprar energía en aquellos períodos de tiempo en que no genera, pues no tendría un contrato de retiro con cliente alguno (no posee obligación de retiros).
- *Oportunidad:*
Es posible la ocurrencia de altos costos marginales en el corto plazo debido a la falta de inversiones, que se verían incrementados en períodos de escasez de lluvias.
- *Debilidades:*
No se tiene certeza en cuanto a los montos involucrados en la venta de energía ya que ésta se realiza a costo marginal, el cual presenta alta incertidumbre ya que depende de muchos factores (hidrología, mantenimientos, plan de obras, fallas de centrales, etc.).
- *Amenazas:*
No es posible saber con certeza quien será el cliente (generador deficitario) de la central en caso que esta venda su energía al mercado spot. Esto impide analizar el riesgo crediticio del cliente, y puede llevar a una situación extrema de incumplimiento de pago como ocurrió con la generadora Campanario, la cual finalmente quebró.

6) Diseño de estrategia

a. Estrategia de comercialización

Como se señala en los ítems precedentes, existen 3 formas de comercialización de la energía para esta central:

- 1) Mediante la venta directa al mercado spot, dado que siempre es despachada a su máxima potencia disponible debido a su bajo costo variable, con lo cual sus clientes serían los generadores deficitarios del sistema (aquellos que tienen contrato de suministro con clientes pero que no generaron la energía, al ser de costo variable mayor y no ser despachados) recibiendo costo marginal por la energía que inyecta al sistema. Es decir, esta alternativa es sin contrato de venta de energía. Sólo se contempla venta del atributo ERNC a un generador deficitario.
- 2) Mediante el establecimiento de un contrato de venta de energía y potencia con un cliente libre o regulado, ofertando un bloque de energía fijo o variable a un precio determinado, por lo cual es necesario contar con respaldo para generar en aquellas horas en que la central no se encuentra operando. Bajo este esquema, se debe vender el atributo ERNC asociado a la generación solar a un generador deficitario, a un precio a convenir entre las partes.
- 3) A través de un bloque de energía ofertado en licitaciones de ERNC. La remuneración que recibe corresponde a un precio estabilizado, sin embargo está expuesta a las variaciones de costo marginal fuera del margen de una banda de $\pm 0,4$ [UTM/MWh] (equivalentes a 31 [USD/MWh]) en torno a la diferencia entre el precio ofertado y el costo marginal. Bajo esta modalidad no se vende el atributo ERNC por separado, sino que se incorpora en el precio de la licitación.

Existen ventajas y desventajas de cada una de las estrategias, que se detallan a continuación:

- En el caso de la venta directa al mercado spot, la ventaja consiste en que se tiene la certeza de que siempre el generador recibe un ingreso por su energía generada, y no tendrá que comprar energía en aquellos períodos de tiempo en que no genera, pues no tendría un contrato de retiro con cliente alguno (no posee obligación de retiros). Sin embargo, la desventaja

consiste en que no se tiene certeza en cuanto a los montos involucrados en la venta de energía ya que ésta se realiza a costo marginal.

- En el caso del establecimiento de un contrato con un cliente libre o regulado, se tiene la ventaja que en caso que el costo marginal sea inferior al precio de contrato, el margen para la planta es positivo ya que la inyección de la planta se valoriza a costo marginal, pero el retiro se valoriza a precio de contrato. Del mismo modo, la desventaja ocurre en el caso que el costo marginal sea superior al precio de contrato: el margen de la planta es negativo ya que la planta incurre en pérdidas al valorizar su inyección a costo marginal y su retiro a precio de contrato, por lo que la diferencia es negativa.
- En el caso de resultar adjudicado en el sistema de licitaciones de ERNC, la ventaja consiste en que la energía se valoriza a un precio estabilizado, el cual disminuye el riesgo asociado a la variabilidad del costo marginal, ya que la energía inyectada se valoriza al precio ofertado, aunque siempre y cuando este precio se encuentre dentro de una banda de $\pm 0,4$ [UTM/MWh] (equivalentes a 31 [USD/MWh]). Justamente la desventaja la constituye esta banda, ya que fuera de ella en caso que el costo marginal es menor al precio de contrato, entonces no se alcanza a llegar al precio estabilizado por lo que el generador recibe una menor renta.

La estrategia debe definirse básicamente fundamentada en un análisis de riesgo, ya que si bien establecer un contrato de suministro con un cliente puede resultar altamente atractivo debido a la oportunidad de los altos costos marginales presentes en el sector, se debe considerar que este costo marginal también se debe pagar en los casos que la planta no genere (como por ejemplo durante la noche), por lo cual la estrategia es bastante arriesgada y es evaluada en detalle por el criterio de minimización de CVaR (Conditional Value at Risk). Cabe destacar que éste es el criterio a elección por la compañía para la evaluación de cuánta capacidad de la planta se debe contratar.

Valor en Riesgo (VaR) y Valor en Riesgo Condicional (CVaR)

Tradicionalmente, la varianza ha sido la métrica utilizada para cuantificar los riesgos asociados. Fiel a esta tradición, Harry Markowitz en su Teoría de Portafolio la utiliza dentro del problema de optimización que permite calcular la Frontera Eficiente.

No obstante sus propiedades estadísticas, la utilización de esta variable como métrica de riesgo en portafolios tiene entre otras las siguientes dificultades:

- La varianza, y por lo tanto la desviación estándar, no diferencia la dirección del cambio de las rentabilidades de los activos. Por lo tanto, tanto pérdidas como utilidades son consideradas como fuentes de incertidumbre.
- De acuerdo con la teoría del Paseo Aleatorio, su valor es dependiente de la resolución temporal de la muestra.

Para el caso en particular de la teoría de portafolios de generación de electricidad, finalmente el riesgo que se quiere identificar se puede traducir en la siguiente pregunta: ¿cuál es la máxima pérdida que se puede tener asociada a un nivel dado de contratación? Y ésta es precisamente la pregunta que intenta resolver el concepto de valor en riesgo (VaR).

A pesar de las ventajas que ofrece el VaR como medida de riesgo, también presenta una serie de características no deseables:

- El VaR ignora aquellas pérdidas cuya probabilidad de ocurrencia sea menor a la elegida como nivel de confianza de la estimación.
- En general no es una medida de riesgo coherente y en particular no es subaditiva ni convexa. Que no sea subaditiva, implica que la diversificación del portafolio puede incrementar el riesgo. Debiese ocurrir lo contrario. La subaditividad se define como:
$$\rho(x+y) \leq \rho(x) + \rho(y)$$
- Por lo tanto, y dado que una medida de riesgo debe cumplir con la subaditividad, se concluye que el VaR no es una medida de riesgo coherente.
- Dificultad de optimizar en aquellas distribuciones no normales.

Conscientes de ello, algunos autores como Artzner et al y Uryasev han propuesto el valor en riesgo condicional (CVaR), una nueva métrica que permite evitar tales limitaciones.

El CVaR parte del propio concepto de valor en riesgo pero, esta vez, no se pregunta sobre la pérdida máxima en la que se podría incurrir en un horizonte de tiempo con un nivel de confianza dado, sino más bien en la pérdida potencial esperada que podría suceder una vez se supere el umbral

establecido por el VaR. El CVaR es más conservador que el VaR, y aplica para distribuciones no simétricas. Además, es a única medida de riesgo coherente en el sentido de Artzner et Al ya que cumple las siguientes propiedades:

Se dice que una medida de riesgo ρ es coherente si para X , Y y c se cumple lo siguiente:

- i) $\rho(X+Y) \leq \rho(X) + \rho(Y)$
- ii) $\rho(X+c) \leq \rho(x) + c$
- iii) $X \leq Y \rightarrow \rho(X) \leq \rho(Y)$
- iv) $\rho(cX) \leq c\rho(X)$

El CVaR se calcula como el valor promedio de los registros de las series de márgenes simulados que se encuentren en el 5% más bajo.

Luego, el problema a resolver consiste en resolver la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \min_x \text{CVaR}_\alpha [-f(x, \xi)] \\ \text{s. t.} \\ E[f(x, \xi)] \geq \rho, \\ x \geq 0. \end{aligned}$$

Por lo tanto, para cada precio de contrato, se busca la potencia óptima que minimice el CVaR, calculado como el promedio del 5% de los márgenes más bajos. El margen se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Margen} = \sum_{m=1}^{m=12} (\text{Gen}_m \times \text{CMg}_m - \text{CV}_m \times \text{Gen}_m + \text{Pot. contrato} \times \text{N}^\circ \text{ Horas mes}_m \times (\text{Precio contrato} - \text{CMg}_m))$$

Donde:

Gen_m = Generación mensual

CMg_m = Costo marginal mensual

CV_m = Costo variable de la planta mensual

Pot. Contrato = Potencia del contrato en MW

$\text{N}^\circ \text{ horas mes}_m$ = Cantidad de horas del mes

Precio contrato = Precio del contrato establecido con un cliente

Metodología de Cálculo

Como se ha señalado precedentemente, la metodología de cálculo de costos marginales en el SIC debe considerar el costo de oportunidad del agua embalsada, con el objeto de determinar su uso óptimo minimizando el valor presente del costo total de abastecimiento, es decir, de valorizar la operación y una eventual falla. Para ello se utilizan técnicas de programación dual dinámica estocástica, con el uso de estadística histórica del comportamiento hidrológico. Sin embargo, en las proyecciones futuras de costo marginal se considera generalmente un valor esperado como resultado de dicha optimización bajo ciertos escenarios de costos de combustibles y plan de obras, no correspondiendo necesariamente la salida obtenida a una hidrología que se dé en la práctica. En ese sentido, para efectos de esta tesis se ha considerado como una metodología adecuada no considerar un valor esperado como el representativo para la toma de decisiones, sino que la consideración de cómo aquellos casos que representarían los peores resultados, calculados mediante el método del CVaR, determinan la contratación óptima.

Para efectos de encontrar la estrategia de contratación óptima de la central fotovoltaica, se procede a realizar un análisis de Montecarlo que contempla 10 simulaciones de 200 series hidrológicas en el modelo SDDP, el cual calcula costos marginales dados ciertos escenarios de precios de combustibles, hidrologías, mantenimientos, entre otros. Los bloques de demanda se modelan como 3 bloques mensuales, de modo de obtener el impacto que produce en el margen el hecho que la central genera en ciertas horas del día. La evaluación de la estrategia comercial se realiza desde enero de 2018 hasta diciembre de 2029, es decir, a 12 años. Se considera esta fecha inicial debido a que es la fecha probable en que comiencen a regir las licitaciones. Por lo tanto, dado que son 3 bloques mensuales a 12 años, el modelo SDDP arroja como salida matriz de costos marginales, generación de la central fotovoltaica y costos variables de esta central de 6.000×144 datos. ($6.000 = 200 \text{ series} \times 3 \text{ bloques} \times 10 \text{ simulaciones}$, y $144 = 12 \text{ meses} \times 12 \text{ años}$). Cada simulación corresponde a distintos escenarios de combustibles, que representarán la situación esperada combustibles en base a información histórica, y cada serie corresponde a distintas condiciones hidrológicas.

Por lo tanto, los datos que se utilizan para la evaluación de la estrategia comercial consideran la variabilidad hidrológica propia de un sistema hidrotérmico, además de combinar esa variabilidad con varios escenarios de precios de combustibles. Cabe señalar que si bien el plan de obras de generación proyectado es fijo, resulta suficientemente representativo, ya que al obtener como salida una gran cantidad de series de costos marginales combinados (6.000 series de 144 meses) se obtiene un amplio espectro de posibles resultados para analizar la estrategia comercial, independientemente de la razón o combinación que los genera (combinaciones de costo de combustible para cierto plan de obras con una determinada hidrología). En ese sentido, esta formulación es equivalente a considerar, por ejemplo, un ingreso masivo de centrales de base (como las energías renovables) e hidrología húmeda o bien un escenario de falta de lluvias y alto costo de combustible, porque finalmente ambos escenarios representarían bajos costos marginales o bien muy altos costos marginales, respectivamente, casos que quedan bien representados con la metodología señalada.

