



**“PROYECTO PLANTA TERMO SOLAR PARA COMPAÑÍA
MINERA EN CHILE”
Parte II**

**PLAN DE NEGOCIOS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN ADMINISTRACIÓN**

**Alumno: Heinz Busch O.
Profesor Guía: Claudio Dufeu**

Antofagasta, Agosto de 2015

Tabla de contenidos

1.	RESUMEN EJECUTIVO	4
2.	OPORTUNIDAD DE NEGOCIO	5
3.	ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA, COMPETIDORES Y CLIENTES	10
3.1.	ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA	10
3.1.1.	<i>Identificación de actores claves de la industria.</i>	10
3.1.2.	<i>Identificación de macro segmentos.</i>	11
3.1.3.	<i>Análisis del entorno de la industria</i>	11
3.1.4.	<i>Regulación medioambiental.</i>	12
3.1.5.	<i>Análisis y respaldo de las tendencias de la industria, identificar ciclos de vida</i>	13
3.1.6.	<i>Análisis de Stakeholders y otros públicos para sustentabilidad</i>	14
3.1.7.	<i>Competidores</i>	15
3.1.8.	<i>Identificación y caracterización de los competidores</i>	18
3.1.9.	<i>Tamaño del mercado objetivo y sus tendencias.</i>	19
3.1.10.	<i>Análisis de fuerzas competitivas del sector (Análisis de Porter).</i>	20
3.1.11.	<i>Conclusiones</i>	23
4.	PLAN DE OPERACIONES	23
4.1.	ESTRATEGIA DE OPERACIONES.....	23
4.2.	FLUJO DE OPERACIONES	24
4.3.	TECNOLOGÍA, PROCESOS, RECURSOS CLAVES Y ROL DE LAS PERSONAS	25
4.4.	UBICACIÓN GEOGRÁFICA (OFICINAS, BODEGAS Y PUNTOS DE VENTA)	25
5.	GESTIÓN DE PERSONAS	26
5.1.	ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	26
5.2.	DETERMINAR DOTACIÓN Y SUS CARACTERÍSTICAS.....	26
5.3.	INCENTIVOS Y COMPENSACIONES.....	27
6.	PLAN FINANCIERO.....	28
6.1.	TABLA DE SUPUESTOS.....	28
6.2.	ESTIMACIÓN DE INGRESOS	28
6.5.	REQUERIMIENTOS DE CAPITAL	31
6.6.	INVERSIÓN EN ACTIVO FIJO.....	31
6.7.	CAPITAL DE TRABAJO.....	31
6.8.	ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO	32
6.9.	RATIOS FINANCIEROS RELEVANTES	32
6.10.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	33
6.11.	OFERTA PARA EL INVERSIONISTA.....	33
9.	ANEXOS.....	38
A.	LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS	38
B.	REPORTE MENSUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO MAYO 2015 – VOLUMEN 4	42
C.	ANÁLISIS DE CONSUMO ELÉCTRICO EN EL CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO.....	45

1. Resumen Ejecutivo

La empresa minera estudiada, es una sociedad contractual minera, dedicada a la explotación y procesamiento de Cobre y Molibdeno. Su yacimiento se ubica en la Región de Antofagasta y Comuna de Sierra Gorda. Es un yacimiento de baja ley en cobre y alta concentración de Molibdeno, con reservas comprobadas de más de 21 años a un ritmo de explotación de 110.000 Toneladas de procesamiento diario.

La energía eléctrica, se obtiene del Sistema Interconectado del Norte Grande, en adelante SING, mediante un contrato spot. Sin embargo está en construcción una central termoeléctrica, en adelante CTE. CTE se construye en la comuna de Mejillones, distante a 180 km de la faena, es propiedad de la empresa AesGener y venderá la energía eléctrica a la minera mediante un contrato de suministro de energía, que fue suscrito entre las partes en Julio del año 2012. La Planta CTE entrará en operación comercial en Junio del año 2016. Este contrato, en adelante el PPA 1, tiene una duración de 21 años y define, entre otras cosas la cantidad de energía suministrada, su precio y la fórmula de actualización que se aplicará.

La compañía minera posee una de las tasas más altas de radiación solar del mundo a lo largo de todo el año. Además dispone de terrenos en cantidad suficiente dentro de las mismas instalaciones de la minera ya condenados para la explotación minera, es decir sin recursos minerales en el subsuelo. Finalmente está el hecho de que los costos de las tecnologías relacionadas a la generación de energía eléctrica a partir de la energía solar se han vuelto totalmente competitivos con las tecnologías convencionales. Estos tres factores permiten analizar la factibilidad de construir una planta de generación eléctrica termo solar, en adelante PTS, que pueda abastecer parcial o totalmente la demanda de energía de la minera.

Los aspectos claves para que la minera decida la realización del proyecto PTS está: 1) El desarrollo de una estrategia comercial que permita liquidar los excedentes de energía en el mercado eléctrico del SING. Este excedente de energía se producirá al reemplazar total o parcialmente la energía de los contratos existentes con la energía que provendrá de la PTS. 2) Cumplir con el pago de los costos fijos asociados al contrato con CTE y 3) Obtener un

precio unitario final de energía para la compañía minera menor al que se obtendría si la energía fuera suministrada únicamente desde CTE.

El análisis de esta propuesta de negocio aborda cada uno de los aspectos claves mencionados en el párrafo anterior. Además permite establecer una propuesta concreta para un inversionista que desee desarrollar esta oportunidad de negocio. Se plantea como modelo de negocios el que un tercero, seleccionado a través de un proceso de licitación, financie, construya y opere la PTS y comercialice para la minera la energía sobrante que se producirá, con un contrato con la compañía minera por un período de 21 años.

2. Oportunidad de Negocio

La energía eléctrica obtenida de fuentes alternativas, tales como el sol, viento, mareas y biomasas han comenzado a ser competitivas en costos a las tecnologías tradicionales, principalmente por la madurez que han alcanzado algunas de las tecnologías para energías renovables. Por otro lado, el hecho de que estas energías renovables no utilicen un combustible tal como el petróleo, gas o carbón permite establecer precios futuros o de largo plazo que no tengan incorporado la volatilidad propia de los combustibles tradicionales.

La oportunidad de negocio que ofrece la minera consiste en que un tercero, financie, construya y opere una PTS, de al menos 100 MW de capacidad, por un período de 21 años, y gestione la venta de la energía sobrante de CTE, durante el mismo período en el mercado eléctrico. La compañía minera pone a disposición de este tercero, terrenos en cantidad suficiente y el acceso a la subestación principal, para el acceso a las redes de distribución propias de la faena. La compañía minera pagará un precio fijo por MWh producido por la PTS y consumido por la minera. Entre el tercero y la minera se suscribirá un contrato de suministro de energía, en adelante el PPA 2, por un período de 21 años.

Esta oportunidad de negocio tendrá sentido para la minera, en la medida que el valor final de la energía que pagará la minera sea menor que la energía que pagaría sin proyecto PTS.

Para entender la propuesta de valor de esta oportunidad de negocio, para cada una de las partes, se analizará la estructura de costos de la energía para un cliente del sistema interconectado.

El análisis utilizará la misma estructura de costos definida en el contrato de suministro de energía entre CTE y la minera, en adelante el PPA 1, que es bastante estándar dentro de los contratos de suministro de energía del sector. El PPA1 establece que, a partir de la Fecha de Inicio del Precio de Suministro LP, el precio por el Suministro será:

1. Cargo Fijo Mensual
2. Cargo Mensual por Energía Activa
3. Cargo Mensual por Energía Reactiva
4. Cargo por Peajes
5. Cargo por Servicios Complementarios y Planes de Seguridad
6. Cargo por ERNC
7. Cargo por Capacidad
8. Ajuste por Sobreventa de Energía

Items	Costo USD/MWh	Porcentaje %
Variables		
Cargo Energía Activa	45,02	35,1
Cargo ERNC	1,36	1,1
Peajes y SS CC	15,04	11,7
Fijos		
Cargo Fijo Mensual	58,63	45,7
Cargo por Capacidad	14,83	11,6
Ajuste por Sobreventa	-6,7	-5,25
TOTAL	128,17	100,0

Tabla 1: Cargos Unitarios asociados al precio de la Energía (USD/MWh)

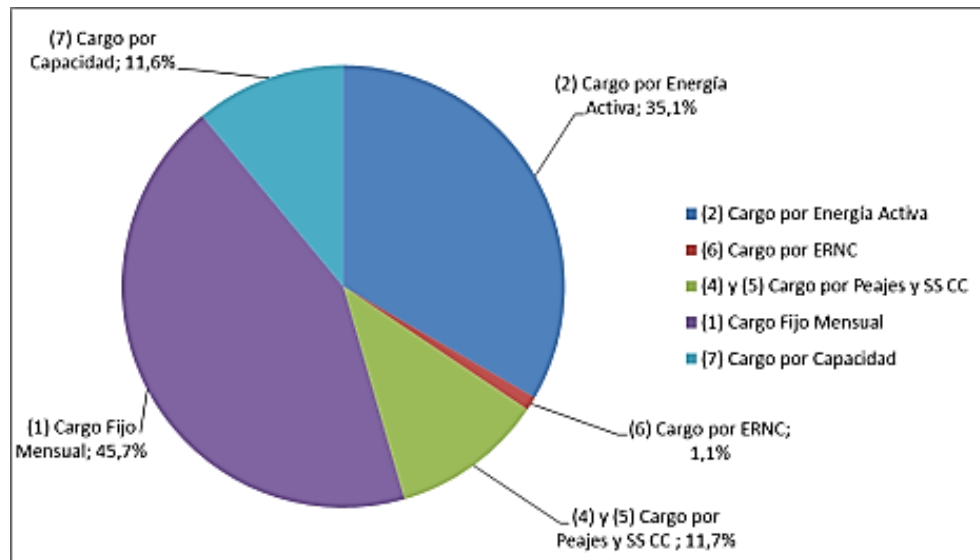


Gráfico 1: Distribución Cargos Unitarios asociados al precio de la Energía (USD/MWh)

El costo fijo asociado a la inversión realizada en CTE (ítem 1), se deberá pagar mensualmente, durante los 21 años del contrato, exista o no consumo energía por parte de la minera. En caso de existir excedentes de energía en CTE, ésta se revenderá, ya sea en el mercado eléctrico mayorista (mercado spot) o a través de un contrato de suministro a otro cliente que requiera energía. El ingreso producto de la venta de energía, será de la minera, quién solo deberá cancelar a CTE el costo de la energía generada. La diferencia entre el precio de venta y el precio de generación, será imputada al costo total de la energía para la minera como Ajuste por Sobreventa de Energía (ítem 8).

Para el caso base, el precio de la energía sobrante se venderá a su costo de desarrollo, que se presenta en la tabla 2. El cálculo del costo de desarrollo se ha realizado sobre la base de una central termoeléctrica típica de 320 MW de Capacidad.

Ítems	Unidad	Valor
Capacidad Instalada	MW	350
Capacidad Neta	MW	320
Línea de conexión	MUSD	25
Consumo específico	Kg/kWhnet	0,352
Disponibilidad anual	%	87
Costo Combustible	USD/MWh	35
Costos Variable no asociados al	USD/MWh	2

Combustible		
Cargo por transmisión	MUSD/año	4,9
Costos fijos O&M	MUSD/año	14
Impuestos a emisiones	USD/MWh	5
Costo total promedio de la energía	USD/MWh	78,5
Costo total Monómico (Energía + capacidad)	USD/MWh	89,5

Tabla 2. Costo Desarrollo [USD/MWh] Central Termoeléctrica a Carbón

Si no se consume energía desde el PPA 1, entonces no habría cargo por concepto de los ítems 2 al 7. Si el precio de reventa de la energía fuera 81 USD/MWh, 9,5% por debajo del costo de desarrollo, entonces el ítem 8 Ajuste por sobreventa de energía sería igual al costo fijo ítem 1. Entonces el PPA 1 sería indiferente para la minera y su precio de la energía sería el precio alternativo que pueda ofrecer el tercero.

De la última licitación pública (Dic'2014), realizada por la CNE (Comisión Nacional de Energía) en que se licitaron varios bloques de energía para clientes regulados del Sistema Interconectado Central (SIC) por un período de 15 años, se obtiene la información del costo de desarrollo de las tecnologías renovables. Para la tecnología termo solar presentada por Abengoa Solar SA con generación eléctrica continua las 24 horas, se adjudicó un bloque marginal en 114,821 USD/MWh por concepto de energía y 8,9176 USD/MWh por concepto de potencia, es decir un monómico de 123,7386 USD/MWh. El bloque marginal, es aquel cuya demanda no tiene certeza de que ocurra siempre, sino que tiene un perfil de demanda ligado a días laborales. Por lo tanto, este precio ofertado incorpora el riesgo inherente al mercado y la incertidumbre de si la energía será efectivamente consumida por los clientes regulados (consumos domiciliarios y pequeños consumidores industriales). Por otro lado, se tiene el precio ofertado por un desarrollador de primer nivel de plantas termo solares en el mundo cuya oferta para la minera, bajo la modalidad con financiamiento, construcción y operación por 25 años es de 104 USD/MWh. Por lo tanto, los valores para el caso base serían:

	Precio Final Energía SG	
	Sin Proyecto	Con Proyecto
Costo Total Energía suministrada por PPA 1	128,17	81,00
Precio Venta Energía Sobrante		-81,00
Costo Total Energía suministrada por PPA 2		104,00
Precio Final para SG	128,17	104,00

Tabla 3. Precio Final Energía Con/Sin Proyecto PTS

De la tabla 3 se desprende que la reducción en costos para la minera por concepto de energía será de 18,85%. Por otro lado el Ministro de Energía del actual gobierno ha señalado públicamente que el precio objetivo de la energía para el proceso de licitación 2016 para clientes regulados del SIC será de 96 USD/MWh. Esto representa una oportunidad de venta de la energía sobrante del PPA1 a un precio mayor de los 81 USD/MWh que satisfacen a la minera. Los 15 USD/MWh serán de beneficio de la PTS, ya que será parte de su responsabilidad la venta de la energía sobrante. Con esto, el precio final de venta de la energía de la PTS llega a 119 USD/MWh en el año 2020 con certeza del 100% de consumo, en comparación con los 123,7386 USD/MWh de Abengoa Solar SA que no tienen 100% de certeza de consumo.

