

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS

EVALUACIÓN DE UN SISTEMA SOLAR HÍBRIDO EN EL NORTE DE CHILE

APLICADO A LA MINERÍA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

AUTOR

LUKAS LJUBETIC VACAREZZA

PROFESOR GUÍA

RODRIGO DEMARCO BULL

VALPARAÍSO, 27 DE AGOSTO, 2018.

RESUMEN EJECUTIVO

En este trabajo de investigación se hace una comparación entre un proyecto combinado de módulos solares (fotovoltaicos y termosolares) y uno de módulos híbridos de la misma capacidad, por medio de un estudio de factibilidad técnica-financiera en su aplicación a la industria minera en la zona norte de Chile. La investigación se desarrolla en consideración del contexto de preocupación mundial por el cuidado del medioambiente, agotamiento de recursos no renovables y el crecimiento del desarrollo de este tipo de ERNC. Este estudio se justifica por el alto consumo energético eléctrico de esta industria, y el aprovechamiento de la energía térmica en la eficiencia de los procesos de lixiviación.

Por medio del Software RETScreen Expert, se evalúan los proyectos tomando en consideración la localización, especificaciones de la instalación y definición de variables financieras. Los resultados obtenidos son corregidos para el proyecto híbrido, considerando el efecto positivo de la temperatura de las celdas en la eficiencia eléctrica del sistema, debido al comportamiento particular del módulo. Se realiza una Simulación Montecarlo con 20.000 escenarios para el análisis de ambos proyectos. Se verifica el alcance de aplicación en el proceso de lixiviación del cobre, y se cuantifica el impacto medioambiental por la reducción de emisiones de GEI que conllevaría la consecución del mejor proyecto.

Los resultados muestran que el proyecto combinado tiene un VAN de \$2.863.288.698, una TIR de 25,64% y un Payback de 4,09 años; mientras que el proyecto híbrido presenta un VAN de \$3.191.134.903, TIR de 28,09% y un retorno del pago en 3,71 años. La conveniencia del sistema híbrido por sobre el combinado se debe a menores costos de instalación, mayores eficiencias eléctricas por efecto de temperatura de las celdas y en la ocupación de terrenos de menor tamaño al considerar distintas escalas de inversión.

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer a Rodrigo Demarco, mi profesor guía para el desarrollo de esta memoria, por su constante ayuda en la realización del trabajo, y por su permanente disposición y grato apoyo.

Agradezco también a Fabián Bustos por su amable y valiosa cooperación como profesor correferente, mostrando interés por el buen desarrollo de la investigación.

Finalmente, agradezco a mi familia y círculo cercano por su paciente y comprensivo apoyo en todo momento.

ÍNDICE

1	PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	11
2	OBJETIVOS	14
2.1	Objetivo General	14
2.2	Objetivos Específicos.....	14
3	MARCO TEÓRICO	16
3.1	Generación de Energía Eléctrica por Combustibles Fósiles No Renovables	16
3.1.1	Antecedentes	16
3.1.2	Centrales Termoeléctricas Convencionales	18
3.1.3	Centrales Térmicas Nucleares	19
3.1.4	Medidas de Eficiencia	21
3.1.5	Impacto Medioambiental	23
3.2	Generación de Energía Eléctrica por ERNC	27
3.2.1	Antecedentes	27
3.2.2	Centrales de Biomasa.....	27
3.2.3	Centrales Hidráulicas	28
3.2.4	Centrales Eólicas	29
3.2.5	Centrales Fotovoltaicas.....	30
3.3	Energía Solar Fotovoltaica	30
3.3.1	Antecedentes	30
3.3.2	Sistemas Fotovoltaicos	31
3.3.3	Generadores Fotovoltaicos	33
3.3.4	Cogeneración	40
3.3.5	Rendimiento.....	45
3.4	Situación Energética en Chile	46
3.5	Industria Minera Chile	48
3.6	Lixiviación y Biolixiviación.....	51
4	METODOLOGÍA	58
4.1	Localización	58
4.2	Sistema Fotovoltaico.....	60
4.2.1	Instalación	61
4.2.2	Estimación de Costos	63