El plan de obras, la demanda y precios de combustibles considerados en el modelo SDDP se encuentran en las Tabla 19, Tabla 20 y Tabla 21.

Una vez obtenidas las matrices de costos marginales, generación y costos variables a través del modelo SDDP, se introducen en un programa que calcula la potencia óptima a contratar. Para cada precio, evalúa el margen promedio de las 2.000 series para todas las potencias contratadas, eligiendo la potencia que entrega el mayor margen para cada precio evaluado y mínimo CVaR. Para cada serie, el margen se calcula en forma mensual, anual y de todo el período (es decir, desde 2018 hasta 2029).

El resultado es **precio del contrato versus potencia contratada**. Es decir, indica si a precios de mercado la central conviene contratarla, y en caso positivo, cuánto debe contratarse. Lo efectivo del método es que considera las variaciones de costo marginal producto de las distintas condiciones hidrológicas del sistema y de los distintos precios de combustibles, por lo cual se obtiene un resultado certero sobre si conviene contratar la central o no bajo el criterio del CVAR al 5% (es decir, minimizando el 5% de los peores casos).

Gráficamente, el proceso de evaluación de contratación se representa de la siguiente forma:

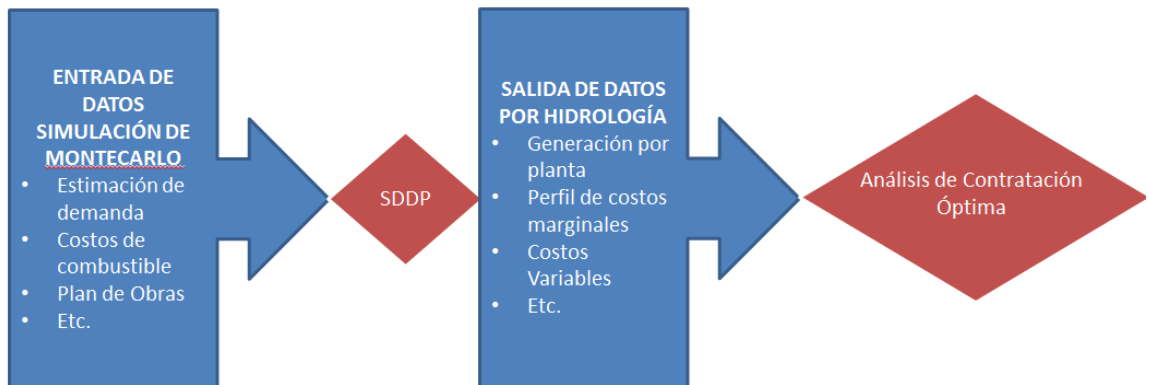


Figura 9: Proceso de evaluación de política comercial. Fuente: Elaboración interna

Luego, se busca un precio de contrato tal que pague la inversión de la central, avaluada en \$ 60.000.000 [USD].

Simulación de la generación de la central

Debido a que la generación se modifica mes a mes producto de la variación de horas de cantidad de luz, para efectos del cálculo de la modelación de la generación de la central fotovoltaica se requiere conocer cuál es su factor de carga en forma mensual. Éste se estima en función de la curva de generación la planta, que depende de las horas de luz del día, de la radiación propiamente tal y del tipo de tecnología de la planta. En este caso, corresponde a una central con un factor de planta de 30% promedio anual, que se basa en tecnología de seguidor en un eje. En la siguiente imagen, se observa el aumento de producción utilizando un eje seguidor versus eje fijo.

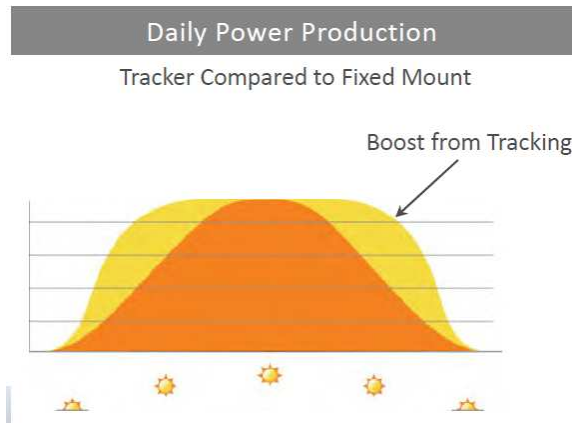


Figura 10: Comparación generación eje fijo versus eje seguidor (tracker).
Fuente: First Solar

Luego, los factores de carga mensuales utilizados son los siguientes:

Factor de planta mensual	
Enero	0,3450
Febrero	0,3054
Marzo	0,3054
Abril	0,2731
Mayo	0,2515
Junio	0,2443
Julio	0,2551
Agosto	0,2731
Septiembre	0,2695
Octubre	0,3306
Noviembre	0,3593
Diciembre	0,3809
PROMEDIO	0,30

Tabla 4: Factores de planta mensuales planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración interna

Además, el modelo SDDP representa la demanda en 3 bloques:

- Bloque 1 de demanda alta
- Bloque 2 de demanda media
- Bloque 3 de demanda baja

Por lo tanto, es necesario modelar la generación de la central en estos 3 bloques, de manera de representar en forma correcta los momentos del día en que tendría que comprar energía, en caso de contratarse con un cliente por un bloque de energía fijo anual por ejemplo. Así, para efectos de la modelación, se considera la cantidad de horas que genera la planta durante cada bloque.

La siguiente tabla muestra el resultado de esta modelación.

Generación por bloque de demanda mensual				
Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Total
Enero	36%	50%	14%	100%
Febrero	50%	41%	9%	100%
Marzo	55%	40%	5%	100%
Abril	33%	61%	6%	100%
Mayo	47%	41%	12%	100%
Junio	53%	47%	0%	100%
Julio	53%	40%	7%	100%
Agosto	55%	40%	5%	100%
Septiembre	50%	39%	11%	100%
Octubre	50%	35%	15%	100%
Noviembre	45%	32%	23%	100%
Diciembre	48%	30%	22%	100%

Tabla 5: Porcentaje de generación por bloque de demanda mensual

Luego, estos datos (en conjunto con el resto) se introducen en el modelo SDDP, de modo de obtener las salidas necesarias para el cálculo de la contratación (es decir, costos marginales por bloque, generación por bloque y costos variables por bloque).

Los costos marginales promedio calculados son los siguientes:

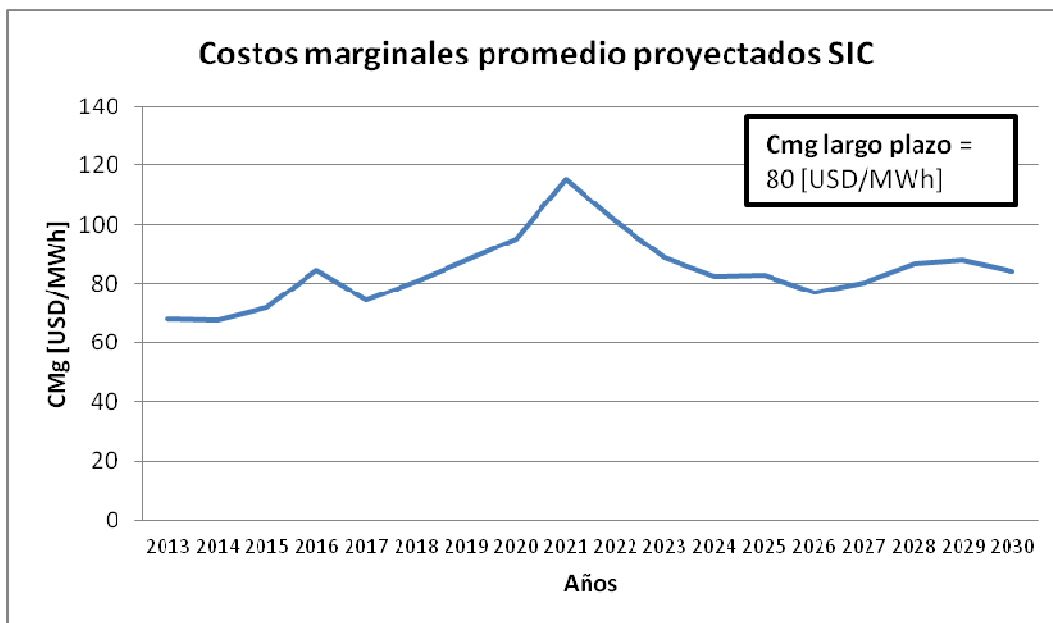


Figura 11: Costos marginales proyectados del SIC. *Elaboración Interna*

Cálculo de la Contratación Óptima

Para determinar la contratación óptima, es necesario primero determinar cuáles serán las fuentes de margen que percibirá la central:

- Margen por venta de Energía
- Ingreso por Potencia Firme
- Ingreso por venta de atributo ERNC (a excepción del caso en que se decida contratarse en las licitaciones de ERNC)

El margen por venta de energía se calcula directamente a través del programa que calcula la contratación óptima. El ingreso por Potencia Firme, y la venta del atributo ERNC se deben calcular antes de determinar la contratación óptima, debido a que es necesario descontar estos ingresos del margen por venta de energía que debe alcanzar la central de modo de pagar la inversión y obtener la rentabilidad deseada.

a. Potencia Firme

La Potencia Firme es la cantidad de potencia que se le reconoce a las centrales generadoras considerando la disponibilidad técnica de sus instalaciones (fallas, mantenimientos, etc.) y la disponibilidad del insumo

primario de generación que ésta utiliza (disponibilidad limitada de agua, viento, etc.), y a la proporción que le corresponde de repartir la demanda máxima del año anterior entre todas las centrales generadoras del sistema. En este caso, se estima que la potencia firme de la central serán 2,4 [MW], la cual se remunera con el ingreso por potencia asociado a la subestación Diego de Almagro 220 [kV] (punto de conexión al Sistema de Transmisión Troncal). El precio básico de la potencia en dicho nodo asciende a 5.189 [\$/kW-mes] (equivalentes a 9.755 [USD/MW-mes]), de acuerdo a la Fijación de Precio de Nudo Octubre de 2013 de la CNE. Esto entrega un ingreso de \$23.413 [USD/mes].

Si se evalúa el VAN de este ingreso a 12 años con una tasa de 10% anual (0,8% en base mensual), arroja un resultado de \$2.000.570 [USD]. Este VAN es común a las 3 estrategias de contratación, por lo que deben descontarse de los 60 [MMUSD] para el cálculo del precio y potencia de contrato a contratar, de manera de evaluar la estrategia comercial.

Cabe destacar que se escoge 10% como tasa ya que es usual este porcentaje para proyectos eléctricos. Es más, en los segmentos transmisión y distribución, un 10% de rentabilidad está garantizado por ley para los propietarios de las instalaciones (ejemplo: proceso de tarificación del sistema de transmisión troncal, tarificación del Valor Agregado de Distribución VAD, etc.).

b. Ingreso por venta de atributo ERNC

También se debe calcular el ingreso por venta ERNC. Este ingreso no está sujeto a la variación de costo marginal, y se vende a un precio fijo. De acuerdo a las entrevistas con clientes y a la información de mercado que se posee, un precio de mercado para este atributo asciende a **10 [USD/MWh]**. Como éste se vende en caso de contrato con cliente o bien en el caso sin contrato, es necesario descontar en el primero de los casos el porcentaje de generación que corresponde a su obligación que emana del mismo contrato por la ley 20/25, el cuál varía año a año (va subiendo hasta llegar al 20% el año 2025).

Teniendo en cuenta esta obligación, calculando el VAN a 10 años con una tasa de 10% anual (0,8% en base mensual), se obtiene un ingreso de \$5.566.991 [USD] para el caso de contrato con cliente. Para el caso sin contrato (venta al mercado Spot), donde no existe obligación de generar

con ERNC, la central puede vender todo el atributo al mercado spot, por lo el ingreso sube a \$5.724.363 [USD].