En resumen, la oportunidad de negocios genera el siguiente valor para las partes:

1. Para la minera:
 - a. Descenso de un 19% en los costos totales de energía, equivalente a un incremento de un 3,5% en sus utilidades netas del negocio.
 - b. Aumento de su reputación por una notable disminución en la huella de carbono en su producción de concentrado de cobre y molibdeno
2. Para PTS:
 - a. Contrato a 21 años con un precio de venta base de 104 USD/MWh.
 - b. Incremento en el precio de venta de 15 USD/MWh por venta de energía sobrante de la minera en la licitación 2016. El suministro asociado a esta licitación es por 20 años y comenzaría el 2020.

- c. Desarrollo incremental. Ofrecimiento de terrenos adicionales por parte de la minera para desarrollo de plantas del tipo fotovoltaico (menor costo de capital dentro de las tecnologías renovables), que permitirán aprovechar al máximo la infraestructura de conexión al sistema interconectado que actualmente posee la minera.

3. ANALISIS DE LA INDUSTRIA, COMPETIDORES y CLIENTES

3.1. Análisis de la Industria

3.1.1. Identificación de actores claves de la industria.

El sector eléctrico en Chile se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos (Anexo A.) y controlado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), y el Ministerio de Energía.

La industria de la energía eléctrica en Chile se divide en tres grandes segmentos que son la generación, transmisión y distribución. Las empresas generadoras de electricidad venden su producción a las empresas distribuidoras, a clientes no regulados y a otras empresas generadoras, a través del mercado regulado, denominado mercado spot. El sector de transmisión se compone de empresas que transmiten a alta tensión la electricidad producida por las empresas generadoras. El sector de distribución está definido como el que comprende cualquier suministro a clientes finales a un voltaje no superior a 23 kV.

Estos tres grandes segmentos o negocios operan en forma interconectada y coordinada, y su principal objetivo es el de proveer energía eléctrica al mercado, al mínimo costo y preservando los estándares de calidad y seguridad de servicio exigido por la normativa eléctrica. Debido a sus características esenciales, las actividades de Transmisión y Distribución constituyen monopolios naturales, razón por la cual son segmentos regulados como tales por la normativa eléctrica, exigiéndose el libre acceso a las redes y la definición de tarifas reguladas.

Las compañías involucradas en la Generación y Transmisión en un sistema eléctrico interconectado deben coordinar sus operaciones en forma eficiente y centralizada a través de un ente operador, el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), con el fin de operar el sistema a mínimo costo, preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CDEC planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo del costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores realizadas en el CDEC.

3.1.2. Identificación de macro segmentos.

El sistema eléctrico está dividido en cuatro segmentos: el Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), y dos sistemas aislados de Aysén y Magallanes; con una potencia total instalada de 19.042 MW. Los dos actores principales que poseen el 99% del mercado, son el Sistema Interconectado Central (SIC) que se extiende por 2.400 km. uniendo Taltal por el norte hasta Quellón, en la Isla de Chiloé por el sur, con una potencia instalada de 14.942MW (78.5% del total). Los clientes del SIC son en un 90% residencial. El Sistema Interconectado del Norte Grande, SING, que cubre la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando unos 700 km, donde se encuentra gran parte de la industria minera, con una potencia instalada de 3.943 MW (20.7% del total). Los clientes son mayoritariamente industrias (minería), que demandan el 90% de la generación del SING.

Dentro de cada Sistema interconectado, la matriz eléctrica esta diversificada. En el caso del SIC, el 27% proviene de hidroeléctricas, 21% de diésel, 15% Carbón, 14% Hidráulica-pasada, 12% Gas Natural Licuado (GNL), 5% eólica, 3% Biomasa, 2% Mini-hidroeléctrica y 1% otros. En el caso del SING, la matriz es de 49% carbón, 37% GNL, 5% diésel, 5% Otros, 2% Fotovoltaica y 2% Eólica. (Anexo B)

3.1.3. Análisis del entorno de la industria

La industria Eléctrica en Chile es un mercado regulado y con una política que define los precios con el fin de obtener un valor eficiente y atractivo para los consumidores y proveedores. El costo marginal, o precio spot, se define como el precio de la última generadora más económica en despachar energía al sistema interconectado. Debido a que

la matriz energética está diversificada en distintos tipos de combustibles, los precios de la energía estarán ligados a la volatilidad que presenten los precios de los combustibles en los mercados internacionales.

En mayo del presente año, el costo marginal promedio del SIC fue de 162.7 USD/MWh y el SING registró un costo marginal promedio de 45,2 USD/MWh. El costo marginal promedio anual acumulado a mayo en el SIC fue de 102.4 USD/MWh y en el SING fue de 49,1 USD/MWh. Dentro del entorno que hace variar este mercado está el mercado internacional del crudo Brent, el valor del gas natural reflejado por el índice del Henry Hub y el valor del carbón. El precio del Crudo ha mantenido una tendencia a la baja desde 115 USD/bbl en Julio 2014 hasta un valor de 64,4 USD/bbl en Mayo 2015; el Gas natural sigue la misma tendencia de 4,5 USD/MMBtu en Mayo 2014, hasta llegar a 2,8 USD/MMBtu en Mayo 2015. En el SIC el precio del carbón ha bajado considerablemente manteniéndose en rangos 90 a 95 USD/MMBtu, pero con el inconveniente de impacto negativo en lo medioambiental.

En el SIC una variable muy importante es la condición hidrológica, debido a que coexisten grandes centrales de embalses, en este punto las precipitaciones han sido escasas y no con un muy buen pronóstico para los siguientes años, por lo cual el precio de la energía en el SIC va a ser mayor o con tendencia al alza (la caída de agua es casi un 30 % menor al año pasado y la cota de los embalses esta un 1% más bajo).

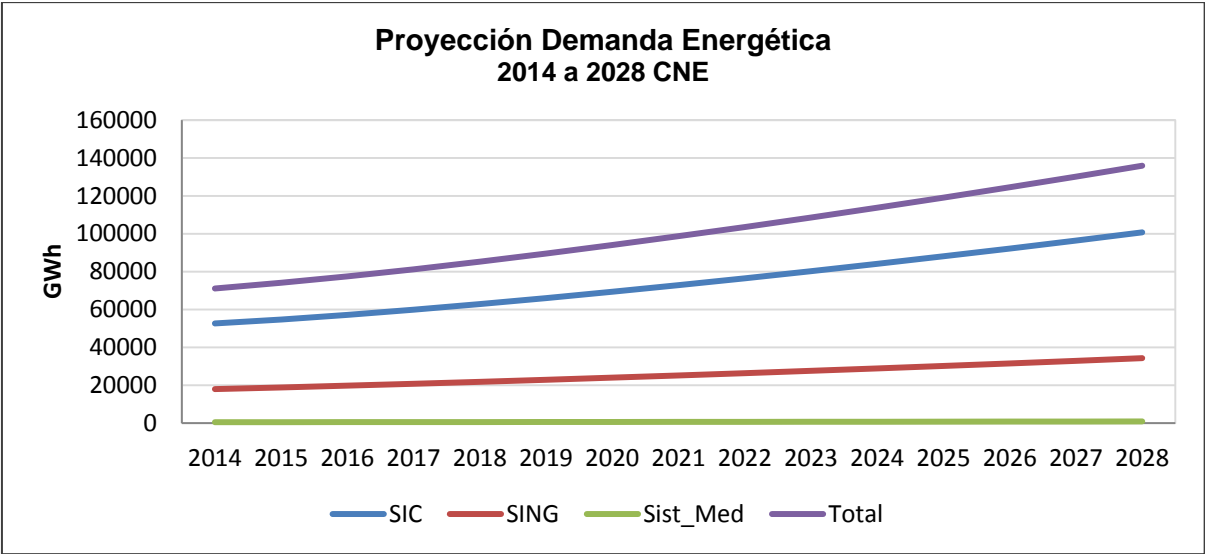
3.1.4. Regulación medioambiental.

Chile tiene numerosas leyes, reglamentaciones, decretos y ordenanzas municipales que pueden plantear consideraciones ambientales. Entre ellas se cuentan las normativas relacionadas con la eliminación de desechos, el establecimiento de industrias en áreas en que pudieran afectar la salud pública y la protección del agua para consumo humano. En materia de energías renovables, en abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257, que incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que originariamente obligaba a los generadores a que -al menos- un 5 por ciento de su energía comercializada con clientes provenga de estas fuentes renovables, entre 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5 por ciento desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, donde se alcanzará un 10 por ciento. Esta Ley ha sido recientemente modificada por otra promulgada el 14 de octubre de 2013, denominada Ley 20/25. La nueva normativa

aprobada establece para el año 2025 una cuota obligatoria de ERNC del 20 por ciento sobre la matriz eléctrica, respetando la senda de retiros contemplada en la Ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013, es decir, para los contratos firmados entre 2007 y julio de 2013, el objetivo es del 10% en 2024, mientras que para aquellos firmados después será del 20% en 2025. Esta normativa ha creado un gran dinamismo en el sector eléctrico, con un gran volumen de proyectos ERNC para tramitación de calificación medioambiental a partir del 2014.

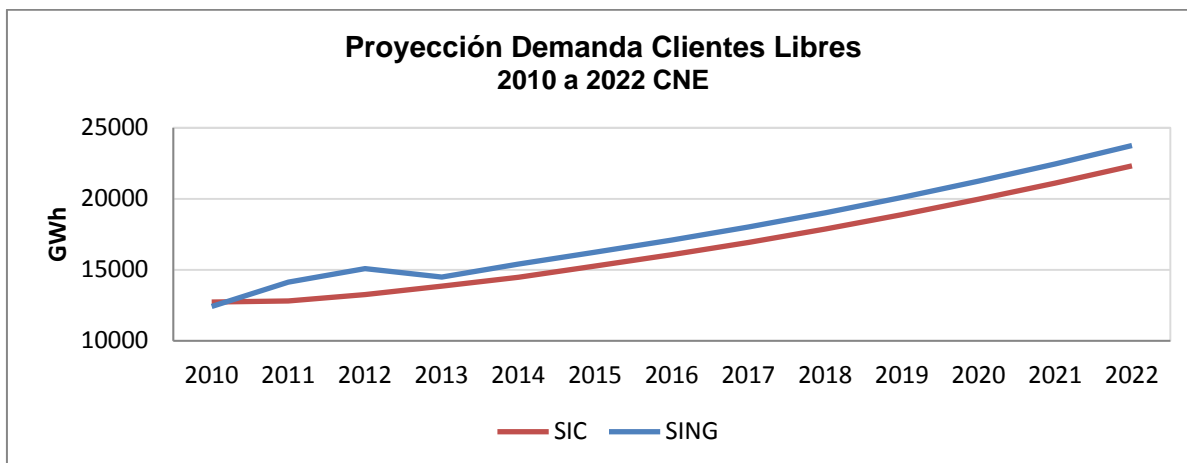
3.1.5. Análisis y respaldo de las tendencias de la industria, identificar ciclos de vida

La tendencia de la demanda de la industria energética en Chile está vinculada al PBI del país y de su población, por lo cual se estima que la demanda de esta crecerá a tasas anuales acumulativas de 4,6 a 4,7%, como se ve en la gráfica 1.



Gráfica 2. Proyección de la demanda de energía en Chile

Proyección consumo anual clientes libres crece a razón de 4,2% a 4,6% en el SIC y SING respectivamente, lo que es una buena plaza para el desarrollo de contratos y estrategias de captura de este mercado.



Gráfica 3. Proyección del consumo de clientes libres (no regulados)

3.1.6. Análisis de Stakeholders y otros públicos para sustentabilidad

La comunidad es un actor muy predominante, la oposición de esta a moverse en la dirección del GNL en vez del carbón o la hidroelectricidad, podría tener un importante costo económico para Chile. La relación entre proyectos de alto impacto y comunidades debe ser redefinida en función de conceptos como “valor compartido” y contribuir al progreso social y económico. Las ERNC no son la solución pero pueden ayudar, especialmente en los próximos años.

El Poder Legislativo, en especial la Ley 20/25 que crea importantes desafíos al sistema. La obligación que impone esta ley a la generación eléctrica en Chile ha impulsado fuertemente el desarrollo de las ERNC en los últimos años. De acuerdo a la cantidad de proyectos ingresados a la fecha, la meta del 25% de la generación en base a ERNC para el año 2025 estaría asegurada.

El Poder Ejecutivo, a través de su Ministerio de Energía, lanzó el año 2014 la Política Energética para Chile que establece los lineamientos claves para tener una matriz energética diversificada, competitiva en precios y sintonizada con la demanda. Destaca la interconexión

de los sistemas SIC y SING que permitirán disminuir los efectos de bajas condiciones hidrológicas en el SIC y desarrollar fuertemente el potencial solar existente en el SING.

La Superintendencia de Medio Ambiente, que indica que cualquier opción tecnológica requiere de un acabado análisis de su impacto en el entorno. Esto definitivamente impacta en el clima de inversiones y debe tenerse en cuenta por los desarrolladores de nuevos proyectos de energía, especialmente en el sector de generación y transmisión.

Las empresas transmisoras, donde la transmisión se convierte cada vez más en una restricción, debido a la oposición de la comunidad.

Los ciudadanos y comunidades en general deberían mejorar su acceso a mejor información sobre energía para aportar en las soluciones, más que convertirse en parte del problema.