4.2.3	Financiamiento	66
4.2.4	Resumen Costos.....	67
4.3	Sistema Solar Térmico	68
4.3.1	Instalación	68
4.3.2	Estimación de Costos	69
4.3.3	Financiamiento	72
4.3.4	Resumen Costos.....	72
4.4	Instalación Híbrida.....	73
4.4.1	Instalación.....	74
4.4.2	Estimación de Costos	75
4.4.3	Financiamiento	81
4.4.4	Resumen Costos.....	81
4.5	Parámetros Financieros	82
4.5.1	General.....	84
4.5.2	Energía Eléctrica.....	85
4.5.3	Combustible.....	90
4.5.4	Resumen Parámetros	92
4.6	Temperatura de las Celdas	93
4.6.1	Módulos Fotovoltaicos	93
4.6.2	Módulos Solares Híbridos	99
4.7	Parámetros Lixiviación.....	107
5	RESULTADOS	110
5.1	RETScreen	110
5.2	Corrección por Temperatura de Celdas.....	113
5.3	Simulación Montecarlo	117
5.3.1	Valor Neto Actual.....	119
5.3.2	Tasa Interna de Retorno.....	123
5.3.3	Sensibilización Costos Estimados	126
5.4	Energía Térmica en LX	133
5.5	Análisis de Emisiones	136
6	CONCLUSIONES	139
7	REFERENCIAS.....	142
8	ANEXOS.....	153

8.1	Ficha técnica panel fotovoltaico Jinko Solar JKM270P-60.....	153
8.2	Estructura de costos instalación fotovoltaica 3MW FluxSolar.	155
8.3	Presupuesto de costos instalación fotovoltaica 680 kW Ecoenergías.....	156
8.4	Presupuesto para una instalación fotovoltaica en suelo de 500 kW.	157
8.5	Ficha técnica panel solar híbrido EndeF Engineering Ecomesh.	158

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1-1: Evolución de la Matriz Energética Mundial	17
Figura 3.1-2: Pérdidas en Centrales Térmicas Convencionales.....	22
Figura 3.3-1: Crecimiento anual de porcentajes de abastecimiento mundial de Energías Renovables desde 1990 hasta 2014.....	31
Figura 3.3-2: Curvas típicas de I-V y P-V para un módulo fotovoltaico.....	37
Figura 3.3-3: Curvas I-V para un generador fotovoltaico a distintos niveles de radiación. .	38
Figura 3.3-4: Curvas I-V para un módulo fotovoltaico a la temperatura de 0°C y 75°C.....	39
Figura 3.3-5: Vista de sección transversal de colector PVT de aire.	42
Figura 3.3-6: Concentrador de radiación solar de panel híbrido.	43
Figura 3.3-7: Degradación eficiencia módulos fotovoltaicos.	45
Figura 3.5-1: Fuentes de Generación Sistema Eléctrico Chile.	49
Figura 3.6-1: Lixiviación de cobre desde calcopirita a distintas temperaturas.....	54
Figura 3.6-2: Lixiviación de cobre a distintos niveles de potencial y temperatura.	55
Figura 3.6-3: Eficiencia de lixiviación para distintos números de pH.....	55
Figura 3.6-4: Eficiencia de lixiviación para distintos niveles de pH y temperatura.	56
Figura 4.5-1: Evolución IPC periodo 2013-2018.	85
Figura 4.5-2: Evolución PPM nominal 2006-2016.....	87
Figura 4.5-3: PPM SIC y SING agosto 2016 s agosto 2017.....	88
Figura 4.5-4: Proyección de demanda eléctrica 2015-2035.....	89
Figura 4.5-5: Proyección costo marginal regional 2015-2034.....	90
Figura 4.5-6: Proyección precio Gas Natural en Chile 2016-2030.....	92
Figura 5.3-1: Simulación VNA Proyecto Combinado.....	119
Figura 5.3-2: Simulación VNA Proyecto Híbrido.....	120
Figura 5.3-3: Superposición VNA proyectos.....	121
Figura 5.3-4: Simulación TIR proyecto combinado.	123
Figura 5.3-5: Simulación TIR proyecto híbrido.	123
Figura 5.3-6: Superposición TIR proyectos.....	125
Figura 5.3-7: Análisis de riesgo proyectos RETScreen.....	128
Figura 5.3-8: Resultado VNA proyecto combinado del análisis de riesgo costos iniciales termosolares.....	129

Figura 5.3-9: Resultado TIR proyecto combinado del análisis de riesgo costos iniciales termosolares.....	129
Figura 5.3-10: Resultado Payback proyecto combinado del análisis de riesgo costos iniciales termosolares.....	130
Figura 5.3-11: Resultado VNA combinado del análisis de riesgo costo módulos híbridos (costos iniciales termosolares fijados en -40%).....	131
Figura 5.3-12: Resultado TIR combinado del análisis de riesgo costo módulos híbridos (costos iniciales termosolares fijados en -40%).....	132
Figura 5.3-13: Resultado Payback combinado del análisis de riesgo costo módulos híbridos (costos iniciales termosolares fijados en -40%).....	132