Una vez calculados el ingreso por potencia firme y el ingreso por venta de atributo ERNC, es posible calcular para qué pares de potencia y precio la central fotovoltaica se paga. Como la inversión es de USD 60.000.000 (2.000 USD/kW), los valores para el margen por venta de energía de cada estrategia comercial, tal que el proyecto sea rentable a una tasa de 10% son:

KUSD	Contrato Cliente	Licitación	Sin Contrato
Margen energía tal que proyecto sea rentable	\$ 52,432	\$ 57,999	\$ 52,275

Tabla 6: Márgenes por venta de energía a alcanzar por cada estrategia comercial

Con estos resultados, se calcula el margen operacional para cada estrategia comercial. En el caso de contrato con un cliente, se obtiene que para un precio de 92 [USD/MWh] y contrato de 10 [MW], el VAN del margen por venta de energía de la central asciende a \$52.685.634 [USD], con lo cual la central es rentable a una tasa de 10%. Al contratar 10 [MW], significa que está contratando toda la generación disponible de la central ya que 30 MW x 30% (factor de planta) = 10 MW. El margen operacional total bajo este esquema, sumando el ingreso por potencia firme y por venta de atributo ERNC (descontando la obligación que emana del contrato que se está simulando) asciende a \$60.253 [kUSD].

En el siguiente gráfico se observa el precio en función de la potencia del contrato. Se aprecia que lo mínimo que contrata es 8 [MW] a un precio de 51 [USD/MWh], y lo máximo que contrata es 30 [MW] desde un precio de 160 [USD/MWh]. Esto último quiere decir que prefiere contratar más allá de la producción de la central, comprando en el mercado spot la energía faltante, debido a que la diferencia entre el precio de contrato (que está muy alto) y costo marginal le es beneficiosa, pese a tener que comprar energía en el mercado spot.

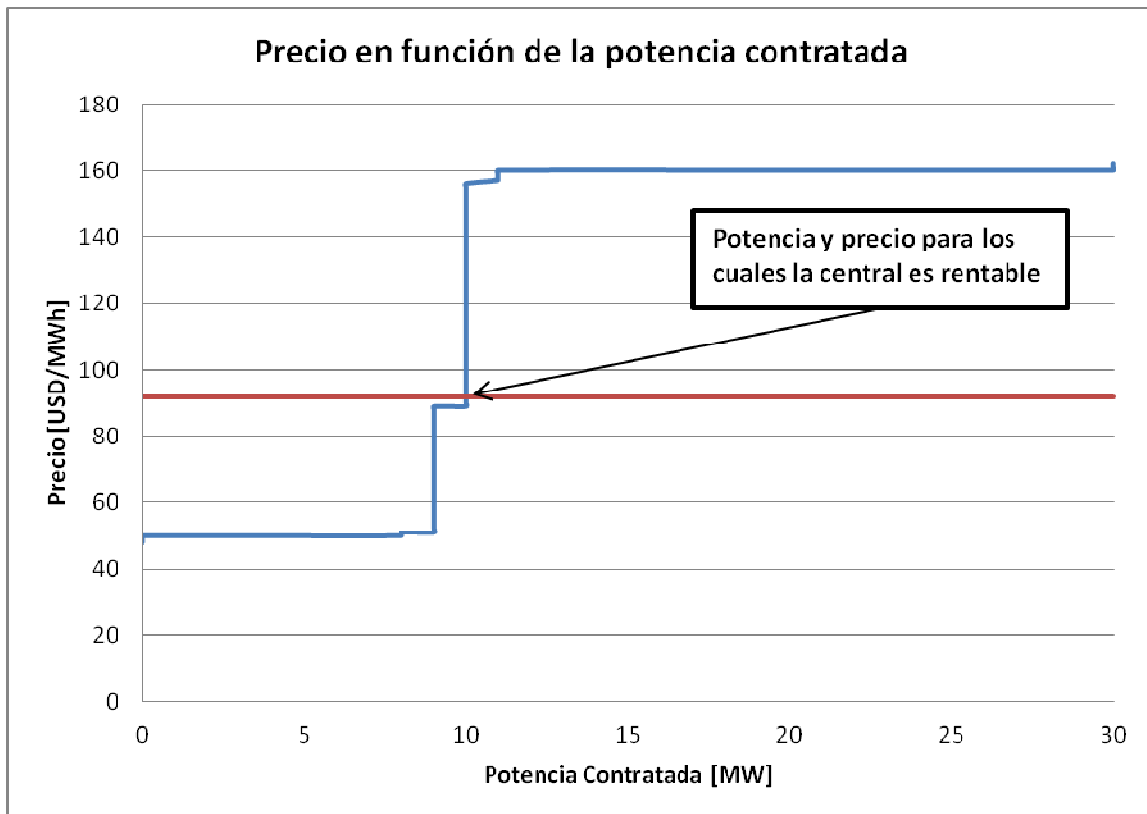


Figura 12: Precio en función de la potencia contratada, caso contrato con cliente.
Fuente: Elaboración interna

Si se grafica el margen en función de la potencia contratada, se observa que los márgenes más bajos ocurren en los casos en que la central no se contrata (venta al mercado spot), por lo cual esta estrategia no sirve dado que existen otras alternativas que entregan márgenes más altos. Al aumentar la contratación, aumenta el margen dado que se obtiene con precios de contrato más altos también.

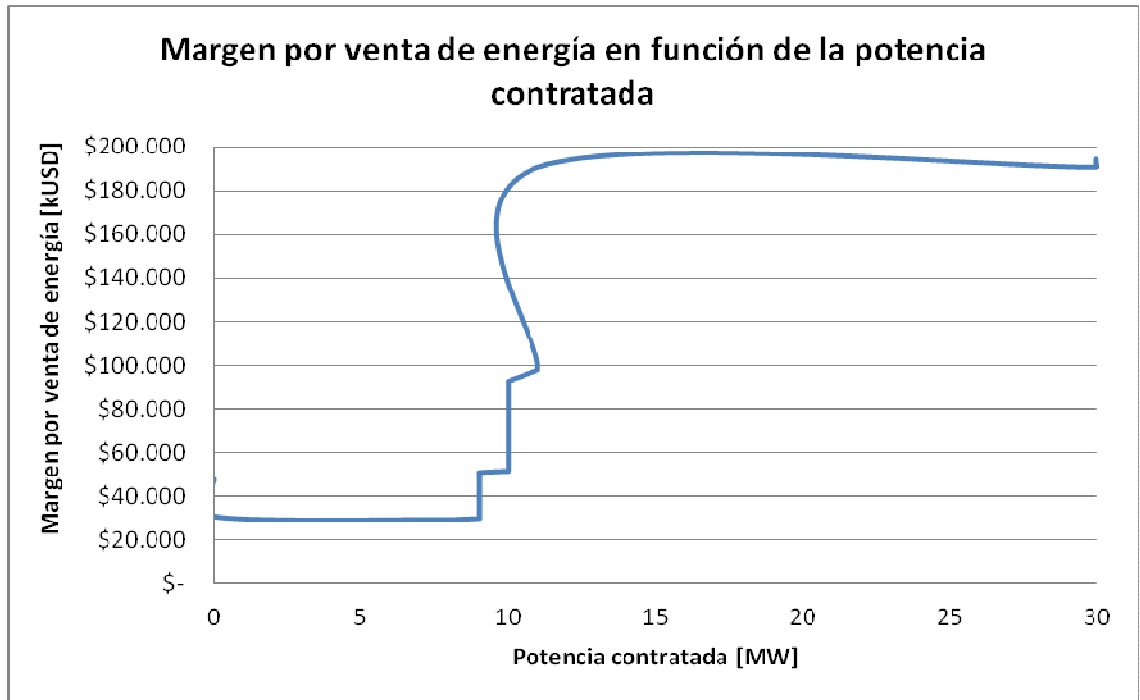


Figura 13: Margen por venta de energía en función de potencia de contrato.

Fuente: Elaboración interna

Al graficar el histograma del conjunto de todos los márgenes, se observa que se comportan de acuerdo a una distribución normal, y en color rojo se representa los márgenes que corresponden al CVaR y que se minimizaron al buscar el contrato óptimo para cada precio. En promedio, el CVaR asciende a \$58.164 [kUSD] representando un 5% de los 2.000 casos simulados (100 casos), por lo cual esa es la mínima ganancia (máxima pérdida) que el proyecto puede asumir.

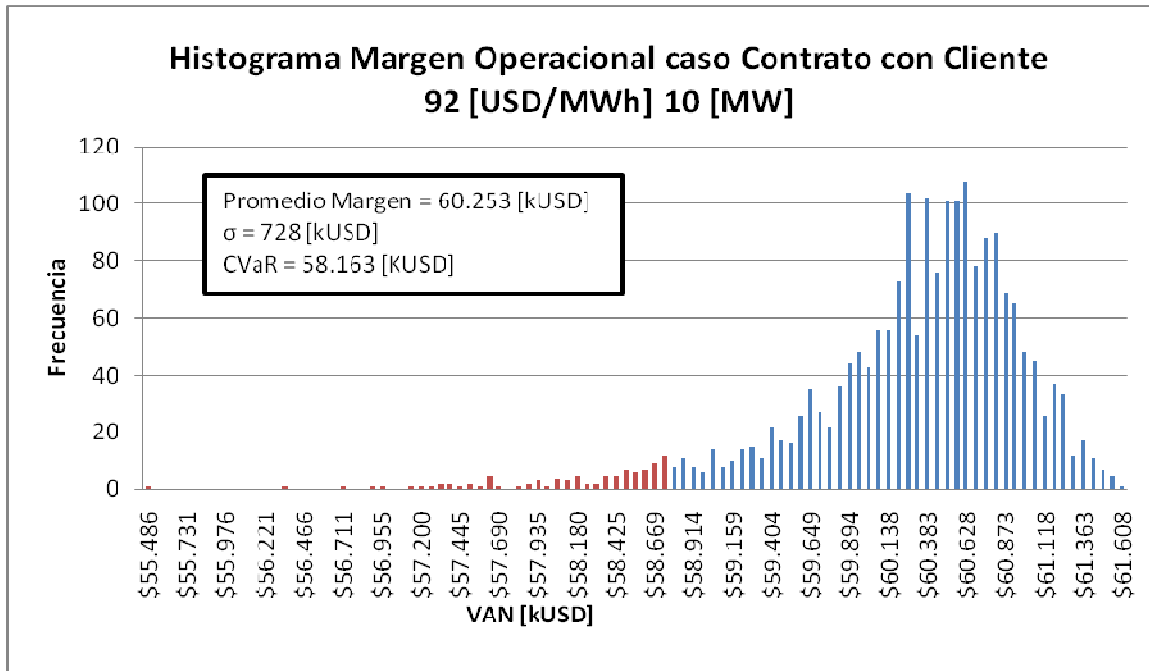


Figura 14: Histograma Margen operacional estrategia de contratación con cliente, a precio de energía 92 [USD/MWh] y potencia contratada 10 [MW].
 Fuente: Elaboración interna

Para evaluar la estrategia de precio estabilizado, se simula la banda de 31 [USD/MWh] en torno a la diferencia entre precio ofertado y costo marginal. Si el costo marginal es más alto que el precio ofertado, las generadoras que hagan retiros perciben una diferencia de hasta 0,4 [UTM/MWh] (31 [USD/MWh]). El resto es percibido por el generador ERNC. Si el costo marginal es más bajo que el precio licitado, los generadores con contrato cubren la diferencia. Como bajo este esquema el atributo ERNC no puede venderse por separado, es necesario considerar los 10 [USD/MWh] del atributo dentro del precio licitado, por lo que es necesariamente al menos 10 [USD/MWh] más cara que las otras alternativas, de modo que el VAN del proyecto sea equivalente.