3.1.7. Competidores

El 95.5% de la generación del SIC está concentrada en 13 empresas. Las empresas generadoras anteriores se muestran en la siguiente tabla:

POTENCIAS EN MW				
	Termoeléctricas	Hidroeléctricas	Totales	%
Arauco Generación S.A.	144.8	0.0	144.8	2%
AES Gener S.A.	411.5	244.9	656.4	8%
Colbún S.A.	1122.3	697.0	1819.3	22%
Endesa	469.0	2,097.7	2566.7	31%
Guacolda S.A.	304.0	0.0	304.0	4%
Pangue S.A.	0.0	467.0	467.0	6%
Pehuenche S.A.	0.0	623.0	623.0	8%
Soc. Eléctrica Santiago S.A.	479.0	0.0	479.0	6%
San Isidro S.A.	370.0	0.0	370.0	4%
Ibener S.A.	0.0	124.0	124.0	2%
Cenelca S.A.	101.3	145.0	246.3	3%
Soc. Generadora Austral	45.7	0.0	45.7	1%
Puyehue S.A.	0.0	39.0	39.0	0%
Otras (1)	117.4	250.7	368.1	4%
Totales	3,565.0	4,688.3	8,253.3	100%

Tabla 4. Fuente: CDEC-SIC

En este contexto, corporaciones como Aes Gener, Endesa y Colbún poseen varias empresas, pues de acuerdo a la normativa antimonopolio debieron desintegrarse. Así, como grupos, el mercado está conformado de la siguiente forma:

Capacidad Instalada por Grupo		
	CAPAC. MÁX (MW)	CAPAC. MÁX (%)
Grupo Endesa	4.027	49%
Grupo Colbún	2.066	25%
Grupo AES Gener	1.440	17%
Otras	720	9%
Potencia Total Instalada	8.253	100%

Tabla 5. Fuente: CDEC-SIC

De la distribución de propiedad anterior se desprende la fuerte concentración de ésta, con el 91% de la potencia instalada en 3 corporaciones eléctricas. Visto gráficamente se observa lo siguiente:

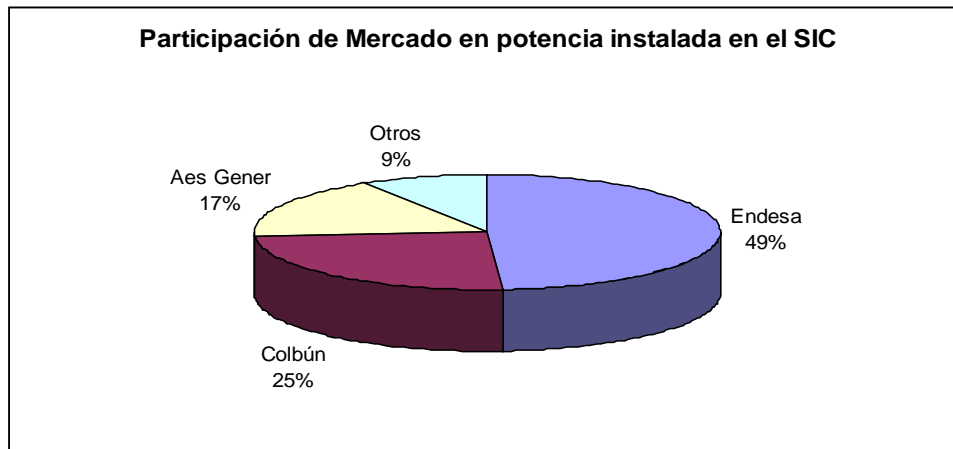


Gráfico 4. Participación de Mercado

Estas 3 empresas corresponden a competencia directa, tanto por los contratos de suministro eléctrico, como en la operación de sus unidades.

El sector está sujeto al riesgo de producción por la variabilidad hidrológica, así, un año lluvioso trae un mayor abastecimiento de centrales hidroeléctricas y un año seco el abastecimiento será vía centrales térmicas cuyos insumos fundamentales son gas, carbón y petróleo. Durante la última década los bajos costos del gas natural desde Argentina y la nueva tecnología de centrales térmicas de ciclo combinado que funcionan a gas con rendimientos muy altos (60% aproximadamente), ha incorporado una variable riesgosa adicional dado las limitaciones que ha impuesto el gobierno argentino a las exportaciones de gas natural, generando una incertidumbre adicional conocida como la “sequía de gas”.

El sector de la generación eléctrica está regido por una fuerte regulación para la fijación de precios para la venta de energía a empresas distribuidoras y el funcionamiento del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) para regular la entrada en operación de las distintas centrales en función de la demanda. Adicionalmente, dicho sector trabaja bajo el amparo de la Ley Corta II (mayo 2005) que incentiva los contratos de largo plazo entre generadoras y distribuidoras, a un precio indexado a distintas variables que afectan los costos de generación.

3.1.8. Identificación y caracterización de los competidores

Las generadoras compiten en un mercado Spot, donde los precios más bajos son los que se venden, pero con una ventaja; que la demanda es tal que toda la energía producida es demandada. Dentro de los competidores tenemos a los Generadores, Distribuidores y Clientes Libres, que están participando en un mercado de contratos. Existe otro mercado donde solo participan generadores, que es el mercado Spot donde se transan excedentes, déficits de generación y/o contratación.

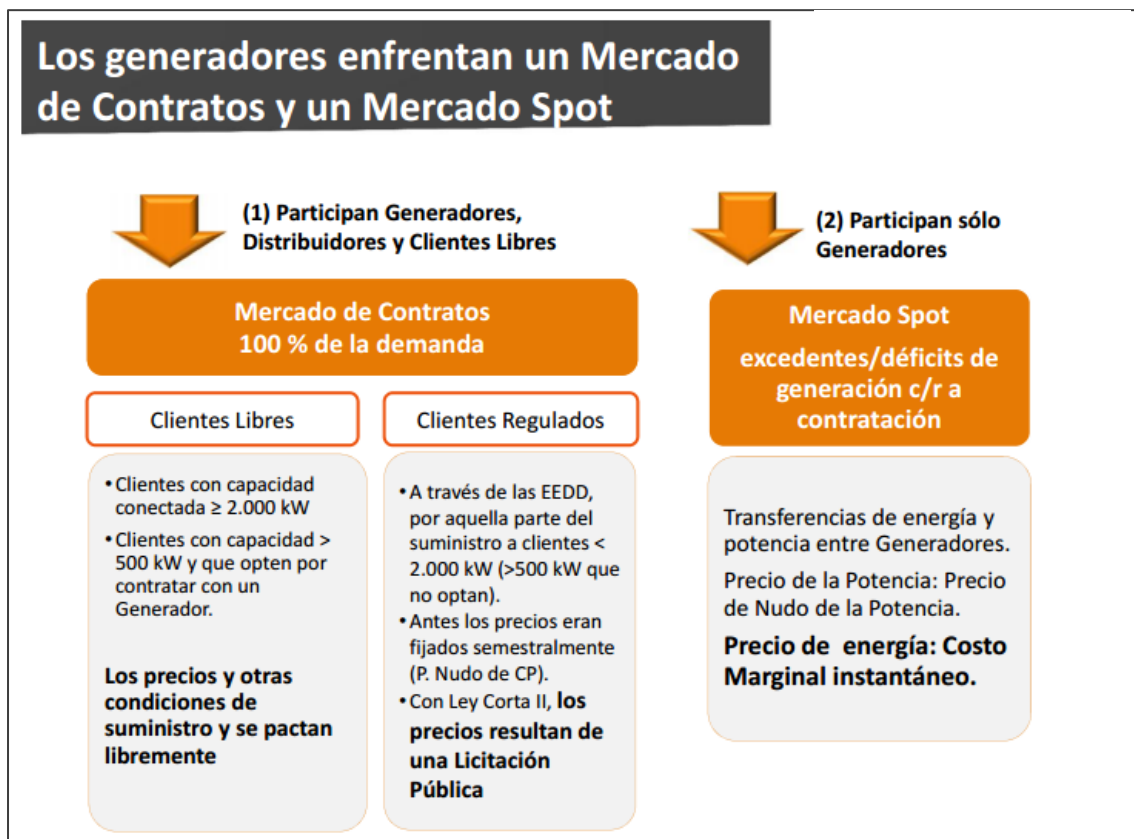


Diagrama 1: Mercado que enfrentan las generadoras

3.1.9. Tamaño del mercado objetivo y sus tendencias

La siguiente lámina muestra el tamaño de los sistemas eléctricos en Chile. La conexión entre los sistemas SING y SIC, prevista para fines del 2017, permitirá a las generadoras del SING despachar su energía para clientes del SIC. Esto es sumamente relevante, si se considera el gran potencial solar que existe en la región norte del país y que enfrentan un mercado totalmente acotado a la industria minera, que ya tiene su demanda asegurada con contratos de largo plazo con generadoras. La conexión al SIC, le significará al SING acceso a un mercado 5 veces mayor con un perfil de demanda mucho más acorde a la intermitencia propia de las plantas solares.

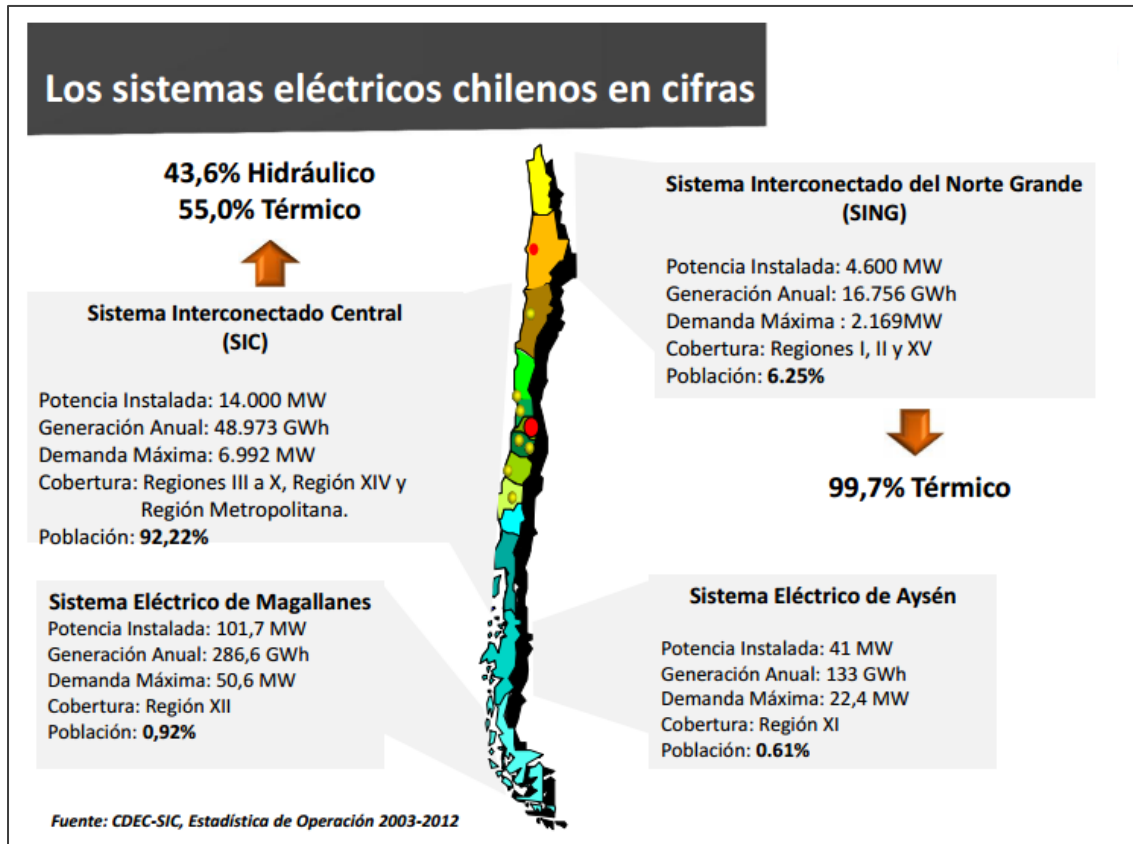


Diagrama 2: Descripción Sistema Eléctrico

3.1.10. Análisis de fuerzas competitivas del sector (Análisis de Porter).

Barreras de Entrada - Alta.

El sector tiene fuertes barreras de entrada. Requiere un gran nivel de inversiones en construcción e implementación de una central eléctrica, en el caso de las centrales hidráulicas, los niveles de inversión requeridos muy altos (550 MMUS\$ aproximadamente para la central Ralco). Por otro lado una fuerte barrera a la entrada es que la generación de electricidad posee altas economías de escala, derivadas de los mejores rendimientos de las turbinas a mayores potencias generadas. La legislación eléctrica es bastante compleja, la cual, ha estado siendo modificada para proveer señales de inversión en el largo plazo.

Barreras de Salida – Alta.

Las barreras de salida en este sector también son altas, debido a que lo específico de sus activos y que no permiten otro uso que para el cual fue construido. Por otro lado, dado que el financiamiento para construir una central de generación de energía, requiere tener un contrato de suministro de largo plazo celebrado con uno o varios clientes, los costos de salida son altos y evaluados anticipadamente por los contratantes.

Poder de los Proveedores - Medio.

Los proveedores varían según el tipo de central considerada. Los proveedores operativos en centrales hidráulicas no existen, por costos de mantenimiento bajos y su insumo de agua. Para las centrales térmicas es diametralmente distinto. Para centrales a carbón, el poder negociador de los proveedores de carbón es de moderado a alto, ya que existen diversos proveedores en el mundo, sin embargo, con un costo de distribución de este combustible alto, por lo que son limitadas las empresas que establecen contratos con Chile. En las centrales petroleras, el poder de los proveedores es alto, ya que, al ser este el combustible más caro, si el sistema necesita estas centrales, no hay sustitutos más caros para abastecer la demanda. Para el caso de las centrales de ciclo combinado, el poder negociador de los proveedores es alto, pues las fuertes inversiones en los gasoductos, constituyen una barrera de salida alta, para un uso alternativo de combustible en estas centrales. Para las centrales térmicas, el poder de los proveedores es alto, porque las inversiones en las centrales ya están hechas y no es fácil venderlas (liquidarlas) ni convertirlas a otro combustible, por lo que no es sencillo cambiarse.

Poder de negociación de los clientes - Medio.