El histograma con los márgenes obtenidos para esta estrategia se observa en la Figura 15. Cabe recordar que este margen incluye el ingreso por potencia firme que le corresponde a la central. El promedio se ubica en \$56.430 [kUSD], mientras que el CVaR (pintado en color rojo) correspondiente al promedio del 5% de los peores casos tiene un valor de \$45.191 [kUSD], que representa la mínima ganancia (máxima pérdida) que el proyecto podría enfrentar. La desviación estándar corresponde a \$8.496

[kUSD], monto superior al caso de estrategia de contratación directa con cliente.

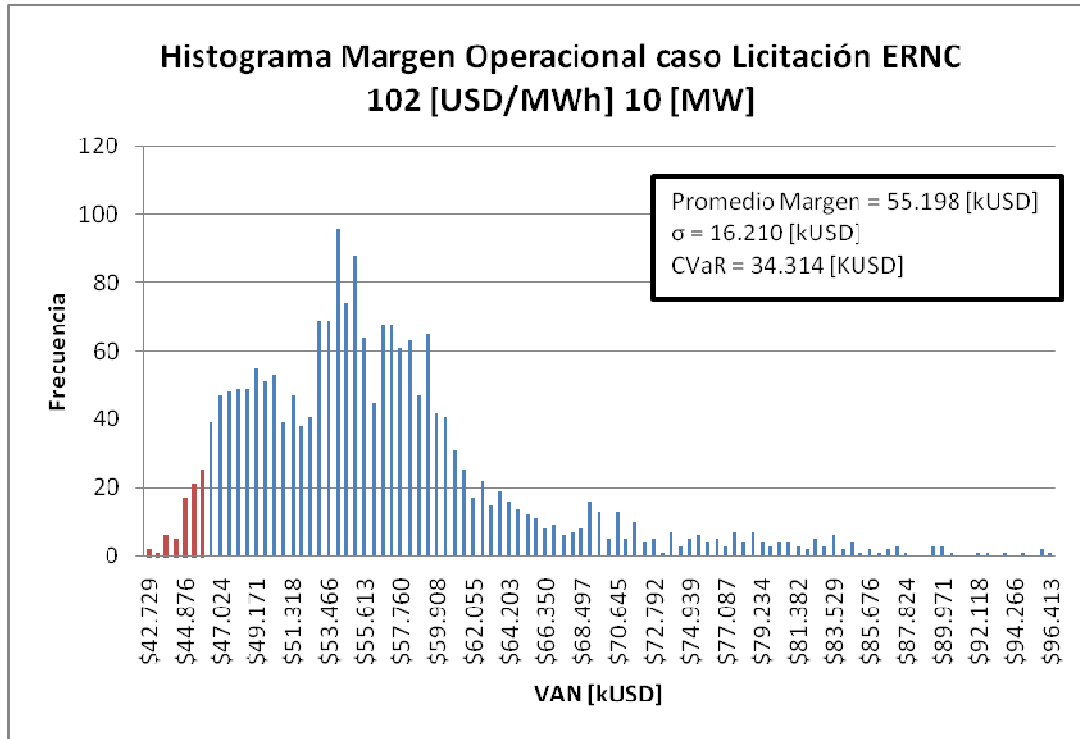


Figura 15: Histograma Margen operacional estrategia de contratación licitaciones ERNC, a precio de energía 102 [USD/MWh] y potencia contratada 10 [MW]. Fuente: Elaboración interna

Por último, se evalúa la estrategia de vender al mercado spot, sin contrato de por medio. Bajo este esquema, se debe considerar, además del ingreso por energía, el ingreso por potencia y el ingreso por venta de atributo ERNC, el cual se puede vender completamente ya que al no poseer contrato, no tiene ninguna obligación de cumplir con algún porcentaje de generación por ley.

El histograma con los márgenes se observa en la Figura 16.

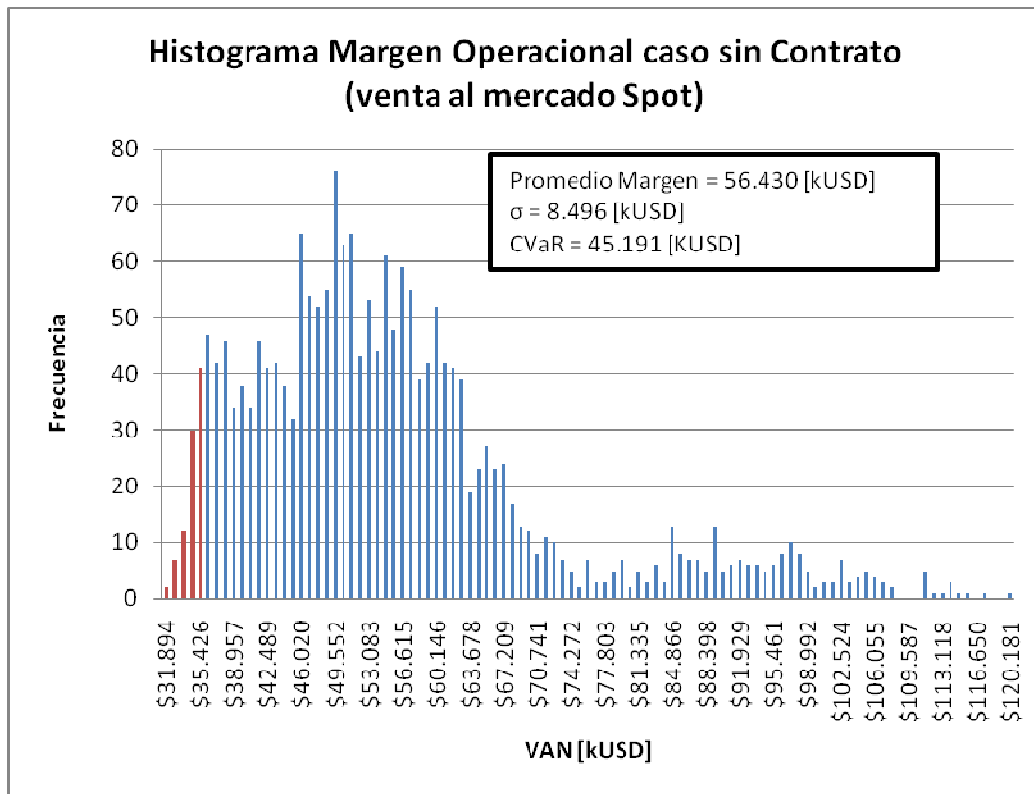


Figura 16: Histograma Margen operacional estrategia de venta al mercado spot, sin contrato. Fuente: Elaboración interna

Se observa en color rojo los márgenes correspondientes al CVaR de la distribución, representando un 5% de ésta con un valor promedio de \$34.313 [kUSD], que corresponde a la menor ganancia (máxima pérdida) que el proyecto podría soportar bajo estos supuestos de contratación. Esta menor ganancia es bastante más baja que las dos estrategias mencionadas anteriormente, por lo que si se eligiera la no contratación, se debería estar sujeto a obtener ganancias muchísimo más bajas en el 5% de los casos. Asimismo, el promedio de los márgenes asciende a \$55.198 [kUSD], monto ligeramente inferior que la estrategia de licitaciones de ERNC.

Los resultados de las tres estrategias comerciales se resumen en la siguiente tabla:

kUSD	Contrato Cliente	Licitación	Sin Contrato
Precio Contrato	92 [USD/MWh]	102 [USD/MWh]	
Margen Energía	\$ 52,686	\$ 54,430	\$ 47,473
Ingreso potencia Firme	\$ 2,001	\$ 2,001	\$ 2,001
Ingreso por venta atributo ERNC	\$ 5,567	\$ 0	\$ 5,724
Margen Final Operacional	\$ 60,253	\$ 56,430	\$ 55,198
Min CVAR	\$ 58,164	\$ 45,191	\$ 34,314
Desviación Estándar	\$ 719	\$ 8,496	\$ 16,210

Tabla 7: Resultados de evaluación de estrategia comercial. *Fuente: Elaboración interna*

Es posible apreciar que para un precio de 92 [USD/MWh] más los 10 [USD/MWh] correspondientes al atributo ERNC (102 [USD/MWh] en el caso de licitaciones ERNC), la alternativa a seguir es **la contratación con un cliente final ya que se supera el margen operacional de \$60.000.000 [USD]**. En el caso de licitaciones, tan sólo se llega a \$56.430.481 [USD], y peor aún, en el caso sin contrato, sólo se alcanza un margen de \$55.198.132 [USD]. Esto indica que pese a que la segunda opción tiene menos riesgos, no es más rentable debido a que depende fuertemente de los costos marginales dada la banda que se impuso por ley. Revisando los CVaR, se observa que la opción de contrato con cliente es la que obtiene una menor pérdida (\$58.164 [KUSD]), por lo que confirma que es la opción menos riesgosa y más rentable. El esquema bajo licitaciones de ERNC, si bien obtiene un margen ligeramente superior al de la estrategia sin contrato, si se revisan los CVaR es posible verificar que en el primero la menor ganancia que debe soportar es mucho más baja que en el segundo esquema, por lo que se concluye que la opción sin contrato es la que tiene menor rentabilidad y mayor riesgo.

Además, el caso con contrato con cliente final posee la menor desviación estándar, por lo que tiene menor volatilidad. Al contrario de lo se podría pensar, el caso con licitaciones posee mayor desviación estándar que el caso de contrato con clientes. Esto se produce debido a que la banda que establece la ley provoca una mayor dispersión de los precios, ya que si el precio de contrato está dentro de la banda corresponde a un precio fijo, sin

embargo, si se sale de la misma, cambia abruptamente de valor, aumentando la volatilidad.

Por lo tanto, **la estrategia comercial será la contratación bajo modalidad PPA con un cliente libre, con precio de venta de energía de 92 [USD/MWh] y venta de atributo ERNC a generadores deficitarios a precio de 10 [USD/MWh].**

La búsqueda del cliente con quien contratar se realiza bajo dos modalidades:

- a) Licitaciones públicas
- b) Contacto directo con el cliente

En la opción a), se oferta en licitaciones a las cuales los clientes hacen llamados en forma pública (por ejemplo, grandes mineras como Collahuasi o distribuidoras, tales como Chilectra).

En la opción b), se contacta con la persona encargada del abastecimiento eléctrico de la empresa y se le consulta si necesita suministro eléctrico. En caso positivo, comienzan las negociaciones. Es muy útil conocer la fecha de expiración de los contratos actuales, lo cual está disponible ya que gracias a nuevas disposiciones reglamentarias, los CDEC deberán publicar dicha información. Así, la búsqueda de clientes será más sencilla, en el sentido de que se conocerá a cuáles se les vencerá el contrato. Además, se cuenta con información del Informe de Precio de Nudo sobre crecimientos de demanda (proyectos en construcción), a quienes se les podría ofertar.

b. Mercado Objetivo

En función de lo definido en la estrategia comercial, el mercado objetivo lo constituyen todos los clientes libres y regulados que se encuentren en crecimiento y que requieran contrato de venta de energía, o bien, aquellos que se quedan sin contrato. El requerimiento anual de energía del cliente deberá ser de al menos 78 [GWh/año].

Clientes Libres					
Nombre proyecto	Controlador	Tipo de proyecto	Fecha estimada de inicio consumos	Demanda estimada [MW]	Demanda estimada [GWh]
Pascua Lama	Barrick	Minero	Actualmente detenido	99	867.24
Caserones	Lumina Copper S.A.	Minero	2014	130	1138.8
Cerro Negro Ampliación	Comp. Minera Cobreza S.A.	Minero	2013	27	236.52
El Morro	Goldcorp	Minero	Actualmente detenido	171	1497.96
Cerro Casale	Barrick	Minero	2017	228	1997.28
Santo Domingo	Minera Santo Domingo	Minero	2019	99	867.24
Total					6,605

Tabla 8: Mercado objetivo clientes libres. Fuente: Elaboración interna

Posiblemente los clientes libres manifiesten mayor interés en contratarse con este tipo de centrales, debido a que las empresas distribuidoras, al no ser clientes finales, no consideran la variable de generación limpia con el medio ambiente dentro de los atributos para contratar un cliente.