Los clientes de las empresas generadoras son, por un lado las distribuidoras, y por otro los grandes clientes industriales (mineros por ejemplo). Por el lado de las distribuidoras, éstas no poseen mucho poder negociador, ya que el precio de los contratos de abastecimiento queda fijado cada seis meses por la CNE. Sin embargo, la nueva legislación está incorporando la posibilidad de establecer contratos a largo plazo para las distribuidoras, con lo cual, en los procesos de licitación, pueden manifestar un poder importante, pero una vez determinado el proveedor, no es fácil cambiarse de él. Por otro lado los contratos con los grandes industriales son a largo plazo y en general estos se van renovando, por lo que se mantiene una repartición de los clientes entre las grandes empresas de generación. Sin embargo, el crecimiento del consumo, año a año se ve incrementado con grandes proyectos de envergadura (forestales de celulosa, mineros, etc.) y es básicamente aquí dónde se produce la mayor competencia por ese contrato. Dado que los clientes no tienen muchas alternativas dónde elegir, aunque pueden hacerlo frente a un oligopolio de generación, es posible concluir que su poder es relativamente moderado.

Amenaza de Sustitutos – Baja

Hoy en día la electricidad prácticamente no posee sustitutos cercanos, más bien la sustitución que podía enfrentar la industria es la autoproducción para el caso de clientes industriales con capacidad de mantener sus propias unidades generadoras, los cuales son muy pocos en Chile aún por las fuertes economías de escala descritas previamente.

Amenaza de Nuevos Entrantes - Media

La amenaza de nuevos entrantes ha sido baja, debido principalmente a las altas barreras de entrada y salida existentes. Este sector se consideraba un mercado maduro, con una alta concentración y alta rentabilidad. Sin embargo, la irrupción en los últimos 2 años de las tecnologías de energías renovables no convencionales, sumado a la normativa impulsada desde el Gobierno de fomento a las energías limpias y la incorporación a las licitaciones para clientes regulados de bloques horarios de suministro en línea con la generación de centrales fotovoltaicas o eólicas, han encendido las alarmas en las generadoras convencionales de electricidad. Esta amenaza ya se ha hecho sentir en el resultado de la licitación de diciembre del 2014. Al respecto, Andrés Romero, Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señaló que “esto es tremendamente positivo para el país. Hemos adjudicado el 85%

de la demanda ofertada y podemos llegar a incluso a un 92%. De igual forma, hemos conseguido una baja importante de los precios, los cuales se redujeron cerca de un 20%, considerando los 130 dólares por MWh registrados hace más de un año frente a los 107 dólares registrados hoy. Esto es una demostración más de que hemos retomado las confianzas y que el sector eléctrico ha vuelto a tener el dinamismo que el país requiere.

Por su parte, Rodrigo Castillo, Director Ejecutivo de la Asociación de Empresas Eléctricas A.G. reitero la “enorme satisfacción” de las empresas distribuidoras “Esta es la mejor noticia que ha tenido el sector eléctrico chileno en los últimos 10 años. Desde el año 2004 con la crisis del gas argentino probablemente no habíamos tenido noticias de estas proporciones. Este es un cambio definitivo en las perspectivas, en el estado de ánimo, en el ambiente competitivo del sector”.

“Hoy día se han adjudicado grandes bloques de energía dos actores que no estaban presentes en el Sistema Interconectado Central, lo cual genera un nivel de competitividad al sector que evidentemente es muy atractivo y que estamos seguros, le va a cambiar la cara al ambiente energético de Chile”, agregó.

Finalmente recordó que “Muchos decían que era imposible en el Chile de hoy aspirar a precios por debajo de los 110 US\$ por MWh, hoy día en promedio, estamos adjudicando a precios en orden de los 107 US\$ por MWh, lo cual nuevamente viene a desmentir las alternativas más tremendistas que señalaban que solucionar este problema con buenas reglas de mercado y con buenas reglas regulatorias, era posible”, concluyó Castillo.

Intensidad de la Rivalidad Alta.

El no poder afectar el nivel de demanda, hace que la competencia por los nuevos contratos sea fuerte entre las competidoras, además, la competencia por conseguir bajos precios de los combustibles hace que las empresas sean fuertes rivales en estos aspectos. Esto además se verifica ya que es el CDEC quien determina los precios de transacción de energía entre las generadoras. Importante es el hecho de lo difícil que resulta la colusión operativa entre las empresas, pues la matriz de generación de cada una de ellas responde diferente a los riesgos hidrológicos y de abastecimiento de gas del negocio. Esto último refuerza la moderadamente alta rivalidad entre las compañías.

3.1.11. Conclusiones

Chile necesita agregar más oferta competitiva de generación que incluye Energías Renovables. Además, se debe conciliar un desarrollo productivo y sustentabilidad (hay que superar el falso dilema entre inversión vs. medio ambiente).

Actuar con Urgencia. La electricidad que necesitamos mañana la tenemos que comenzar a construir hoy, para así enfrentar en mejor forma el difícil escenario de los próximos 4-5 años donde no se incorporará la cantidad necesaria de generación de base.

Buscar acuerdos estables entre todos los sectores que permitan enfrentar con éxito el desafío que tenemos todos (de mediano y largo plazo).

4. Plan de Operaciones

4.1. Estrategia de Operaciones

La estrategia de operaciones de la planta termo solar y la minera está basada en el beneficio mutuo de bajar costos y maximizar las utilidades. Esto se lleva a cabo con la sinergia de ambas compañías, el proyecto PTS requiere de una generación continua 24 Horas los 7 días a la semana, lo cual es una ventaja competitiva con respecto a otras plantas solares, limitadas por su generación en momentos de iluminación solar. Además tiene la componente de ser amigable con el medioambiente sin tener que generar la compra de bonos verdes para su funcionamiento u autorización medioambiental de funcionamiento. La meta por ende es la confiabilidad del suministro de energía eléctrica continua de 100MW, con un mínimo de 97% anual.

La rentabilidad de la planta PTS debe ser tal, que permita generar un fondo para desarrollar nuevas alternativas de negocio como por ejemplo desarrollar plantas solares con opción de ser subvencionadas por la planta CTE o que participen en las licitaciones generadas por la conexión del SING y SIC.

4.2. Flujo de operaciones

La planta termo solar con almacenamiento consiste en la captura de la energía del sol a través de espejos, los que concentran en calor en un punto, en el cual circula un solución rica en sales. Estas sales se funden y alcanzan una temperatura de 500 °C. Luego son conducidas a un estanque de almacenamiento donde recirculan en un circuito cerrado. Existe un intercambio con un circuito de agua pura, la cual al contacto con el calor de las sales genera vapor, el cual es conducido a una turbina convencional de vapor. El circuito de vapor, turbina y generador eléctrico son componente convencionales y de tecnología muy madura. La etapa de generación de vapor constituye la innovación en estas plantas termo-solares. Dependiendo de la capacidad del estanque de sales fundidas, se logra la autonomía necesaria para generar electricidad en ausencia de la luz solar.

En el diagrama 1 se observan los componentes del sistema y su secuencia de operación.

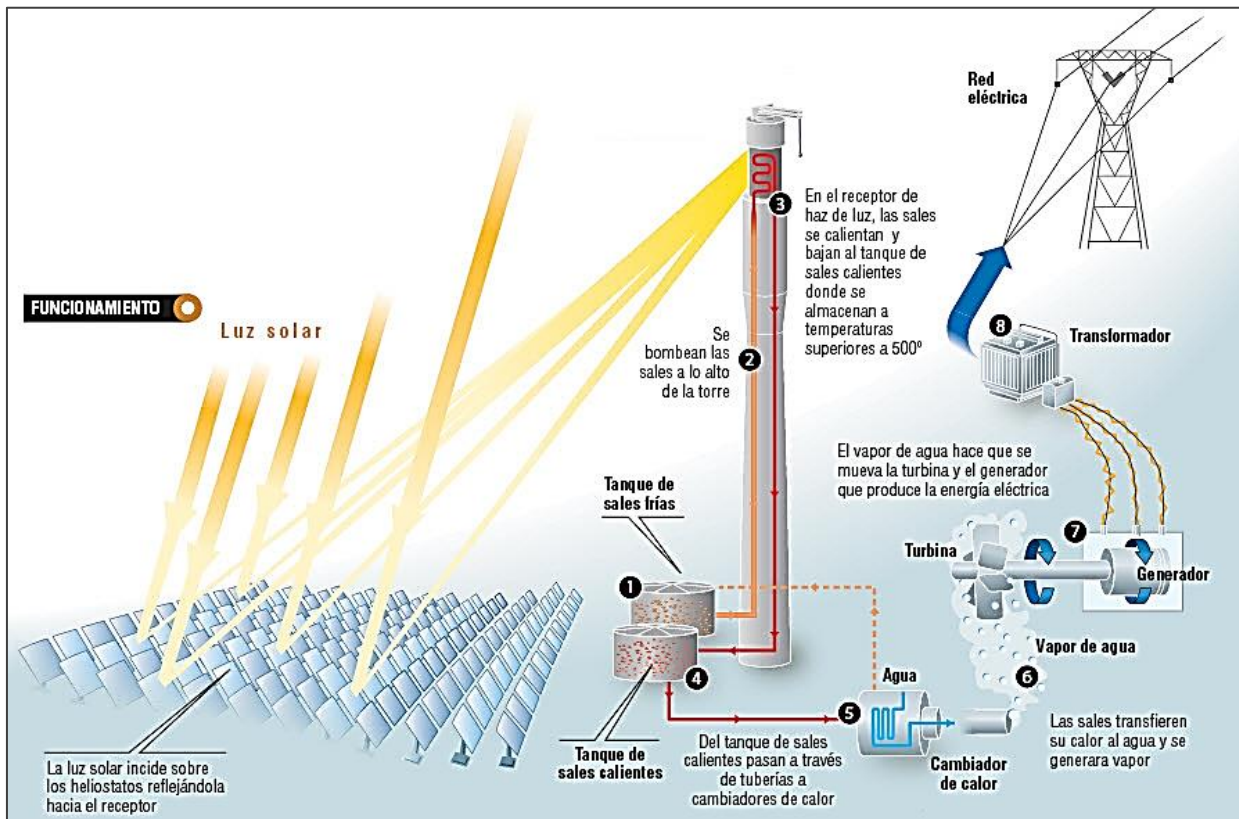


Diagrama 3. Funcionamiento de la Planta Termo Solar

4.3. Tecnología, procesos, recursos claves y rol de las personas

La tecnología a implementar es la Termo Solar con almacenamiento térmico a través de sales fundidas. Es una tecnología probada en diferentes partes del mundo, donde uno de las empresas más reconocidas en la construcción de estas plantas es ABENGOA.

Los procesos más críticos son la operación, control de calidad, mantenimiento y administración y finanzas. Por lo cual el capital humano especializado es clave en la consecución del plan estratégico de operación.

4.4. Ubicación geográfica (oficinas, bodegas y puntos de venta)

La ubicación geográfica de la planta termo solar es en las dependencias de la faena la minera, en terrenos nivelados, con acceso a red húmeda, campamento y conexión al tendido eléctrico de la compañía.

El terreno requerido es de 400 hectáreas aproximadamente, donde se instalaran los paneles, planta, bodega, y otros.

5. Gestión de personas

5.1. Estructura organizacional

La estructura organizacional en este tipo de plantas es relativamente simple y el grupo permanente de operaciones no es intensivo en mano de obra. Para el caso del mantenimiento es diferente y para este tipo de planta la estrategia será de externalizar el mantenimiento en un grupo capacitado y habilitado.

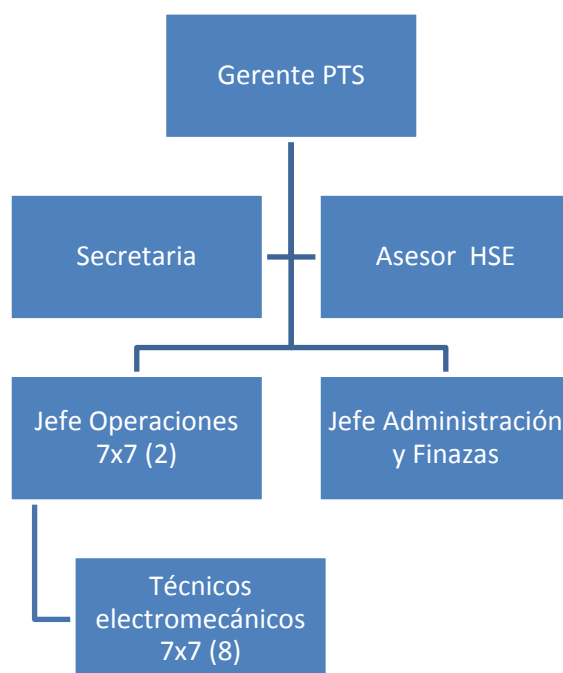


Diagrama 4. Estructura Organizacional PTS

5.2. Determinar dotación y sus características

Gerente de Planta	: Ing. Comercial o Civil con conocimiento mercado eléctrico
Secretaria	: Bilingüe (1p)
Jefe Operaciones	: Ing. Eléctrico/Electrónico, turno 7x7 (2p), experiencia 5 años.
Técnicos	: Técnicos electromecánicos, 7x7 (8p), experiencia 3 años.
Jefe Adm&Finanzas	: Ingeniero Comercial, conocimiento mercado eléctrico
Asesor Seguridad	: Certificación mínima Sernageomin B.

5.3. Incentivos y compensaciones

	unitario	Cantidad	Total
Gerente PTS	\$ 7.000.000	1	\$ 7.000.000
Secretaria	\$ 1.800.000	1	\$ 1.800.000
Jefe Operaciones 7x7	\$ 3.500.000	2	\$ 7.000.000
Tecnicos / electromecánicos 7x7	\$ 2.000.000	8	\$ 16.000.000
Jefe Administración y Finanzas	\$ 3.500.000	1	\$ 3.500.000
Asesores externos seguridad	\$ 2.000.000	1	\$ 2.000.000

Total MO Anual	\$ 447.600.000
Estimación Compensaciones	\$ 74.600.000
UDS	\$ 640
Total USD Anual	\$ 815.938

Tabla 6. Tabla de sueldos y compensaciones

Dentro de las compensaciones generales se tiene un sueldo de bonificación anual. Los bonos de vacaciones, fiestas patrias, navidad y otros variables como nacimiento, defunciones y matrimonio, que sumarian otro sueldo base más por año.