La energía que licitarían los clientes regulados en los próximos años es la siguiente:

Energía a licitar clientes regulados	
Año	Energía GWh
2014	901
2015	3,370
2016	6,288
2017	7,721
2018	9,101
2019	10,494
2020	16,322
2021	19,952
2022	26,438
2023	30,047
2024	38,602
2025	44,117
2026	47,959
2027	49,528
2028	50,883
2029	52,246
2030	53,615

Tabla 9: Energía a licitar clientes regulados. *Fuente: CNE*

Adicionalmente, se debe vender el atributo ERNC a los generadores deficitarios, por lo cual constituyen otro mercado objetivo para este proyecto. Al 2018, todos los generadores tradicionales serán deficitarios según las proyecciones de la CNE.

c. Estrategia comunicacional:

La empresa AES Gener es de característica predominantemente térmica. En los últimos años, ha existido una fuerte presión por parte de la opinión pública en post de llevar la matriz energética hacia una mayor participación de las ERNC, lo que se ha complementado con una presión de las comunidades y de la ciudadanía tendiente a oponerse al desarrollo de centrales térmicas. El hecho de desarrollar esta tecnología por parte de AES Gener puede ser utilizado provechosamente en términos comunicacionales, y mostrar a la empresa en su compromiso con disponer para el país de un mix de fuentes energéticas, siempre entendiendo que la propuesta sensata para el desarrollo de las fuentes renovables no convencionales pueden funcionar en forma más eficiente como un complemento para las tecnologías tradicionales, y no necesariamente un sustituto o su competencia.

Es necesario reforzar la imagen de AES Gener en los medios de comunicaciones, de modo de cambiar la imagen negativa que proyecta en parte de la población la construcción de centrales térmicas y el proyecto Alto Maipo. Es necesario exponer sobre esta nueva tecnología en distintos seminarios donde asisten clientes, en especial mineros, e invitarlos a conversar sobre un posible contrato. También es provechoso ofrecer el proyecto a los actuales clientes libres de Gener en el SIC.

IX. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Al seleccionar como estrategia comercial **la firma de un contrato PPA con un cliente libre**, el objetivo de la evaluación económica es determinar su viabilidad pero, a diferencia de lo realizado en la sección Estrategia Comercial, para los pares de potencia y precio determinados previamente se calcularán los flujos de caja respectivos incluyendo impuestos y depreciaciones.

El monto de la inversión asciende a \$60.000.000 [USD] aproximadamente (2.000 [USD/kW]), que se desglosa en los siguientes ítems:

Desglose de Inversión Proyecto fotovoltaico	
	\$
Inversión activo fijo capitalizado (EPC Procurement)	20,905
Inversión costos de desarrollo	\$ 355
Inversión EPC Ingeniería	\$ 5,226
	\$
Inversión EPC Construcción	27,761
Inversión terreno	\$ 2,000
Otros costos	\$ 847
Costos de contingencia	\$ 2,857
	\$
Total [kUSD]	59,952

Tabla 10: Desglose de inversión proyecto fotovoltaico. Fuente: Elaboración interna

Los costos de operación por generación son bajos, siendo naturalmente nulos los costos de combustibles y estando presente sólo los costos variables no combustibles, el cual se fija en 5 [USD/MWh] de acuerdo a datos internacionales. Los costos de transmisión (pagos de peajes), servicios complementarios y pago por potencia se traspasan al cliente por contrato, por lo que no son considerados dentro de la evaluación.

Además, el proyecto se considera financiado con capital propio, sin reparto de utilidades. La vida útil es de 25 años, por lo que se evalúa en dicho período en forma mensual, considerando el margen comercial obtenido a través del análisis de Montecarlo (por lo que considera variabilidad en costos marginales, calculados para 3 bloques de demanda). La justificación de la vida útil de 25 años consiste en que esa es la cantidad de años que

los fabricantes garantizan que los paneles solares no presentarán fallas, ni deban ser reemplazados.

Otros datos a considerar en la evaluación son:

Datos Evaluación de Proyecto	
Depreciación equipos	10 años
Depreciación construcción	20 años
Impuesto	20% mensual
Tasa de descuento	10% Anual
Tasa de descuento	0,80% Mensual

Tabla 11: Datos a considerar en la evaluación

Con los datos anteriores, se calculan dos tipos de flujos de caja:

- Flujo de Caja de Capacidad de Pago: Mide la capacidad de los flujos para recuperar la inversión y los costos de operación. No considera la recuperación del capital de trabajo ni del valor de desecho económico en el último período.
- Flujo de Caja con desecho económico (flujo puro)

Para efectos de determinar el valor de desecho económico, se utilizó el criterio contable, es decir:

Valor de desecho económico = Sumatoria de valores libro de todos los activos al final de la operación.

Dado que el proyecto se evaluó para toda su vida útil, el valor libro de todos los activos es \$0, a excepción del terreno ya que éste no se deprecia ni amortiza (conserva su valor contable en el tiempo). Por lo tanto, sólo se recupera el valor del terreno en el último mes de operación comercial del proyecto.

Por otro lado, el capital de trabajo se define como la inversión necesaria para la operación normal y eficiente de un ciclo productivo, por lo que es una inversión de largo plazo, ya que asegura la operación del negocio en el tiempo. Para el cálculo del capital de trabajo se utilizó el criterio del período de desfase, por lo que se constituye por la suma de los costos (costo variable no combustible más costo por suministrar el contrato) correspondientes a dos meses. La justificación de este período señalado consiste en que una vez transcurrido el mes de operación, el CDEC-SIC

recién alrededor del día 21 del mes siguiente publica el balance de transferencias entre empresas generadoras, fecha en la cual éstas tienen conocimiento de los montos de energía involucrados en cada uno de sus retiros. Por lo tanto, una vez recibido el balance, proceden a efectuar la facturación a sus clientes, y considerando los días de desfase entre la facturación y el pago, se estima que el capital de trabajo debe contemplar al menos 2 meses de operación.

Los resultados obtenidos de la evaluación económica son los siguientes:

Flujo Capacidad de Pago	
VAN	\$ 9.171 KUSD
TIR	0,95% Mensual
TIR	12,07% Anual
Tasa de descuento	10% Anual

Tabla 12: Resultado Evaluación Económica Flujo Capacidad de Pago. *Fuente: Elaboración Interna*

Flujo Puro	
VAN	\$ 9.472 kUSD
TIR	0,96% Mensual
TIR	12,11% Anual
Tasa de descuento	10% Anual

Tabla 13: Resultado Evaluación Económica Flujo Puro. *Fuente: Elaboración Interna*

Se observa que ante la estrategia comercial elegida, el proyecto es rentable a una tasa de 10% anual. El flujo puro mejora levemente respecto del aquel que mide capacidad de pago, debido a que el horizonte de evaluación es el ciclo de vida del proyecto por lo que el valor libro de los activos es 0, a excepción del terreno. Así, en el último período del flujo puro sólo se recupera el terreno y el capital de trabajo, por lo que ambos flujos difieren muy levemente en sus resultados. Distinto sería el caso si el proyecto se evaluara en un horizonte inferior a su vida útil, ya que sí existiría una fuerte diferencia entre estos dos flujos debido a que en el último período se debe sumar el valor de desecho comercial de todos los activos (no sólo del terreno) en el caso del flujo puro, lo que mejora sustancialmente los resultados.

1) Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad pretende proporcionar información adicional para disminuir la incertidumbre en la toma de decisiones.

Cabe destacar que no es necesario realizar un análisis de sensibilidad sobre el margen operacional de la planta, ya que la variable más preponderante y que presenta mayor variabilidad e incertidumbre en el cálculo del margen – el costo marginal - ya fue calculado a través de un análisis de Montecarlo, por lo que el margen operacional calculado corresponde al promedio que comprende series de 6.000 costos marginales diferentes de 144 meses, por lo que no es correcto hacer sensibilidades sobre esta variable.

Por lo tanto, se realizaron dos análisis de sensibilidad de variables que resultan críticas para el proyecto: tasa de descuento y valor de inversión.

A) Tasa de Descuento

Como se dijo anteriormente, usualmente en los proyectos eléctricos se usa una tasa de 10% para evaluar proyectos. De hecho, esta tasa está regulada por ley para el caso de Distribución y Transmisión (troncal y subtransmisión).

Sin embargo, dado que corresponde a la rentabilidad que se le debe exigir a la inversión al renunciar a un uso alternativo, una tasa de descuento mal calculada puede derivar en una decisión mal tomada.

Por este motivo, a continuación se muestra la sensibilización del VAN respecto a la tasa de descuento.

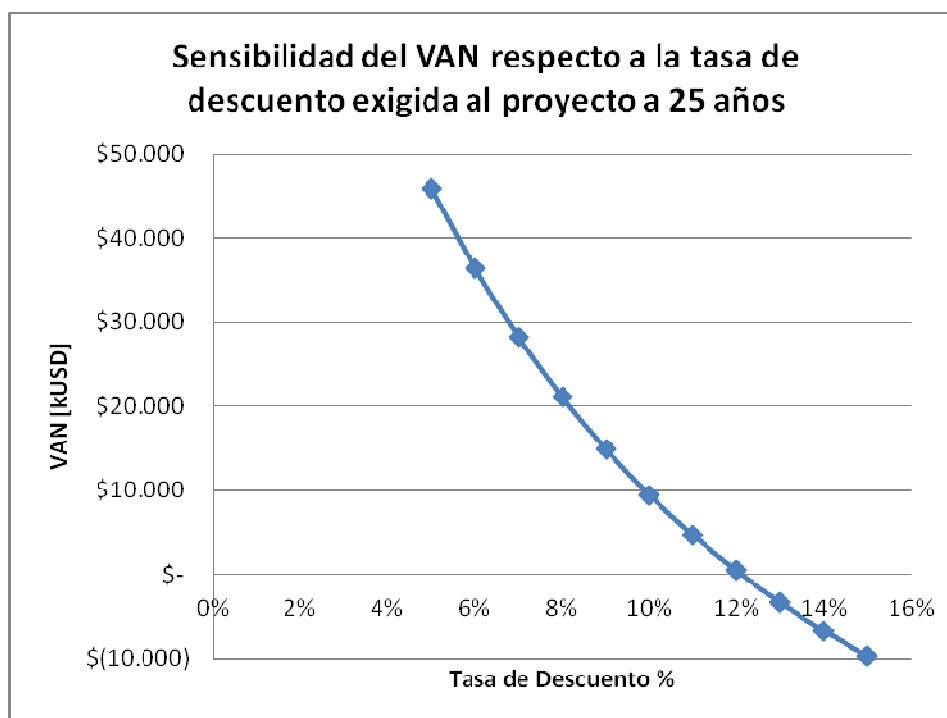


Figura 17: Sensibilidad del VAN respecto a la tasa de descuento. *Elaboración Interna*

Se observa que el proyecto es rentable sólo hasta una tasa de 12,11% (correspondiente a la TIR). Cualquier tasa de descuento inferior a dicha cifra arroja que el proyecto no es rentable con la estrategia de contratación seleccionada.