6. Plan Financiero

6.1. Tabla de supuestos

ACTIVOS FIJOS		Unidad	Total
PST		MW	100
Costo por MW		MUSD	4.575
TOTAL ACTIVOS FIJOS		MUSD	457.500

RECUPERACION ACTIVO FIJO		Cantidad	Total
Porcentaje de Recuperación		30%	137.250
Valor Libro	MUSD		-
Impuetos	MUSD		37.058
En Caja	MUSD		100.193

FINANCIACION		Porcentaje	Tasa
Deuda		70%	5,5%
Patrimonio		30%	16,0%

RECUPERACION CAP. TRABA.		Cantidad	Total
Porcentaje de Recuperación		80%	10.584
Valor Libro	MUSD		-
Impuetos	MUSD		2.858
En Caja	MUSD		7.726

Capital de trabajo Operacional		Detalles
Caja y Banco MUSD		4 meses (gastos)
Inventario MUSD		1 % Ventas
Cuentas por Cobrar MUSD		5% Ventas
Cuentas por pagar MUSD		5% Compras

COSTOS VARIABLE		% VENTAS	25,0%
-----------------	--	----------	-------

COSTOS FIJOS		Unidad	Total
Dotación/año MUSD		Dotación	14
TOTAL COSTO FIJO		MUSD	816

Tabla 7. Tabla de supuestos proyecto PTS

6.2. Estimación de ingresos

Los ingresos por ventas están sujetos al contrato de venta donde el precio fijado es de 104US\$/MWh para el primer año 2019, luego un precio constante de 119US\$/MWh hasta la vida final del proyecto. Incorporado en el contrato de suministro con la PTS está definida la fórmula de actualización de los precios, por lo que en el análisis de flujos de caja los valores están representados en dólares al día de hoy.

INGRESOS POR VENTA	2019	2020-2040
CAPACIDAD INSTALADA MWpp	100	100
EFICIENCIA (%)	97%	97%
PRODUCCION ENERGÉTICA ANUAL (MWh)	849.720	849.720
PRECIO USD/MWh	104	119
Ingresos por Ventas MUSD	88.371	101.117

Tabla 8. Tabla de Ingresos por venta

6.3. Flujo de caja Libre con deuda (70% Activo, tasa de 5,5%)

FLUJO DE CAJA LIBRE															
Estado Perdidas y Ganancias	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	21	22
Ingresos por Venta MUSD	88.371	101.117	101.117	101.117	101.117	101.117	101.117	101.117	101.117	101.117	101.117	101.117	101.117	101.117	101.117
Costos Operación MUSD	22.093	25.279	25.279	25.279	25.279	25.279	25.279	25.279	25.279	25.279	25.279	25.279	25.279	25.279	25.279
Margen Bruto	66.278	75.838	75.838	75.838	75.838	75.838	75.838	75.838	75.838	75.838	75.838	75.838	75.838	75.838	75.838
Costo Fijo - Administración	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816
Depreciación - Lineal	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	-
Intereses	17.889	16.499	15.034	13.487	11.856	10.135	8.319	6.403	4.382	2.250	-	-	-	-	-
Utilidad Operacional	24.698	35.647	37.113	38.659	40.291	42.012	43.828	45.744	47.765	49.897	52.147	52.147	52.147	75.022	
Impuesto a la Renta (27%)	6.669	9.625	10.021	10.438	10.879	11.343	11.834	12.351	12.896	13.472	14.080	14.080	14.080	20.256	
Utilidad después de Impuestos	18.030	26.022	27.092	28.221	29.412	30.669	31.994	33.393	34.868	36.425	38.067	38.067	38.067	54.766	
Utilidad Neta	18.030	26.022	27.092	28.221	29.412	30.669	31.994	33.393	34.868	36.425	38.067	38.067	38.067	54.766	-
FLUJO DE CAJA BRUTO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	21	22
Utilidad Neta	18.030	26.022	27.092	28.221	29.412	30.669	31.994	33.393	34.868	36.425	38.067	38.067	38.067	54.766	
Impuestos Causados	6.669	9.625	10.021	10.438	10.879	11.343	11.834	12.351	12.896	13.472	14.080	14.080	14.080	20.256	
Impuestos Pagados		(6.669)	(9.625)	(10.021)	(10.438)	(10.879)	(11.343)	(11.834)	(12.351)	(12.896)	(13.472)	(14.080)	(14.080)	(14.080)	(20.256)
Impuestos Recuperados	16.790	9.047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciaciones	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	22.875	-	-
Recuperacion Act Fijo															100.193
Recuperacion Capital de Trabajo															7.726
Variacion Capital de trabajo	(4.419)	(1.668)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de Caja Bruto	59.945	59.233	50.363	51.514	52.728	54.009	55.360	56.785	58.289	59.876	61.549	60.942	60.942	60.942	87.663
INVERSION	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	21	22
Activos Fijos	(457.500)														
Capital trabajo Operacional	(7.143)														
Flujo de Caja de la Inversión	(464.643)														
FLUJO DE CAJA FINANCIACION	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	21	22
Oblig bancarias	325.250														
Pagos bancos		(25.261)	(26.651)	(28.117)	(29.663)	(31.295)	(33.016)	(34.832)	(36.747)	(38.768)	(40.901)	-	-	-	-
Flujo de Caja de la Financiación	325.250	(25.261)	(26.651)	(28.117)	(29.663)	(31.295)	(33.016)	(34.832)	(36.747)	(38.768)	(40.901)	-	-	-	-
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO	(139.393)	34.684	32.582	22.247	21.851	21.433	20.993	20.528	20.038	19.521	18.975	61.549	60.942	60.942	87.663
Inversionista															
Capital Social	139.393														
FLUJO DE CAJA LIBRE	-	34.684	32.582	22.247	21.851	21.433	20.993	20.528	20.038	19.521	18.975	61.549	60.942	60.942	87.663

6.4. Balance

Balance General															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	21	22
ACTIVO CORRIENTE															
Efectivo Generado Acumulado	-	34.684	67.266	89.512	111.363	132.796	153.789	174.317	194.355	213.876	232.851	294.400	355.342	903.820	991.483
Dividendos Pagados Acumulado				(18.030)	(62.082)	(115.197)	(152.481)	(166.062)	(173.029)	(198.408)	(250.214)	(311.509)	(357.423)	(653.570)	
Caja y Banco MUSD	7.364	7.364	8.426	8.426	8.426	8.426	8.426	8.426	8.426	8.426	8.426	8.426	8.426	8.426	-
Inventario MUSD	884	884	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	-
Cuentas por Cobrar MUSD	-	4.419	5.056	5.056	5.056	5.056	5.056	5.056	5.056	5.056	5.056	5.056	5.056	5.056	-
Total Activo Corriente	8.248	47.350	81.759	85.976	63.774	32.093	15.802	22.748	35.820	29.961	2.870	2.615	12.413	264.744	991.483
ACTIVO FIJO															
Activo no corriente o Fijo	457.500	457.500	457.500	457.500	457.500	457.500	457.500	457.500	457.500	457.500	457.500	457.500	457.500		
Depreciación Acumulada	-	(22.875)	(45.750)	(68.625)	(91.500)	(114.375)	(137.250)	(160.125)	(183.000)	(205.875)	(228.750)	(251.625)	(274.500)	-	-
Total Activos Fijos	457.500	434.625	411.750	388.875	366.000	343.125	320.250	297.375	274.500	251.625	228.750	205.875	183.000	-	-
PASIVO CORRIENTE															
Cuentas por Pagar	1.105	1.105	1.264	1.264	1.264	1.264	1.264	1.264	1.264	1.264	1.264	1.264	1.264	1.264	-
Impuestos por pagar	-	6.669	9.625	10.021	10.438	10.879	11.343	11.834	12.351	12.896	13.472	14.080	14.080	20.256	-
IVA CREDITO		16.790	25.837	25.837	25.837	25.837	25.837	25.837	25.837	25.837	25.837	25.837	25.837	25.837	-
Total Pasivo Corriente	1.105	24.564	36.726	37.122	37.539	37.980	38.444	38.935	39.452	39.998	40.573	41.181	41.181	47.357	
PASIVO NO CORRIENTE															
Obligaciones Bancarias	325.250	299.989	273.338	245.221	215.558	184.264	151.248	116.416	79.669	40.901	-	0	-	-	-
Total Pasivos no corrientes	325.250	299.989	273.338	245.221	215.558	184.264	151.248	116.416	79.669	40.901	-	0	-	-	-
PATRIMONIO															
Capital Social	139.393	139.393	139.393	139.393	139.393	139.393	139.393	139.393	139.393	139.393	139.393	139.393	139.393	139.393	991.483
Utilidades Retenidas	-	18.030	44.052	71.145	81.336	66.696	44.250	38.961	58.772	86.674	97.720	83.981	60.753	108.214	
Dividendos Pagados				(18.030)	(44.052)	(53.115)	(37.284)	(13.581)	(6.966)	(25.379)	(51.806)	(61.295)	(45.914)	(30.220)	
Total Patrimonio	139.393	157.423	183.445	192.508	176.677	152.974	146.359	164.772	191.199	200.688	185.307	162.079	154.232	217.387	991.483
Activos	465.748	481.975	493.509	474.851	429.774	375.218	336.052	320.123	310.320	281.586	225.880	203.260	195.413	264.744	991.483
Pasivo + Patrimonio	465.748	481.975	493.509	474.851	429.774	375.218	336.052	320.123	310.320	281.586	225.880	203.260	195.413	264.744	991.483
Diferencia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INDICADORES															
ROA		4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	16%	19%	19%	21%	
ROE		13%	19%	19%	20%	21%	22%	23%	24%	25%	26%	27%	27%	39%	

6.5. Requerimientos de capital

Este proyecto tiene un costo total de 464 Millones de dólares, de los cuales el patrimonio o inversión propia es de 139 millones de dólares y la deuda es equivalente a 325 millones de dólares.

FINANCIACION	
Monto Requerido MUSD	464.760
Deuda	325.332
Patrimonio	139.428

Tabla 9. Tabla de requerimiento de capital

6.6. Inversión en activo fijo

El contrato de suministro de energía PTS contempla el financiamiento, construcción y operación. Mediante este tipo de contratos, el riesgo para la minera, de incrementos en los costos de construcción se limita hasta un cierto monto. El total requerido, de acuerdo al análisis de costos presentado por un oferente, bajo la modalidad “turn key” o “llave en mano”, por una capacidad instalada de 100 MW es de 457,5 millones de dólares.

6.7. Capital de trabajo

El capital de trabajo se calcula en la tabla adjunta, donde el capital más importante está asociado a contener 4 meses de costos variables y un manejo estimado de 5% de las cuentas por pagar. Luego del 2do año el capital de trabajo se mantiene sin cambios en la vida del proyecto.

CAPITAL TRABAJO OPERACIONAL	Detalles	0	2019	2020-2040
Caja y Banco MUSD	4 meses (gastos)	7.364	7.364	8.426
Inventario MUSD	1 % Ventas	884	884	1.011
Cuentas por Cobrar MUSD	5% Ventas		4.419	5.056
Cuentas por pagar MUSD	5% Compras	1.105	1.105	1.264
TOTAL CAPITAL DE TRABAJO		7.143	11.562	13.229
Variacion Capital de trabajo		(7.143)	(4.419)	(1.668)

Tabla 10. Tabla de capital de trabajo operacional

6.8. Estructura de financiamiento

La deuda de 328 millones USD se financia a una tasa de 5,5% anual, iniciando el pago el año 2019, por un plazo de 10 años.

La cuota fija calculada por año es de 43 MMUSD. La primera cuota se divide en 17 MMUSD pagaderos en intereses y 25 MMUSD en amortización de la deuda. Esa es la componente del crédito detallado en la tabla adjunta.

Obligación con Bancos	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Saldo	325.250	299.989	273.338	245.221	215.558	184.264	151.248	116.416	79.669	40.901	(0)
Interes		17.889	16.499	15.034	13.487	11.856	10.135	8.319	6.403	4.382	2.250
Pago		43.150	43.150	43.150	43.150	43.150	43.150	43.150	43.150	43.150	43.150
Abono al capital		25.261	26.651	28.117	29.663	31.295	33.016	34.832	36.747	38.768	40.901

Tabla 11. Tabla de obligaciones financieras

6.9. Ratios financieros relevantes

Con un 70% de financiamiento al 5,5% anual, el dueño financista le exige al proyecto una tasa de descuento del 16%. Este proyecto tiene un patrimonio de 139 MMUSD, con ventas anuales de 100 MMUSD, un flujo neto anual de 34,8 MMUSD. Por lo cual el VAN a 21 años es de 55 MMUSD, con un TIR de 22%. Este proyecto tiene una tasa de pago de la inversión de 6 años, rentabilidad de los activos (ROA) de 5% y del patrimonio (ROE) de 25%.

INDICADORES	Valor
PATRIMONIO (MUSD)	139.393
Ventas (MUSD)	100.510
Flujo Neto (MUSD)	34.836
Margen Utilidad Neta (MUSD)	35%
VAN (16%) (MUSD)	55.607
TIR	22%
PAYBACK	6
ROA	6%
ROE	25%

Tabla 11. Tabla de indicadores financieros PTS

6.10. Análisis de sensibilidad

Una de las variables que pueden tener una mayor cambio a través del tiempo es el costo variable (operación y mantención de la planta termo solar), por lo cual se hace el análisis de sensibilidad. Cuando el costo variable es igual al 36.71% del total de ventas, el VAN se hace cero, es decir la TIR es igual a la exigida por el dueño financista.

En los flujos de caja proyectados se ha considerado un costo variable equivalente al 25% del total de ventas. Si se compara con el 6,4%, que representa el costo de operación y mantenimiento del total de ventas (dato obtenido de la Tabla 1), el incremento en los costos en una planta termo solar, proviene principalmente del lado del mantenimiento, ya que la etapa de concentración solar (espejos helicoidales) requieren de permanente limpieza y de mantenimiento en sus sistemas de movimiento.

La etapa de generación de una planta termo solar, es equivalente a la de una planta de generación convencional, por lo que no se esperan desviaciones en costo por este concepto.

INDICADORES	15%	25%	35%	36,71%	45%	55%
PATRIMONIO (MUSD)	138.642	139.393	140.144	140.272	140.895	141.646
Ventas (MUSD)	100.510	100.510	100.510	100.510	100.510	100.510
Flujo Neto (MUSD)	42.193	34.836	27.479	26.224	20.122	12.765
Margen Utilidad Neta (MUSD)	42%	35%	27%	26%	20%	13%
VAN (16%) (MUSD)	103.107	55.607	8.107	0	(39.393)	(86.893)
TIR	27%	22%	17%	16%	12%	8%
PAYBACK	4	5	9	10	11,5	14
ROA	6%	6%	5%	5%	5%	4%
ROE	30%	25%	20%	19%	14%	9%

Tabla 12. Tabla de análisis de sensibilidad por costo variable

6.11. Oferta para el inversionista

La oferta que hace el dueño financista, va dirigida a la venta del 51% de la propiedad de la PTS para que el socio opere la planta. Al Inversionista-Operador se le ofrece una rentabilidad patrimonial del 12%. Esta rentabilidad está por sobre la rentabilidad histórica que el mercado de la generación eléctrica en Chile ha entregado. La tabla 6 muestra las rentabilidades históricas del mercado eléctrico en Chile, en la cual destaca el segmento de

Distribución con un 11,9% histórico. Este segmento presenta precios fijados por la autoridad y una exposición acotada a riesgos. Dentro del segmento de la generación destaca en un extremo Colbún, con un ROE del 1,7% y AES Gener, tercer mayor generador del SIC con un ROE en los últimos 5 años de 9,5% (Feller Rate Septiembre 2014)

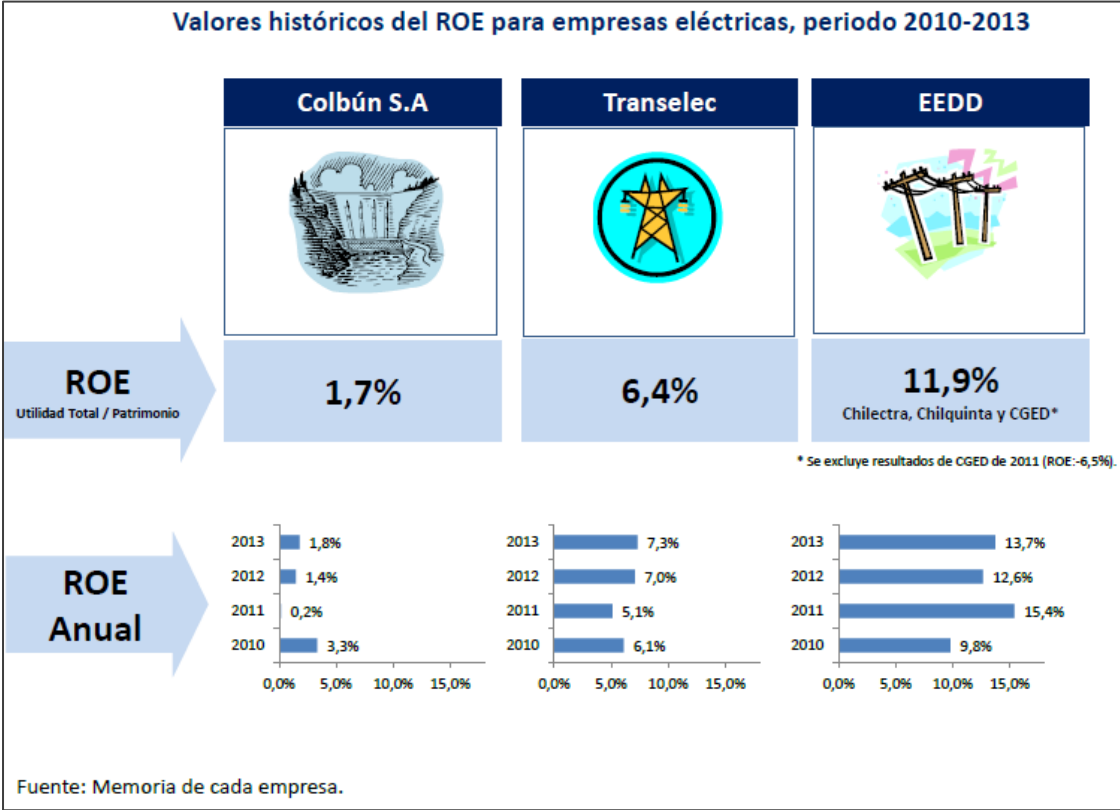


Diagrama 6. ROE históricos de empresas eléctricas en Chile

Además el inversionista-operador se incorporaría a la PTS con un contrato ya suscrito con la minera por la venta de la energía a 21 años, y una estructura de financiamiento del 70% del total del capital requerido gestionado por el dueño fiandista al 5,5% anual.

Al hacer la evaluación pre money, el dueño fiandista valorizará su aporte de forma tal que la TIR para el SOCIO sea equivalente al 12%. Esto se expresa en la siguiente tabla.

Evaluación Pre Money			Indicadores	
Inversion MUSD		TIR	INDICADORES PROYECTO	
139.393		22%	PATRIMONIO (MUSD)	139.393
Aportes al Patrimonio		Participación	Ventas (MUSD)	100.510
		Monto	Flujo Neto (MUSD)	34.836
SOCIO 1		49%	Margen Utilidad Neta (MUSD)	35%
SOCIO 2		51%	VAN (16%) (MUSD)	55.607
TOTAL		100%	TIR	22%
Valorización de aportes del SOCIO 1			PAYBACK	6
SOCIO 1		3%	ROA	6%
SOCIO 2		97%	ROE	25%
TOTAL		100%		

Tabla 13. Valorización Pre Money

El inversionista-operador obtiene el 51% de los beneficios con una inversión de 135 millones de dólares, genera un VAN de 59 Millones de dólares, un margen de utilidad neta de 22%, recuperación de la inversión de 10,5 años y una TIR de 12%. Se resume la oferta al inversionista-operador en la siguiente tabla 8.

INDICADORES	Valor
PATRIMONIO (MUSD)	135.000
Ventas (MUSD)	100.510
Flujo Neto 51% (MUSD)	21.950
Margen Utilidad Neta (MUSD)	22%
VAN (8%) (MUSD)	59.232
TIR OFERENTE	12%
PAYBACK	10,5

Tabla14. Oferta para el Inversionista-Operador

	2019	2020	2021	2022	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Flujo de caja del Proyecto	(139.393)	34.684	32.582	22.247	21.851	21.433	20.993	20.528	20.038	19.521	18.975
Utilidad Neta Socio 1	(4.393)	16.995	15.965	10.901	10.707	10.502	10.286	10.059	9.819	9.565	9.298
Utilidad Neta Socio 2	(135.000)	17.689	16.617	11.346	11.144	10.931	10.706	10.469	10.219	9.955	9.677

Tabla 15. Flujo de Caja Libre para cada Socio

7. Conclusiones

Se concluye que el proyecto PTS contiene todos los elementos claves que le permiten ser financiable y de interés de un inversionista-operador y que la rentabilidad por sobre el mercado se obtiene de por la sinergia que se logra con la minera al utilizar su infraestructura ya existente y administrar la energía sobrante de CTE. En épocas donde el precio del cobre y del molibdeno golpea fuertemente la industria minera, soluciones creativas como ésta pueden dar el impulso a la economía al proveer de energía más barata al sistema y clientes regulados. La oportunidad planteada permite agregar valor a todos los intervinientes y crear un desarrollo en torno a la energía solar que ya ha comenzado hace 2 años atrás, pero que le falta el impulso aún necesario para convertirse en un actor relevante del mercado de la energía eléctrica en Chile. La PTS viene a demostrar que la energía solar es una alternativa competitiva y totalmente viable desde la perspectiva técnica y financiera.

8. Bibliografía

Biblioteca del Congreso Nacional de Chile

Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley nº 1, de minería, de 1982, ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica
<http://www.leychile.cl/>

Comisión Nacional de Energía

Reporte Mensual del Sector Eléctrico – Volumen 4
Presenta el desempeño general del mes de Mayo 2015
<http://www.cne.cl/>

Mercados Energéticos Consultores

Análisis de consumo eléctrico en el Corto, mediano y largo plazo
Estudio desarrollado para el CNE
<http://www.cne.cl/>

9. Anexos

A. Ley General de Servicios Eléctricos

Norma DFL 4/20018, última versión 29 Enero 2015. Promulgación 12 Mayo 2006.

Organismo: Ministerio de Economía, fomento y reconstrucción. Subsecretaría de economía, fomento y reconstrucción

Extractos relativos al trabajo de titulación:

- 1) Que, el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, ha sido objeto de modificaciones introducidas por las leyes N° 18.196, de 29 de diciembre de 1982; N° 18.341, de 14 de septiembre de 1984; N° 18.410, de 22 de mayo de 1985; N° 18.482, de 28 de diciembre de 1985; N° 18.681, de 31 de diciembre de 1987; N° 18.768, de 29 de diciembre de 1988; N° 18.922, de 12 de febrero de 1990; N° 18.959, de 24 de febrero de 1990; N° 19.203, de 24 de febrero de 1993; N° 19.489, de 28 de diciembre de 1996; N° 19.613, de 08 de junio de 1999; N° 19.674, de 03 de mayo de 2000; N° 19.940, de 13 marzo de 2004; N° 20.018, de 19 de mayo de 2005; N° 20.040, de 9 de julio de 2005; y el Decreto con Fuerza de Ley N° 2, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 12 de abril de 2006.
- 2) Que, es recomendable, por razones de ordenamiento y de utilidad práctica, señalar mediante notas al margen el origen de las normas que conforman el presente texto legal;
- 3) Que, para facilitar el conocimiento y la aplicación de las nuevas normas legales en materia de tanta trascendencia, es conveniente refundir en un solo texto las disposiciones citadas, dicto el siguiente:

Extractos atinentes al trabajo de titulación:

Artículo 1°.- La producción, el transporte, la distribución, el régimen de concesiones y tarifas de la energía eléctrica y las funciones del Estado relacionadas con estas materias se regirán por la presente ley.

TITULO III De los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica

Artículo 73°.- El "sistema de transmisión o de transporte de electricidad" es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al que se disponga en la respectiva norma técnica que determine la Comisión, y cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 137° de esta ley. En cada sistema de transmisión se distinguen instalaciones del "sistema de transmisión troncal", del "sistema de subtransmisión" y del "sistema de transmisión adicional".

Artículo 77°.- Las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión de cada sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda de acuerdo con las normas de este Título.

En los sistemas adicionales sólo estarán sometidas al régimen de acceso abierto aquellas líneas que hagan uso de las servidumbres a que se refiere el artículo 51° y las que usen bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, en su trazado. El transporte

por estos sistemas se regirá por contratos privados entre partes y conforme a lo dispuesto en las disposiciones legales pertinentes.

Los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio de que, en virtud de las facultades que la ley o el reglamento le otorguen al centro de despacho económico de carga, en adelante CDEC, para la operación coordinada del sistema eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios.

Artículo 78º.- Toda empresa eléctrica que inyecte energía y potencia al sistema eléctrico con plantas de generación propias o contratadas, así como toda empresa eléctrica que efectúe retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, hace uso de aquellas instalaciones del sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión y adicionales que correspondan conforme a los artículos siguientes, y deberá pagar los respectivos costos de transmisión, en la proporción que se determine de acuerdo a las normas de este Título.

Artículo 119º.- Las transferencias de energía que resulten de la coordinación de la operación de los sistemas interconectados serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos de cada sistema eléctrico, los cuales serán calculados por el organismo de coordinación de la operación o CDEC que corresponda.

Las transferencias de potencia se determinarán conforme a lo establecido en el artículo 122º de esta ley.

Los ingresos tarifarios resultantes de las diferencias que se produzcan por la aplicación de los costos marginales instantáneos y precios de nudo de la potencia calculados conforme a lo establecido en el artículo 162º, que rijan en los respectivos extremos del sistema de interconexión, serán percibidos por quienes constituyan derechos de uso sobre dicho sistema, y a prorrata de los mismos.

Para los efectos de la prestación de servicios complementarios, deberán concurrir a las respectivas transferencias quienes posean derechos de uso sobre el sistema de interconexión, a prorrata de los mismos.

Artículo 131º bis.- Corresponderá a la Comisión, anualmente, y en concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico, determinar las licitaciones de suministro necesarias para abastecer, al menor costo de suministro, los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios, sobre la base de la información proporcionada por las concesionarias de servicio público de distribución señalada en el artículo anterior. Para los efectos de lo dispuesto en este inciso, se entenderá por diversificación la obligación que establece el inciso primero del artículo 150 bis.

El reglamento establecerá uno o más períodos en el año para realizar los procesos de licitación, de conformidad a lo establecido en el inciso primero del artículo 132º.

TITULO V De las Tarifas

Artículo 149º.- Los suministros de energía eléctrica no indicados en el artículo 147º no estarán afectos a ninguna de las regulaciones que se establecen en este Título.

Las transferencias de energía entre empresas eléctricas, que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la aplicación de la

coordinación de la operación a que se refiere el artículo 137°, serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico.

Artículo 149 bis.- Los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes.

Artículo 150 ter.- Para dar cumplimiento a parte de la obligación establecida en el inciso primero del artículo anterior, el Ministerio de Energía deberá efectuar licitaciones públicas anuales, para la provisión de bloques anuales de energía provenientes de medios de generación de energía renovable no convencional. Para estos efectos, el Ministerio de Energía efectuará hasta dos licitaciones por año en caso que el bloque licitado no sea cubierto en su totalidad.

Artículo 159°.- En los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 megawatts, los precios de nudo calculados conforme a lo establecido en el artículo 162°, deberán reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel de generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo. Por su naturaleza, estos precios estarán sujetos a fluctuaciones que derivan de situaciones coyunturales, como variaciones en la hidrología, en la demanda, en los precios de combustibles y otros.