B) Costos de Inversión

Los costos de inversión ocupan un rol fundamental en la evaluación de este proyecto, ya que al ser tan intensivo en capital, cualquier variación en sus costos puede cambiar la decisión de invertir en el proyecto. Actualmente, se manejan en la industria costos de inversión de 2.000 [USD/kW]. Si esta cifra se varía en torno a $\pm 30\%$, el resultado del VAN es el siguiente:

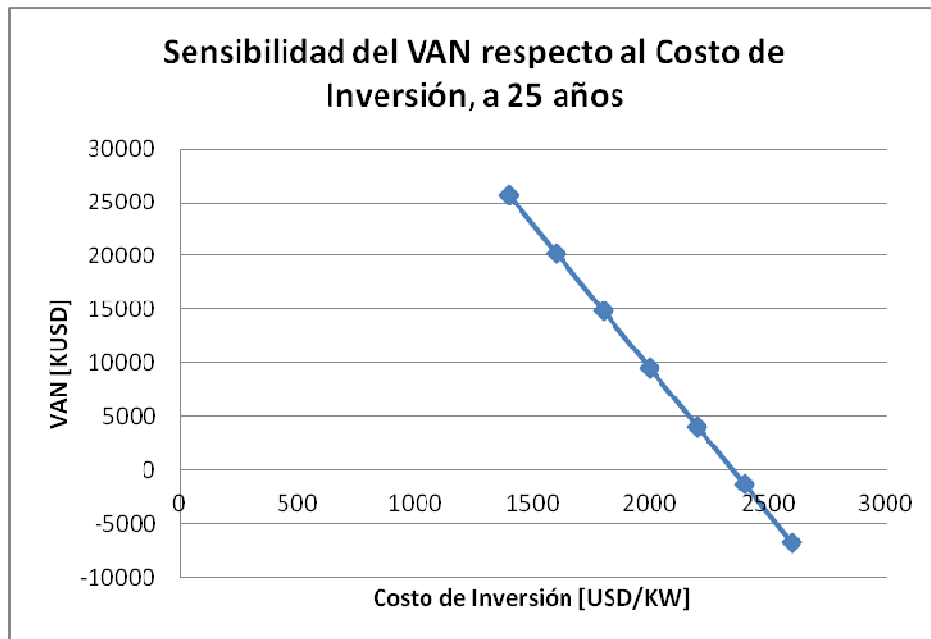


Figura 18: Sensibilidad del VAN respecto a los costos de inversión. *Elaboración Interna*

Se observa que el proyecto es rentable sólo si los costos se elevan hasta 17,5%, llegando a 2.350 [USD/kW]. Para valores de inversión superiores a dicha cifra, el proyecto tal como fue analizado ya no es rentable.

X. CONCLUSIONES

El análisis efectuado en la presente tesis corresponde al análisis de la estrategia de contratación de una central fotovoltaica de 30 [MW] de capacidad bajo el alero de una empresa cuya principal característica es poseer centrales térmicas, como es AES Gener.

Se realiza el correspondiente diagnóstico, identificando 4 tipos de clientes para esta central:

- Mercado licitaciones
- Clientes libres y regulados
- Generadores (que compran atributo ERNC)
- Mercado spot o mayorista

Se realiza un análisis FODA por tipo de cliente, concluyendo que la principal fortaleza tiene relación con la certeza en los flujos por venta de energía y potencia, y la principal debilidad con la dependencia de una variable (costo marginal) con alta incertidumbre ya que depende de muchos factores: hidrología, mantenimientos, fallas de centrales, etc. Fortalezas comunes a todos los segmentos tienen que ver con el tipo de tecnología: bajo costo operacional, rápida instalación, y es tecnología limpia con el medio ambiente. Las principales oportunidades consisten en la baja en los costos de inversión que ha experimentado en los últimos años, y la lentitud de los proyectos tradicionales de generación de energía versus la rapidez de instalación de esta central. La debilidad consiste en que todavía los costos de inversión son relativamente altos, pese a que han bajado en el tiempo, y el bajo factor de planta. La principal amenaza consiste en la gran cantidad de generadores que ingresaría gracias a la nueva Ley "20/25", que fomenta la instalación de plantas ERNC al imponer una cuota de generación de 20% de la energía contratada por los generadores, al año 2025.

Considerando los tipos de cliente anteriormente mencionados, se establecen y analizan tres posibles estrategias de contratación, a saber:

- Venta de energía a un cliente libre o regulado, y venta del atributo ERNC que quede como excedente luego de descontar la porción correspondiente al cumplimiento del contrato, a generadores deficitarios. Mediante el establecimiento de un contrato de venta de energía y potencia con un cliente libre o regulado, se oferta un bloque de energía fijo o variable a un precio determinado, por lo cual es necesario contar con respaldo para

generar en aquellas horas en que la central no se encuentra operando; o bien se debe comprar en aquellas horas a costo marginal, lo cual constituye un riesgo comercial.

- Venta al mercado mayorista a costo marginal, sin contrato; y venta del atributo ERNC a generadores deficitarios: dado que siempre es despachada a su máxima potencia disponible debido a su bajo costo variable, con lo cual sus clientes serían los generadores deficitarios del sistema (aquellos que tienen contrato de suministro con clientes pero que no generaron la energía, al ser de costo variable mayor y no ser despachados) recibiendo costo marginal por la energía que inyecta al sistema. Es decir, esta alternativa es sin contrato de venta de energía. Sólo se contempla venta del atributo ERNC a un generador deficitario. Esta estrategia comercial no reviste riesgo alguno ya que no debe comprar energía para abastecer contrato alguno, en las horas en que la central no genera.
- Venta al mercado de licitaciones ERNC. La remuneración que recibe corresponde a un precio estabilizado, sin embargo está expuesta a las variaciones de costo marginal fuera del margen de una banda de $\pm 0,4$ [UTM/MWh] (equivalentes a 31 [USD/MWh]) en torno a la diferencia entre el precio ofertado y el costo marginal, lo cual constituye un riesgo comercial. Bajo esta modalidad no se vende el atributo ERNC por separado, sino que se incorpora en el precio de la licitación.

Se investiga la percepción de clientes y disposición de pago por un contrato de venta de energía generado por este tipo de tecnología, encontrándose que ningún cliente pagaría sobreprecio por ella.

Para evaluar el margen comercial, se realiza una simulación de Montecarlo a través del modelo de programación dual estocástica SDDP para diferentes escenarios de costos de combustibles y escenarios posibles, de la cual se obtiene una matriz de costos marginales y generación, desde el año 2018 hasta el 2029, de modo de representar la incertidumbre presente en un modelo hidrotérmico. Se considera el año 2018 como inicial pues es el posible año de entrada en vigencia del mecanismo de licitaciones. Luego, se obtienen los márgenes correspondientes para distintos precios de contrato y potencia: para cada precio de contrato, se busca la potencia óptima que minimice el CVaR, calculado como el promedio del 5% de los márgenes más bajos. De esta forma se obtiene la curva contratación – precio para la planta. Además, se simula la venta a través de mercado de licitaciones, concluyéndose que la estrategia óptima comercial consiste en **establecer un contrato con un cliente, a precio 92 [USD/MWh] por concepto**

de venta de energía, con potencia contratada igual a 10 [MW] y a un precio de 10 [USD/MWh] la venta del atributo ERNC a generadores deficitarios. Esta opción es la que entrega máxima menor ganancia en el 5% de los casos, en comparación a las otras dos estrategias de contratación evaluadas. La varianza de la estrategia de licitaciones de ERNC es mayor a la venta a clientes con contrato, debido a que la banda establecida por ley provoca una mayor dispersión de los datos ya que si el precio de contrato cae dentro de la banda comprendida entre el costo marginal y el precio del contrato, éste se mantiene fijo, pero si se sale de la banda, se modifica con una alta dispersión. Cabe destacar que el riesgo de la estrategia comercial es tener que comprar energía valorizada a costo marginal, en las horas que la central solar no va a generar. Este riesgo se cuantificó a través de la metodología del CVaR y la alternativa escogida representa aquella con mayor ganancia y menor riesgo.

Un cliente debiera escoger a una empresa grande como Gener para desarrollar este proyecto, en vez que pequeños desarrolladores (pero con experiencia internacional) ya que cuenta con garantías físicas (respaldo de centrales) y financieras para lograr cubrir el riesgo de tener que comprar energía para lograr suministrar el contrato, en aquellas horas en que la central solar no genera.

Al realizar el flujo de caja puro a 25 años (vida útil de la central), extrapolando el margen comercial obtenido a partir del análisis de riesgo para los años 2030-2042, se encuentra que el VAN a 10% de tasa asciende a \$9.472 [kUSD], con una TIR de 12,11%. El proyecto es altamente sensible a la tasa de interés elegida, por lo que si se elige una tasa superior a la TIR, ya no es rentable. Adicionalmente, se considera un costo de inversión de 2.000 [USD/kW]. El proyecto resulta rentable sólo hasta inversiones de 2.350 [USD/kW], más allá de ese valor el VAN es negativo.

A modo de análisis, la tarificación de la primera ley ERNC (20.257) incentiva la venta del atributo por parte de generadores ERNC a generadoras con contrato que no posean medios ERNC para cumplir con su obligación, o bien, para satisfacer sus propios requerimientos de ERNC para cumplir sus contratos. Por otra parte, la nueva ley ERNC "20/25" podría producir el efecto contrario, ya que todas las generadoras que tengan contrato en el sistema deberán cubrir la diferencia entre el precio estabilizado y el costo marginal en proporción a sus retiros, independientemente que ya tuvieran el porcentaje de acreditación suficiente para cubrir su propia obligación. Finalmente, la normativa no incentiva necesariamente la contratación de la central con clientes, ya que perdería los beneficios de la certeza en los ingresos al estar expuesto a la variación del costo marginal, y por otro lado, en el caso de Gener, al contratarla aumentan sus retiros que deben cumplir con el atributo de generación ERNC.

Los resultados obtenidos muestran a través de un análisis de riesgo de contratación que resulta más rentable y seguro efectuar contratos de suministro y asumir completamente el riesgo de retiro a costo marginal del cliente, que optar a participar en las licitaciones considerando el precio estabilizado de la forma propuesta en la normativa, que contiene sólo una banda en la que se asegura el precio. En ese sentido, bajo este análisis se puede concluir que las señales de mercado que surgen a través de la nueva regulación no son necesariamente positivas para el desarrollo de nuevos proyectos ERNC, ya que a través de las herramientas presentes dentro del funcionamiento actual de mercado se podrían reportar mayores beneficios.

XI. BIBLIOGRAFÍA

- Ñom Lufke o los Sistemas Eléctricos de Potencia. W.Brockering, R.Palma, L.Vargas, Editorial Prentice Hall, 2008.
- <http://www.sea.gob.cl/>
- “Las Energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno”, CNE/GIZ, 2009.
- Informe técnico definitivo de precio de nudo octubre 2013, Comisión Nacional de Energía.
- CDEC-SIC, www.cdec-sic.cl
- Comisión Nacional de Energía, www.cne.cl
- Ministerio de Energía, www.minenergia.cl
- Artzner, P., Delbaen, F., Eber, J.-M. Heath D. Coherent Measures of Risk, *Mathematical Finance*, 9 (1999), 203-228.

XII. ANEXOS

a. ENCUESTA POTENCIALES CLIENTES ERNC

i. Cliente libre 1

- 1. ¿Conoce las distintas fuentes para generar energía eléctrica? En particular, conoce las fuentes ERNC?**
Sí
- 2. ¿Cuáles son los atributos que considera para contratar, en relación a la fuente de generación eléctrica? ¿Para su empresa, es relevante la fuente de su suministro eléctrico (diésel, GNL, carbón, ERNC, etc).**
 - 1- Precio, 2.- Respaldo y experiencia de la empresa 3.- Sustentabilidad
 - Sí, como tercera prioridad de acuerdo a los atributos indicados anteriormente.
- 3. ¿Conoce cuáles son las ventajas y desventajas por cada tipo de energía?**
Sí.
- 4. Refiera por favor un ordenamiento de cada tecnología de generación, como preferencia para establecer un contrato.**
 - 1.- ERNC: geotermia, solar.
 - 2.- Hídrica
 - 3.-GNL
 - 4.- Diésel
 - 5.- Carbón
- 5. ¿Cuáles son los atributos que le pediría a su proveedor de energía eléctrica? ¿Cuál es el atributo más importante en la elección de un suministrador? Por ejemplo: precio, experiencia, etc.**
 - 1- Precio, 2.- Respaldo y experiencia de la empresa 3.- Sustentabilidad
- 6. ¿Con qué empresa tiene contrato?¿Cuándo expira?**
Chilectra, 2014.
- 7. ¿Cuál es el porcentaje de costos que representa la energía eléctrica respecto al total de sus costos?**

15%

8. En particular, ¿conoce las ventajas y desventajas de la generación ERNC?

Sí.