Artículo 162°.- Para cada fijación semestral, los precios de nudo de corto plazo se calcularán de la siguiente forma:

1.- Sobre la base de una previsión de demandas de potencia de punta y energía del sistema eléctrico para los siguientes diez años, y considerando las instalaciones existentes y en construcción, se determina el programa de obras de generación y transmisión que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamientos durante el período de estudio;

2.- Con el programa de obras definido anteriormente y considerando básicamente la demanda de energía, los stocks de agua en los embalses, los costos de operación de las instalaciones, los costos de racionamiento y la tasa de actualización indicada en la letra d) del artículo 166°, se determina la operación del sistema eléctrico que minimiza la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio. Para la operación del sistema definida anteriormente se calculan los costos marginales de energía del sistema, incluida la componente de racionamiento en los primeros meses de operación, con un mínimo de veinticuatro y un máximo de cuarenta y ocho meses, promediándose los valores obtenidos con factores de ponderación correspondientes a las demandas actualizadas de energía durante ese período. El valor así obtenido se denomina precio básico de la energía; por costo de racionamiento se entiende el costo por kilowattthora incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera. Este costo de racionamiento se calculará como valor único y será representativo de los déficit más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico;

3.- Se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, conforme los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas que corresponda. Como oferta de potencia se considerará tanto la aportada por las centrales generadoras como aquella aportada por los sistemas de transmisión. Se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de cada subsistema eléctrico con este tipo de unidades. Los valores así obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante del procedimiento anterior se denominará precio básico de la potencia de punta en el subsistema respectivo;

Artículo 165°.- Dentro de los primeros quince días de marzo y septiembre de cada año, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas de generación y transporte que efectúen ventas sometidas a fijación de precios, así como de los CDEC, un informe técnico del cálculo de los precios de nudo según el procedimiento indicado en el artículo 162° de la presente ley, y que explicita y justifique:

- a) La previsión de demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;
- b) El programa de obras de generación y transmisión existentes y futuras;
- c) Los costos de combustibles, costos de racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La tasa de actualización utilizada en los cálculos, la cual será igual al 10% real anual;
- e) Los valores resultantes para los precios de nudo, y
- f) La fórmula de indexación que se aplicará para las fijaciones provisionales establecidas en el artículo 160° de la presente ley.

Artículo 14°.- El decreto que debe definir, para cada sistema eléctrico, los sistemas de subtransmisión deberá ser dictado en los términos indicados en el artículo 75° de esta ley, dentro de los doce meses siguientes al 13 de marzo de 2004.

Se considerarán instalaciones integrantes de los sistemas de transmisión troncal de cada sistema, para la primera fijación de valores por tramo y del área de influencia común, para la primera determinación de peajes, las siguientes:

- a) Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):

Número	De Barra	Tramo A Barra	Tensión (kV)
1	Crucero 220	Encuentro 220	220

- b) Sistema Interconectado Central (SIC):

Número	De Barra	Tramo A Barra	Tensión (kV)
1	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
...49	Itahue 220	Itahue 154	220

B. Reporte Mensual del Sector Eléctrico Mayo 2015 – Volumen 4

El reporte de la Comisión Nacional de Energía muestra el desempeño del mes de Mayo del 2015. Ordenado en cuatro capítulos donde destacaremos los antecedentes relevantes para el trabajo de titulación.

En el siguiente reporte se consideró una cotización promedio de 607,6 pesos por USD observado en el mes de mayo 2015.

Los proyectos de generación eléctrica que se registraron en etapa de construcción en base a la Resolución Exenta N°269/2015, para el SIC y SING fueron 63, los cuales equivalen a una capacidad de 5.232 MW.

En el SING se presentan 27 proyectos en construcción en el mes de Mayo 2015, con una estimación de ingreso a operación entre mayo 2015 a junio 2018 y que alcanzan una capacidad eléctrica total de 2.384 MW. Del total a construir 23 proyectos son Solar Fotovoltaico sumando 1.115 MW, otros 3 proyectos a Carbón sumando 847 MW y una planta de GNL de 517 MW.

	Categoría	Fecha	Nombre del Proyecto	Región	Tecnología	Capac. [MW]
SING	ERNC	may-15	Andes Solar	II Región	Solar Fotovoltaico	21,0
		may-15	Jama (ex -San Pedro III)	II Región	Solar Fotovoltaico	30
		may-15	PMGD Pica I	I Región	Solar Fotovoltaico	1
		oct-15	Paruma (ex- San Pedro I)	II Región	Solar Fotovoltaico	17
		oct-15	Pular (ex- San Pedro IV)	II Región	Solar Fotovoltaico	24
		nov-15	Uribe Solar	II Región	Solar Fotovoltaico	50
		dic-15	Atacama I	II Región	Solar Fotovoltaico	100
		dic-15	Parque Eólico Quillagua I	II Región	Solar Fotovoltaico	23
		ene-16	Lascar (ex- San Pedro II)	II Región	Solar Fotovoltaico	30
		ene-16	Salin (ex -Calama Sur)	II Región	Solar Fotovoltaico	30
		abr-16	Arica Solar 1 (Etapa I)	XV Región	Solar Fotovoltaico	18
		abr-16	Arica Solar 1 (Etapa II)	XV Región	Solar Fotovoltaico	22
		abr-16	Parque Eólico Quillagua II	II Región	Solar Fotovoltaico	27
		may-16	Bolero (ex-Laberinto) Etapa I	II Región	Solar Fotovoltaico	42
		jun-16	Bolero (ex-Laberinto) Etapa II	II Región	Solar Fotovoltaico	42
		jun-16	Finis Terrae	II Región	Solar Fotovoltaico	138
		jul-16	Proyecto Fotovoltaico Huatacondo	I Región	Solar Fotovoltaico	98
		ago-16	Blue Sky 2	II Región	Solar Fotovoltaico	51
		ago-16	Bolero (ex-Laberinto) Etapa III	II Región	Solar Fotovoltaico	21
		oct-16	Blue Sky 1	II Región	Solar Fotovoltaico	34
		oct-16	Bolero (ex-Laberinto) Etapa IV	II Región	Solar Fotovoltaico	41
		feb-17	Parque Eólico Quillagua III	II Región	Solar Fotovoltaico	50
		mar-17	Cerro Dominador	II Región	Solar - Termosolar	110
	Termoeléctrica	may-16	Cochrane U1	II Región	Carbón	236
		jun-16	Kelar	II Región	GNL	517
		oct-16	Cochrane U2	II Región	Carbón	236
		jun-18	Infraestructura Energética Mejillones	II Región	Carbón	375

Tabla 19. Proyectos Energéticos SING

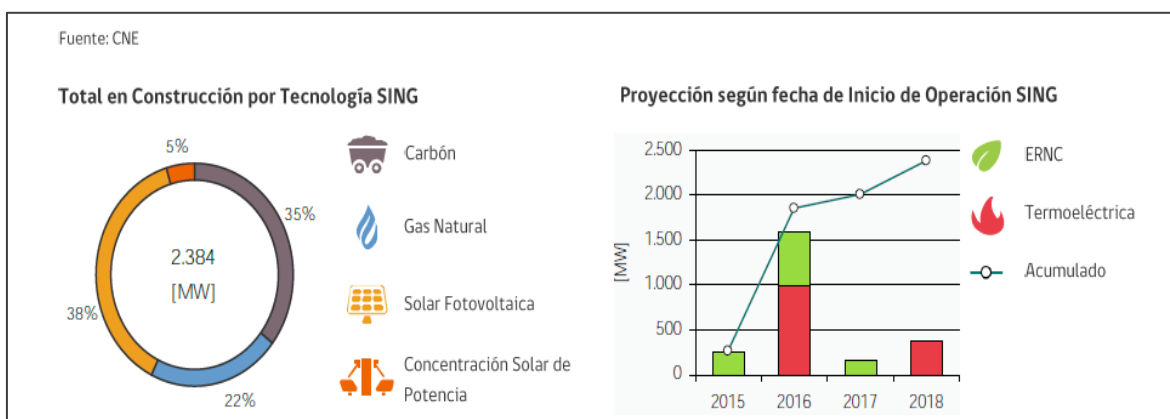


Diagrama 7. Proyección construcción y operación generadoras eléctricas

En el SIC se contabilizan 36 proyectos en construcción en el mes de Mayo 2015, con una estimación de ingreso a operación entre mayo 2015 a julio 2020 y que alcanzan una capacidad eléctrica total de 2.848 MW. Del total 16 proyectos son Solar Fotovoltaico sumando 977 MW, otros 3 son del tipo Hidro-pasada con un total de 67MW, y dos eólicos sumando 112 MW. Además de 7 proyectos hidroeléctricos sumando 1048 MW, más 3 unidades de GNL sumando 306 MW, dos de diésel sumando 199 MW y una de Carbón de 139 MW.

	Categoría	Fecha	Nombre del Proyecto	Región	Tecnología	Capac. [MW]
SIC	ERNC	may-15	El Pilar Los Amarillos	III Región	Solar Fotovoltaico	3
		may-15	La Montaña I	VII Región	Hidro - Pasada	3
		may-15	Lalackama Etapa II	II Región	Solar Fotovoltaico	16
		jun-15	Luz del Norte Etapa I	III Región	Solar Fotovoltaico	36
		jun-15	Proyecto Solar Conejo (Etapa I)	II Región	Solar Fotovoltaico	108
		jul-15	Carilafquén	IX Región	Hidro - Pasada	20
		jul-15	Itata	VIII región	Hidro - Pasada	20
		jul-15	Luz del Norte Etapa II	III Región	Solar Fotovoltaico	38
		jul-15	Malacahuello	IX Región	Hidro - Pasada	9
		sep-15	Chaka Etapa I	III Región	Solar Fotovoltaico	23
		sep-15	Chaka Etapa II	III Región	Solar Fotovoltaico	27
		sep-15	Quilapilún	RM	Solar Fotovoltaico	110
		oct-15	Pampa Solar Norte	III Región	Solar Fotovoltaico	91
		nov-15	Guanaco Solar	III Región	Solar Fotovoltaico	50
		nov-15	Luz del Norte Etapa III	III Región	Solar Fotovoltaico	36
		dic-15	Carrera Pinto	III Región	Solar Fotovoltaico	97
		ene-16	Luz del Norte Etapa IV	III Región	Solar Fotovoltaico	31
		ene-16	Renaico	IX Región	Eólico	88
		ene-16	Valleland	III Región	Solar Fotovoltaico	67
		mar-16	Los Buenos Aires	VIII región	Eólico	24
	mar-16	PFV Olmué	V Región	Solar Fotovoltaico	144	
	jun-16	Río Colorado	VII Región	Hidro - Pasada	15	
	jul-16	Pelicano	III Región	Solar Fotovoltaico	100	
	Hidroeléctrica Convencional	may-15	El Paso	VI Región	Hidro - Pasada	60
		jun-16	Ancoa	VII Región	Hidro - Pasada	27
		jul-17	Nuble	VIII región	Hidro - Pasada	136
		feb-18	Alto Maipo - Central Las Lajas	RM	Hidro - Pasada	267
		may-18	Alto Maipo - Central Alfalfal II	RM	Hidro - Pasada	264
		dic-18	Los Cóndores	VII Región	Hidro - Pasada	150
		jul-20	CH San Pedro	XIV Región	Hidro - Pasada	144
	Termoelectrica	jun-15	Los Guindos	VII Región	Diésel	132
		jun-15	Planta de Cogeneración Papeles Cordillera S.A	RM	Gas Natural	50
		ago-15	Doña Carmen	V Región	Diésel	67
		sep-15	CMPC Tissue	RM	Gas Natural	5
		dic-15	Guacolda V	III Región	Carbón	139
		ene-18	CTM-3	II Región	Gas Natural	251

Tabla 20. Proyectos Energéticos SIC

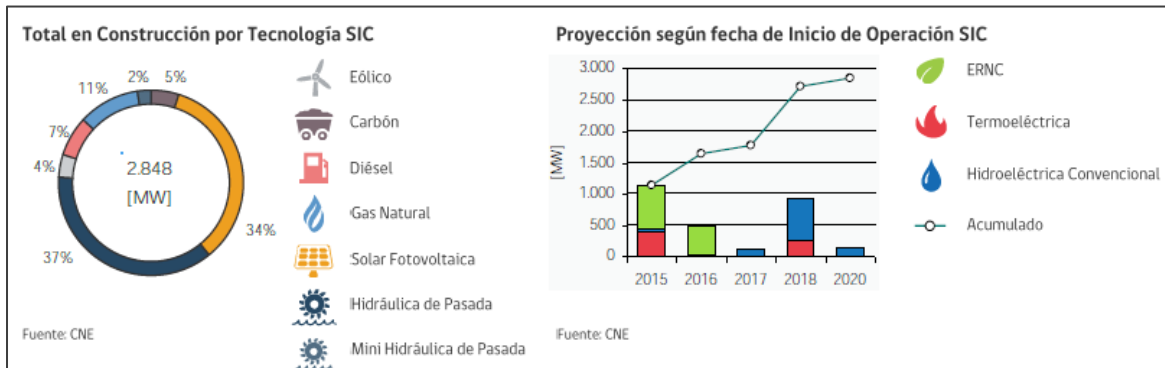


Diagrama 8. Proyección construcción y operación generadoras eléctricas SIC

La capacidad instalada registrada al mes de mayo 2015 para el SIC fue de 14.942 MW (78,5%) y la del SING de 3.943 MW (20,7%). A estos se suman los Sistema eléctricos de Aysén (SEA) con 50 MW y Magallanes (SEM) con 102 MW. En su conjunto conforma una capacidad instalada total de 19.048 MW.

La capacidad instalada nacional esta categorizada en 59% termoelectricidad, 32%hidroelectricidad convencional y un 9% ERNC.