9. ¿Tiene algún tipo de ERNC de preferencia? ¿Por qué?

Geotermia, buen factor de planta y baja contaminación.

10. ¿Cuán importante son las ERNC en el abastecimiento de su empresa?

Actualmente no tenemos ERNC.

11. ¿Le interesa un contrato de suministro ERNC? ¿Por qué?

Sí, actualmente tenemos ofertas de ERNC que son competitivas (en precio) con otros tipos de generación.

12. En caso que la respuesta anterior fuese afirmativa, le interesaría contratarse con una empresa eléctrica con amplio respaldo físico a nivel nacional, o en vez de ello con una pequeña empresa a nivel nacional, pero con gran experiencia internacional?

Nos interesa que tenga un buen respaldo económico sea nacional o internacional.

13. En particular, ¿le interesaría contratar la producción de una central fotovoltaica?

Sí.

14. ¿Cuál es su percepción acerca de los costos de inversión de este tipo de centrales?

Debiesen bajar a corto y mediano plazo.

15. ¿Cuál es el rango de precio que estaría dispuesto a pagar por un contrato de este tipo? ¿Estaría dispuesto a pagar sobreprecio por este tipo de energía?

- El mismo rango de precios que con una empresa con generación tradicional.
- No.

ii. Empresa distribuidora 1

1. ¿Conoce las distintas fuentes para generar energía eléctrica? En particular, conoce las fuentes ERNC?

Sí. Sí conozco las fuentes ERNC.

2. ¿Cuáles son los atributos que considera para contratar, en relación a la fuente de generación eléctrica? ¿Para su empresa, es relevante la fuente de su suministro eléctrico (diésel, GNL, carbón, ERNC, etc).

Sólo precio y flexibilidad. Sí nos interesa la fuente, pero por búsqueda de similitud a la curva de carga de los clientes; no nos interesa la fuente en el sentido de reducir huella de carbono pues no somos clientes finales. No es relevante la fuente de suministro eléctrico, pero sí prefieren fuentes térmicas por un tema de regularidad. Depende de la fuente lo que la empresa se pueda comprometer a un suministro estable de energía.

3. ¿Conoce cuáles son las ventajas y desventajas por cada tipo de energía?

Sí.

4. Refiera por favor un ordenamiento de cada tecnología de generación, como preferencia para establecer un contrato.

- Térmica (carbón o GNL) por precio.
- Hidráulica pluvial
- Indiferente.

5. ¿Cuáles son los atributos que le pediría a su proveedor de energía eléctrica? ¿Cuál es el atributo más importante en la elección de un suministrador? Por ejemplo: precio, experiencia, etc.

- Precio
- Flexibilidad: que permita flexibilidad en la cantidad mensual y/o anual de energía contratada; sobre todo en invierno: sólo las térmicas dan la flexibilidad que se requiere.
- Robustez del suministro en invierno: que el suministrador pueda comprometerse a alta demanda en invierno. No considero solidez financiera del suministrador, ya que éstos se les venden proyectos independientes: cada proyecto vale por sí mismo y no cuentan con la flexibilidad que pueda entregar la matriz.

- 6. ¿Con qué empresa tiene contrato? ¿Cuándo expira?**
Regulados: Gener, Colbún, Endesa, Guacolda
Libres: Pacific Hydro, la higuera, la confluencia, Ibener, Hydrochile.
No da información sobre cuando expira.
- 7. ¿Cuál es el porcentaje de costos que representa la energía eléctrica respecto al total?**
No aplica, uno de los giros de la empresa es venta de energía eléctrica
- 8. En particular, ¿conoce las ventajas y desventajas de la generación ERNC?**
Si
- 9. ¿Tiene algún tipo de ERNC de preferencia? ¿Por qué?**
Solar. Porque tiene algún grado de predictibilidad, y últimamente han bajado los precios (es relativamente competitiva).
- 10. ¿Le interesa un contrato de suministro ERNC? ¿Por qué?**
Sí solo sí es competitivo. Nos interesan porque los solares están siendo viables y se están construyendo, en cambio los térmicos no se construyen porque están siendo judicializados y se demoran excesivamente. No nos interesan contratos de suministro ERNC *per sé*.
- 11. ¿Cuán importante son las ERNC en el abastecimiento de su empresa?**
No son importantes. No debemos cumplir con la ley 20/25 pues la obligación es para generadores. Además, la empresa no es cliente final.
- 12. En caso que la respuesta anterior fuese afirmativa, le interesaría contratarse con una empresa eléctrica con amplio respaldo físico a nivel nacional, o en vez de ello con una pequeña empresa a nivel nacional, pero con gran experiencia internacional?**
Prefiero pequeña nacional pero con experiencia internacional, ya que tienen mayor experiencia. A través de términos contractuales, la empresa minimiza los riesgos de incumplimiento de contrato.
- 13. En particular, ¿le interesaría contratar la producción de una central fotovoltaica?**
Depende del precio, podría ser una opción viable.
- 14. ¿Cuál es su percepción acerca de los costos de inversión de este tipo de centrales?**

Son más caras que una tradicional pero están llegando a niveles competitivos.

15. ¿Cuál es el rango de precio que estaría dispuesto a pagar por un contrato de este tipo? ¿Estaría dispuesto a pagar sobreprecio por este tipo de energía?

Hasta 120 [USD/MWh]. No estamos dispuestos a pagar sobreprecio.

iii. Empresa Distribuidora 2

1. **¿Conoce las distintas fuentes para generar energía eléctrica? En particular, conoce las fuentes ERNC?**

Sí.

2. **¿Cuáles son los atributos que considera para contratar, en relación a la fuente de generación eléctrica? Para su empresa, ¿es relevante la fuente de su suministro eléctrico (diésel, GNL, carbón, ERNC, etc).**

Precio de licitación de suministro a clientes regulados. Por ahora no nos ha sido una condicionante el contratar un tipo específica de fuente de generación.

3. **¿Conoce cuáles son las ventajas y desventajas por cada tipo de energía?**

Fuente	Ventajas	Desventajas
Diésel	Generación estable, rápida de instalar y localizar	Altamente Contaminante, CV altamente fluctuante. En alta demanda, riesgo de conseguir combustible a tiempo.
GNL	Generación estable, rápida de instalar y localizar y menores emisiones contaminantes	Costos muy altos y riesgos para toma de contratos Take or pay para conseguir precios competitivos
Carbón	Generación estable y a precio competitivo	Contaminante, requiere importante logística poco escalable y alto nivel de rechazo social
ERNC	Bajo nivel contaminante y de intervención en el medio ambiente.	Suministro intermitente lo que implica que requiere de las fuentes anteriores para la

		seguridad del sistema. Alto nivel de inversión a baja escalas.
--	--	--

4. **Refiera por favor un ordenamiento de cada tecnología de generación, como preferencia para establecer un contrato.**
Hidráulica, ERNC, GNL, Carbón y Diésel.
5. **¿Cuáles son los atributos que le pediría a su proveedor de energía eléctrica? ¿Cuál es el atributo más importante en la elección de un suministrador?**
Precio, Capacidad y trayectoria en el mercado y capacidad financiera. Por ejemplo: precio, experiencia, etc.
6. **¿Con qué empresa tiene contrato?**
ENDESA y COLBUN ¿Cuándo expira? R: 2015 (parte de ENDESA) y 2019 (ENDESA y COLBUN).
7. **¿Cuál es el porcentaje que representa los costos por abastecimiento de suministro eléctrico respecto del total de costos?**
Teóricamente, este costo debiera ser transferido íntegramente al cliente para quedarnos sólo con el VAD de las distribuidoras.
8. **En particular, ¿conoce las ventajas y desventajas de la generación ERNC?**
Indicadas en p 3.
9. **¿Tiene algún tipo de ERNC de preferencia? ¿Por qué?**
Sí, Minihidro y Biomasa, por mayor continuidad de suministro.
10. **¿Cuán importante son las ERNC en el abastecimiento de su empresa?**
No tiene un factor preponderante a la hora de contratar, ya que prima el precio.
11. **¿Le interesa un contrato de suministro ERNC? ¿Por qué?**
Sí, pero sólo con una energía firme en una licitación de suministro, porque nos interesa fomentar este tipo de proyectos.
12. **En caso que la respuesta anterior fuese afirmativa, le interesaría contratarse con una empresa eléctrica con amplio respaldo físico a**

nivel nacional, o en vez de ello con una pequeña empresa a nivel nacional, pero con gran experiencia internacional?

Si se presentan y son aceptadas cualquiera de las dos empresas a una licitación no tenemos inconvenientes, aunque además de la experiencia y el respaldo físico nos interesaría que tuviera respaldo financiero para evitar el riesgo para las distribuidoras que significa la quiebra de estas empresas (caso Campanario) por insolvencia.

13. En particular, ¿le interesaría contratar la producción de una central fotovoltaica?

Para este caso, preferiríamos algo más estable en términos de producción las 24 horas aunque si dicha empresa oferta en una licitación el suministro continuo, no tenemos inconvenientes.

14. ¿Cuál es su percepción acerca de los costos de inversión de este tipo de centrales?

En baja escala, aún son altos aunque hay que decir que en algunos casos han bajado notoriamente (fotovoltaica).

15. ¿Cuál es el rango de precio que estaría dispuesto a pagar por un contrato de este tipo? ¿Estaría dispuesto a pagar sobreprecio por este tipo de energía?

Hasta el precio techo de las licitaciones de suministro, no estaría dispuesto a pagar sobreprecio (precio techo actual = 130 [USD/MWh])

16. ¿Están dispuestos a establecer un contrato con un fotovoltaico siguiendo su curva de generación, o sólo estarían dispuestos a comprar de acuerdo a la curva de carga del consumo?

Sólo los bloques completos de suministro que demande la distribuidora en una licitación.

iv. Empresa Generadora 1

1. **¿Conoce las distintas fuentes para generar energía eléctrica? En particular, conoce las fuentes ERNC?**

Sí.

2. **¿Cuáles son los atributos que considera para contratar, en relación a la fuente de generación eléctrica? Para su empresa, ¿es relevante la fuente de su suministro eléctrico (diésel, GNL, carbón, ERNC, etc.).**

Factor de planta, Ubicación del recurso. Por ahora no nos ha sido una condicionante el disponer de un tipo específica de fuente de generación.

3. **¿Conoce cuáles son las ventajas y desventajas por cada tipo de energía?**

Fuente	Ventajas	Desventajas
Diésel	Generación estable, rápida de instalar y localizar	Altamente Contaminante, CV altamente fluctuante. En alta demanda, riesgo de conseguir combustible a tiempo.
GNL	Generación estable, rápida de instalar y localizar y menores emisiones contaminantes	Costos muy altos y riesgos para toma de contratos Take or pay para conseguir precios competitivos
Carbón	Generación estable y a precio competitivo	Contaminante, requiere importante logística poco escalable y alto nivel de rechazo social
ERNC	Bajo nivel contaminante y de intervención en el medio ambiente.	Suministro intermitente lo que implica que requiere de las fuentes anteriores para la seguridad del sistema.

		Alto nivel de inversión a baja escalas.
--	--	---

4. Refiera por favor un ordenamiento de cada tecnología de generación, como preferencia para establecer un contrato.

Hidráulica, ERNC, GNL, Carbón y Diésel

5. ¿Cuáles son los atributos que le pediría a su proveedor de energía eléctrica? ¿Cuál es el atributo más importante en la elección de un suministrador?

Precio, Capacidad y trayectoria en el mercado y capacidad financiera. Por ejemplo: precio, experiencia, etc.

6. ¿Con qué empresa tiene contrato? ¿Cuándo expira?

Contrato con empresas Mineras (como suministrador) 3 años más.

7. ¿Cuál es el porcentaje que representa los costos por abastecimiento de suministro eléctrico respecto del total de costos?

Actualmente no tenemos costos asociados, ya que los transferimos al cliente.