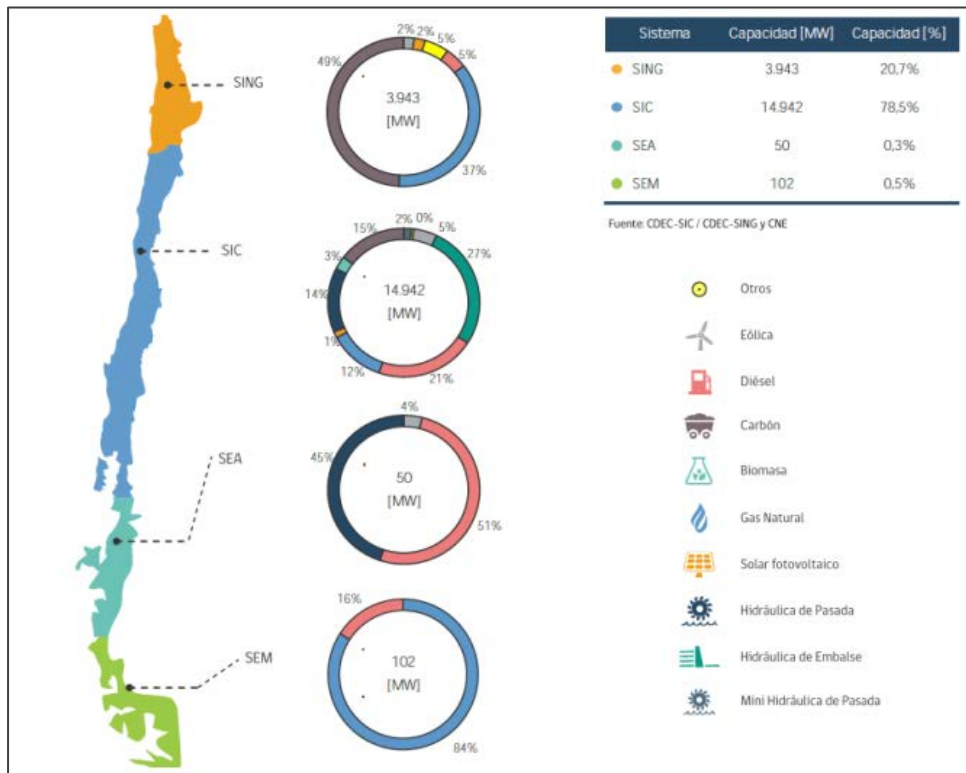


Diagrama 9. Capacidad del sistema eléctrico

C. Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo.

El extracto que aporta a la tesis del “Reporte Mensual del Sector Eléctrico Mayo 2015 – Volumen 4”, desarrollado para el CNE.

Análisis, para una muestra de 14 países -incluido Chile- y 7 Estados de EE.UU., de la relación entre consumo y Producto Bruto Interno (PBI). Donde se concluye que existe una estrecha vinculación entre el PIB per cápita y el consumo de electricidad de un país. Además esta relación constituye un elemento esencial para la proyección futura de la demanda de electricidad. En el gráfico a continuación se ve reflejado que al aumentar la tasa del PIB, el consumo o demanda de Energía Eléctrica del país Crece.

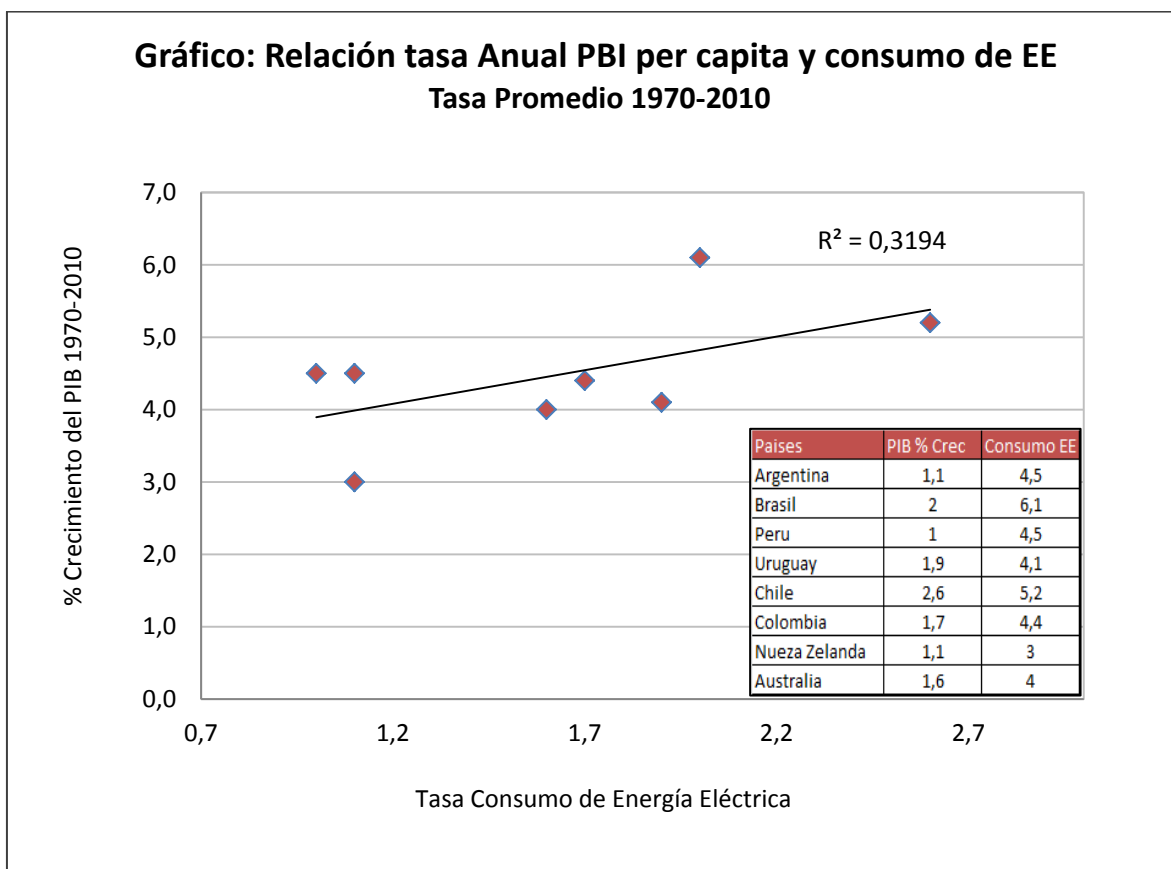


Gráfico 5. Relación Tasa Anual PBI-Consumo de EE

En base a la estimación de Demanda del SING y SIC, se desprende de la base histórica que existe una relación directa entre ventas y generación en cada sistema, que se ve reflejado en el gráfico 7. Con esta conclusión podemos estimar la generación futura con el nivel de ventas, donde las pérdidas por transmisión son despreciables comparadas con el volumen vendido.

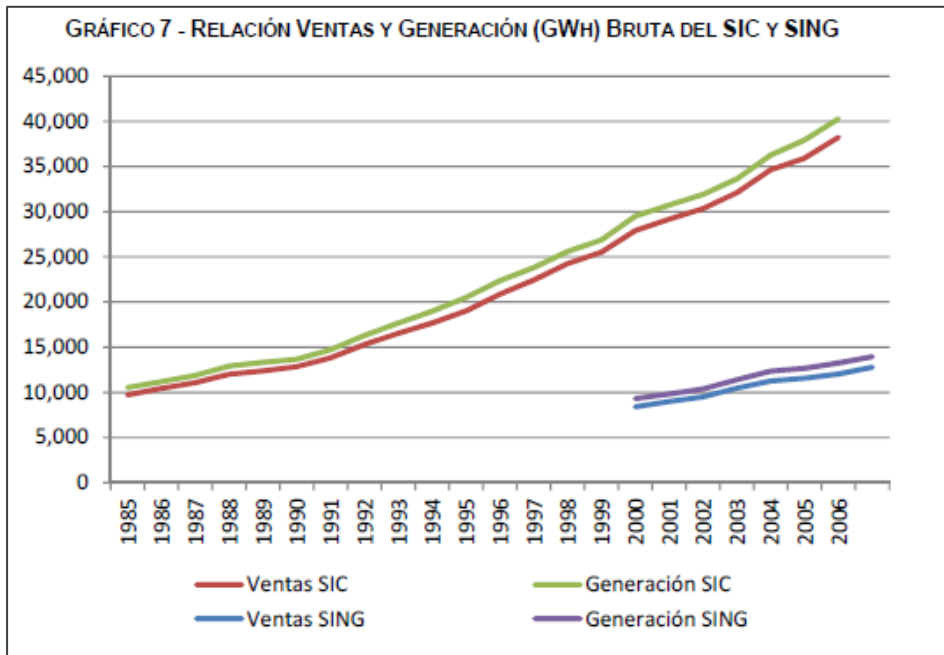


Gráfico 6. Relación Ventas y Generación

El modelo de estimación de generación de energía del SIC y SING depende de la cantidad de personas y con ello se estima el tamaño de la población en base al sistema eléctrico como se ve en el gráfico 8.

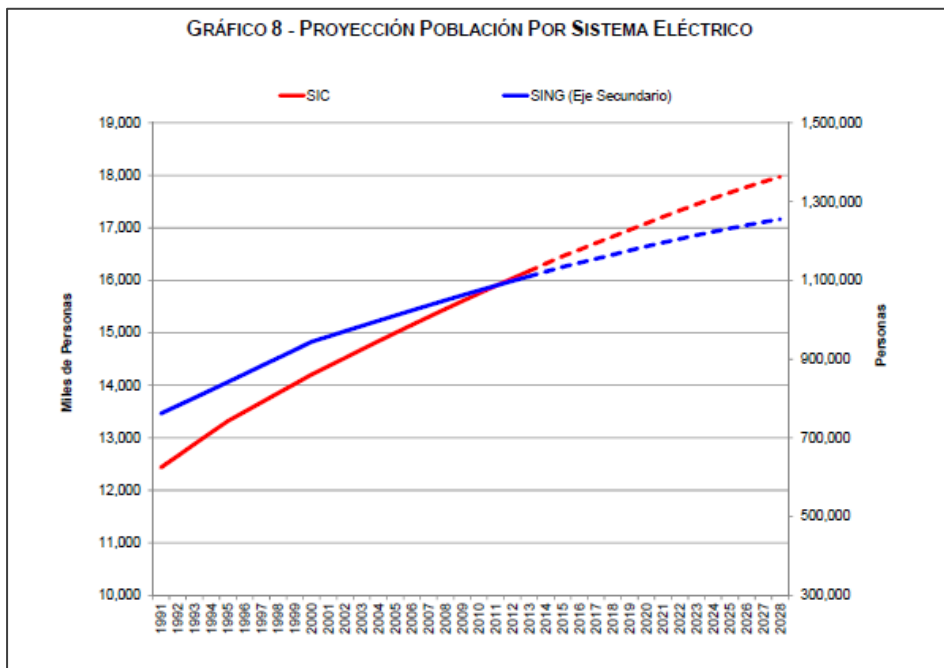


Gráfico 7. Proyección población por sistema eléctrico

El crecimiento de la demanda en Chile en base a los diferentes sistemas interconectados se proyecta entre un 4 y 5% en el período 2014 a 2028, en la tabla adjunta se muestra el resumen de estos crecimientos ya sea para el mercado regulado o el libre.

TABLA 22 – CONCLUSIÓN FINAL: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD A LARGO PLAZO EN CHILE (GWh)

Año	Escenarios Alto		Escenarios Medio			Escenarios Bajo	
	SIC	SING	SIC	SING	Sistemas Medianos	SIC	SING
2014	53,146	18,070	52,638	17,957	484	52,638	17,844
2015	55,655	19,061	54,738	18,860	507	54,687	18,658
2016	58,489	20,084	57,157	19,797	530	56,893	19,510
2017	61,688	21,173	59,891	20,787	553	59,299	20,400
2018	65,235	22,318	62,863	21,824	577	61,871	21,330
2019	69,120	23,516	66,044	22,910	604	64,583	22,304
2020	73,326	24,766	69,385	24,044	630	67,424	23,321
2021	77,838	26,016	72,870	25,201	658	70,389	24,385
2022	82,648	27,289	76,493	26,393	687	73,402	25,498
2023	87,750	28,583	80,246	27,623	719	76,518	26,662
2024	93,141	29,897	84,116	28,887	752	79,709	27,878
2025	98,817	31,224	88,108	30,187	788	82,964	29,150
2026	104,779	32,561	92,199	31,521	827	86,282	30,481
2027	111,027	33,905	96,415	32,888	868	89,646	31,871
2028	117,561	35,253	100,728	34,290	912	93,070	33,326
2029	121,049	36,090	103,718	35,104	933	95,831	34,117
2030	124,642	36,947	106,795	35,937	954	98,675	34,927
2031	128,340	37,824	109,965	36,790	976	101,604	35,756
2032	132,149	38,722	113,228	37,664	998	104,619	36,605
2033	136,071	39,641	116,588	38,558	1,021	107,723	37,474
2034	140,108	40,582	120,048	39,473	1,045	110,920	38,364
2035	144,266	41,546	123,610	40,410	1,069	114,212	39,274
2036	148,547	42,532	127,279	41,369	1,093	117,601	40,207
2037	152,956	43,542	131,056	42,352	1,118	121,091	41,161
2038	157,495	44,576	134,945	43,357	1,144	124,684	42,138
2039	162,169	45,634	138,949	44,386	1,170	128,384	43,139
2040	166,981	46,717	143,073	45,440	1,197	132,194	44,163
2041	171,936	47,826	147,319	46,519	1,224	136,117	45,211
2042	177,039	48,961	151,690	47,623	1,252	140,157	46,285
2043	182,292	50,124	156,192	48,754	1,281	144,316	47,383
2044	187,702	51,314	160,827	49,911	1,310	148,598	48,508
Tasas anuales acumulativas							
Histórico	5.9%	4.8%	5.9%	4.8%	4.5%	5.9%	4.8%
Proy. 2014-2028	5.8%	4.9%	4.7%	4.7%	4.6%	4.2%	4.6%
Proy. 2028-2044	3.0%	2.4%	3.0%	2.4%	2.3%	3.0%	2.4%

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Tabla 21. Tabla de proyección demanda eléctrica