8. En particular, ¿conoce las ventajas y desventajas de la generación ERNC?

Indicadas en p3.

9. ¿Tiene algún tipo de ERNC de preferencia? ¿Por qué?

Si, Minihidro y Biomasa, por mayor continuidad de suministro.

10. ¿Cuán importante son las ERNC en el abastecimiento de su empresa?

Sólo para cumplir con la cuota asociado a los contratos de suministro.

11. ¿Le interesa un contrato de suministro ERNC? ¿Por qué?

Si, para cumplir con contratos y aprovechar las oportunidades comerciales.

12. En caso que la respuesta anterior fuese afirmativa, le interesaría contratarse con una empresa eléctrica con amplio respaldo físico a nivel nacional, o en vez de ello con una pequeña empresa a nivel nacional, pero con gran experiencia internacional?

No tenemos una preferencia en particular, aunque si fuera para grandes volúmenes, preferiría la primera opción.

13. En particular, ¿le interesaría contratar la producción de una central fotovoltaica?

Nos interesa, estamos analizando esta tecnología.

14. ¿Cuál es su percepción acerca de los costos de inversión de este tipo de centrales?

En baja escala, aún son altos aunque hay que decir que en algunos casos han bajado notoriamente (fotovoltaica).

15. ¿Cuál es el rango de precio que estaría dispuesto a pagar por un contrato de este tipo? ¿Estaría dispuesto a pagar sobreprecio por este tipo de energía?

Entre 70 – 85 US\$/MWh. No estaría dispuesto a pagar sobreprecio.

16. ¿Entre qué rangos estaría dispuesto a pagar por el atributo ERNC?

Entre 5 y 10 [USD/MWh].

17. ¿Están dispuestos a establecer un contrato con un fotovoltaico siguiendo su curva de generación, o sólo estarían dispuestos a comprar de acuerdo a la curva de carga del consumo?

Preferiríamos comprar de acuerdo al consumo para no tener que comprar cuando no produzca.

v. Empresa Generadora 2

1. ¿Conoce las fuentes ERNC?

Si

2. ¿Cuáles son los atributos que considera para contratar, en relación a la fuente de generación eléctrica? ¿Para su empresa, es relevante la fuente de su suministro eléctrico (diésel, GNL, carbón, ERNC, etc).

No aplica pues contrata atributo, por lo que solo le interesa la ERNC.

3. ¿Conoce cuáles son las ventajas y desventajas por cada tipo de energía?

Sí.

4. Refiera por favor un ordenamiento de cada tecnología de generación, como preferencia para establecer un contrato.

No aplica pues estamos hablando de atributo ERNC, por lo que no importa cuál generador ERNC lo genere (sea biomasa, minihidro, eólica, solar o geotérmica).

5. ¿Cuáles son los atributos que le pediría a su proveedor del atributo? ¿Cuál es el atributo más importante en la elección de un suministrador? Por ejemplo: precio, experiencia, etc.

Factor de planta, solvencia económica: estructura patrimonio deuda, etc.

6. ¿Con qué empresa tiene contrato de atributo ERNC? ¿Cuándo expira?

No responde.

7. ¿Cuál es el porcentaje de costos que representa la energía eléctrica respecto al total?

No aplica pues el giro es generación.

8. En particular, ¿conoce las ventajas y desventajas de la generación ERNC?

Sí.

9. ¿Tiene algún tipo de ERNC de preferencia? ¿Por qué?

Si, geotermia. Por estabilidad en la generación.

**10. ¿Le interesa un contrato de suministro ERNC para acreditar atributo?
¿Por qué?**

Si, absolutamente. Nos interesa el atributo pues no contamos con medios propios de generación suficientes para cumplir con la ERNC que impone la regulación actual respecto a mis contratos.

11. ¿Cuán importante son las ERNC en el abastecimiento de su empresa?

No les interesa las ERNC, el objetivo de la compañía no es vender ERNC. Se construyó otra empresa ERNC para cumplir con la obligación pero no es el centro del negocio de la matriz.

12. En caso que la respuesta anterior fuese afirmativa, le interesaría contratarse con una empresa eléctrica con amplio respaldo físico a nivel nacional, o en vez de ello con una pequeña empresa a nivel nacional, pero con gran experiencia internacional?

La empresa se fija en el riesgo de las empresas para efectuar contratos de suministro y de atributos. Prefiere la que tenga más respaldo financiero, ante una evaluación del mismo precio. Si la empresa con gran respaldo a nivel nacional ofrece precio más alto, se debe evaluar pero puede primar el riesgo antes que el precio.

13. En particular, ¿le interesaría contratar el atributo de la producción de una central fotovoltaica?

Antes del proyecto no, después una vez construido sí.

14. ¿Cuál es su percepción acerca de los costos de inversión de este tipo de centrales?

Tienen costos de inversión altos, pero han bajado en el tiempo.

15. ¿Cuál es el rango de precio que estaría dispuesto a pagar por un contrato de este tipo? ¿Estaría dispuesto a pagar sobreprecio por este tipo de energía?

10-12 [USD/MWh] (la multa vale alrededor de 30). Estás dispuesto a pagar precio de mercado, nunca un sobreprecio por potenciar una tecnología en particular.

b. Tablas

FUENTE DE ENERGÍA	POTENCIA NETA TOTAL [MW]	POTENCIA NETA TOTAL [%]
Convencional	12,689.6	95.18%
ERNC	642.5	4.82%
Potencia Total Instalada	13,332.2	100.00%

Tabla 14: Composición matriz de generación SIC. Fuente: CNE

TIPO DE TECNOLOGÍA	POTENCIA NETA TOTAL [MW]	POTENCIA NETA TOTAL [%]
Hidráulica Embalse	3,393.4	25.45%
Gas Natural	2,560.7	19.21%
Hidráulica Pasada	2,522.9	18.92%
Petróleo Diesel	2,403.8	18.03%
Carbón	1,338.6	10.04%
Carbón - Petcoke	561.9	4.21%
Eólica	195.7	1.47%
Biomasa	193.1	1.45%
Biomasa-Petróleo N°6	86.0	0.65%
Petcoke	63.0	0.47%
BioGas	11.8	0.09%
Solar	1.1	0.01%
Potencia Total Instalada	13,332.2	100.00%

Tabla 15: Potencia instalada y tecnología en el SIC a fines de 2012. Fuente: CNE

PROPIETARIO	POTENCIA NETA TOTAL [MW]	POTENCIA NETA TOTAL [%]
ENDESA	4,160.1	31.20%
COLBUN	2,686.2	20.15%
AES GENER	924.4	6.93%
PEHUENCHE	700.0	5.25%
GUACOLDA	561.9	4.21%
EMPRESA ELÉCTRICA PANGUE	465.8	3.49%
SOCIEDAD ELECTRICA DE SANTIAGO	461.9	3.46%
ENLASA	274.9	2.06%
ELECTRICA VENTANAS	249.0	1.87%
HIDROELECTRICA LA HIGUERA	212.3	1.59%
DUKE ENERGY	199.0	1.49%
ARAUCO BIOENERGIA	58.3	0.44%
HIDROELECTRICA LA CONFLUENCIA	162.8	1.22%
IC POWER	152.3	1.14%
SAGESA	142.3	1.07%
IBENER	139.8	1.05%
TERMoeLECTRICA LOS ESPINOS	123.4	0.93%
PACIFIC HYDRO CHILE	122.7	0.92%
OTROS	1,535.2	11.51%
Potencia Total Instalada	13,332.2	100.00%

Tabla 16: Potencia instalada por propietario en el SIC. Fuente: CNE

Clientes Libres						
Nombre proyecto	Controlador	Tipo de proyecto	Fecha estimada de inicio consumos	Demanda estimada [MW]	Demanda estimada [GWh]	Ingreso por venta energía [kUSD] @ 87 [USD/MWh]
Pascua Lama	Barrick	Minero	Actualmente detenido	99	867.24	\$ 75,450
Caserones	Lumina Copper S.A.	Minero	2014	130	1138.8	\$ 99,076
Cerro Negro Ampliación	Comp. Minera Cobriza S.A.	Minero	2013	27	236.52	\$ 20,577
El Morro	Goldcorp	Minero	Actualmente detenido	171	1497.96	\$ 130,323
Cerro Casale	Barrick	Minero	2017	228	1997.28	\$ 173,763
Santo Domingo	Minera Santo Domingo	Minero	2019	99	867.24	\$ 75,450
Total						\$ 574,638

Tabla 17: Listado de proyectos mineros más importantes del SIC. Fuente: *Elaboración Interna*

Energía a licitar clientes regulados		
Año	Energía GWh	Ingreso est. por venta de energía kUSD @ 87 [USD/MWh]
2014	901	\$ 78,406
2015	3,370	\$ 293,223
2016	6,288	\$ 547,016
2017	7,721	\$ 671,748
2018	9,101	\$ 791,790
2019	10,494	\$ 913,013
2020	16,322	\$ 1,419,996
2021	19,952	\$ 1,735,806
2022	26,438	\$ 2,300,069
2023	30,047	\$ 2,614,125
2024	38,602	\$ 3,358,400
2025	44,117	\$ 3,838,200
2026	47,959	\$ 4,172,449
2027	49,528	\$ 4,308,928
2028	50,883	\$ 4,426,858
2029	52,246	\$ 4,545,379
2030	53,615	\$ 4,664,491

Tabla 18: Energía a licitar clientes regulados.

Central	Año	Mes	Capacidad [MW]
Eólica Negrete	2013	Agosto	8.5
Laja1	2013	Agosto	36.8
Pulelfu	2013	Septiembre	9
Roblería	2013	Septiembre	4
Los_Hierros	2013	Octubre	20
Lautaro_3	2014	Febrero	21.3
Angostura	2014	Febrero	316
Eo_El_Arrayán	2014	Marzo	31.5
El_Paso	2014	Noviembre	40
Guacolda_5	2015	Agosto	136.2
Eo_Genérica_1	2018	Junio	5
Las_Lajas	2018	Julio	256
Alfalfa_2	2018	Diciembre	275
Eo_Genérica_2	2019	Julio	10
Sta_María_2	2020	Febrero	332.7
Los_Robles_1	2021	Septiembre	338.6
Teno-Hidro	2022	Enero	112.2
Eo_Genérica_3	2022	Enero	10
Los_Robles_2	2022	Marzo	338.6
Neltume	2022	Julio	473
Lontué	2023	Enero	158.35
Punta_Alcalde	2023	Mayo	338.6
Punta_Alcalde_2	2024	Mayo	338.6
Baker_1	2025	Junio	660
Chacritas	2026	Marzo	79
Ñuble	2027	Enero	136
Pascua_2.2	2027	Mayo	500
Pascua_2.1	2029	Abril	770
Pascua1	2030	Enero	460

Tabla 19: Plan de obras a considerar en modelo SDDP. Fuente: Elaboración Interna

Escenarios			
N° Escenario	Gas USD/MMBTu	Diesel USD/barril	Carbon USD/ton
1) Caso Base	10	112	111.4
2)	7.7	40	60
3)	7.7	65	60
4)	7.7	75	95
5)	10	75	95
6)	10	105	95
7)	10	105	95
8)	12	105	120
9)	12	140	141.4
10)	19	200	185

Tabla 20: Escenarios de precios de combustibles usados en análisis de Montecarlo. Fuente: *Elaboración Interna*

Año	Demanda [GWh/año]	Tasa de Crecimiento %
2014	52,806	
2015	55,827	5.70%
2016	59,090	5.80%
2017	62,828	6.30%
2018	65,693	4.60%
2019	68,905	4.90%
2020	72,506	5.20%
2021	77,181	6.40%
2022	80,804	4.70%
2023	83,878	3.80%
2024	87,155	3.90%
2025	90,000	3.30%
2026	92,854	3.20%
2027	95,682	3.00%
2028	98,485	2.90%
2029	101,198	2.80%
2030	103,893	2.70%

Tabla 21: Demanda a considerar en modelo SDDP. Fuente: *Elaboración Interna*