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1-1: Condiciones Meteorológicas Chuquicamata.....	60
Tabla 4.2-1: Instalación Fotovoltaica.....	61
Tabla 4.2-2: Estimación Costos Sistema Fotovoltaico.....	63
Tabla 4.2-3: Costos anuales fotovoltaico.....	65
Tabla 4.2-4: Cuota Crédito Financiamiento.....	66
Tabla 4.2-5: Resumen costos sistema fotovoltaico.....	67
Tabla 4.3-1: Instalación Termosolar.....	68
Tabla 4.3-2: Costos Sistema Solar Térmico Residencial.....	70
Tabla 4.3-3: Costos Sistema Solar Térmico.....	70
Tabla 4.3-4: Costos Anuales Termosolar.....	71
Tabla 4.3-5: Cuota Crédito Financiamiento.....	72
Tabla 4.3-6: Resumen Costos Termosolar.....	72
Tabla 4.4-1: Instalación Híbrida.....	74
Tabla 4.4-2: Estimación costos módulos solares híbridos.....	77
Tabla 4.4-3: Estimación Costos Sistema Híbrido.....	79
Tabla 4.4-4: Costos Anuales Híbrido.....	80
Tabla 4.4-5: Cuota Crédito Financiamiento.....	81
Tabla 4.4-6: Resumen costos solares híbridos.....	81
Tabla 4.5-1: Precio Promedio de Mercado SING y SIC.....	86
Tabla 4.5-2: Parámetros financieros.....	93
Tabla 4.6-1: Radiación Global horaria mensual Chuquicamata.....	95
Tabla 4.6-2: Radiación horaria mensual Chuquicamata.....	95
Tabla 4.6-3: Especificaciones módulos Jinko Solar.....	96
Tabla 4.6-4: Temperatura horaria mensual módulos fotovoltaicos Jinko Solar.....	97
Tabla 4.6-5: Temperatura horaria mensual híbrida Ecomesh.....	103
Tabla 4.6-6: Temperatura horaria mensual fotovoltaica Ecomesh.....	106
Tabla 4.7-1: Composición solución lixiviante.....	108
Tabla 4.7-2: Composición de concentrado de cobre Codelco División El Teniente.....	109
Tabla 5.1-1: Resumen costos de los proyectos.....	110
Tabla 5.1-2: Resultados RETScreen.....	111

Tabla 5.2-1: Efecto de la temperatura en módulos híbridos Ecomesh.	114
Tabla 5.2-2: Resultados Corregidos por Temperatura.....	115
Tabla 5.2-3: Contraste resultado RETScreen vs. resultado corregido.....	116
Tabla 5.3-1: Variables de Simulación Montecarlo.	118
Tabla 5.5-1: Factor de emisión fuentes de energía Chile.....	137
Tabla 5.5-2: Reducción emisiones GEI.	137

1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La energía es un recurso indispensable en la base del desarrollo de cualquier economía, apoyando todos los procesos, desde actividades cotidianas hasta grandes procesos productivos. La urgente necesidad en su consumo a mediados del siglo XIX con la Segunda Revolución Industrial (Maluquer, 1992) generó una carrera por su producción, fundamentalmente por medio de combustibles fósiles, donde la cantidad era la principal competencia. De esta manera, con el paso de los años, la matriz mundial energética ha mantenido su estructura en términos de fuentes de generación, donde estudios estadísticos de la Agencia Internacional de Energía (2008) aseguran que aproximadamente el 80% proviene de fuentes de energía no renovables, destacando el carbón, petróleo y gas natural. En la actualidad, particularmente en Chile, el 63% de la energía eléctrica a nivel país proviene de combustibles fósiles (Comisión Nacional de Energía, 2017).

Esta realidad supone una preocupación en cuanto a dos elementos de consecuencia directa: el agotamiento de los yacimientos de recursos naturales no renovables y la contaminación que la quema de combustibles fósiles significa en términos de emisión de Gases de Efecto Invernadero (desde ahora en adelante GEI¹). Salaet y Roca (2010) indican que a pesar de la grandes reservas actuales de combustibles fósiles, autores como M. King Hubbert advierten su eventual agotamiento; y en base a simulaciones de proyección de acuerdo a la continuación de explotación de estos recursos a futuro, se estima un aumento del 50% de emisiones de CO₂ en el próximo siglo. Considerando a su vez que el

¹ Los gases que influyen en el efecto invernadero son varios: vapor de agua, dióxido de carbono, metano, ozono, entre otros. Por convención, al referirse a GEI se habla de *toneladas de dióxido de carbono equivalentes (ton CO₂ eq.)*, donde el efecto contaminante de los demás gases se lleva a una misma base (ton CO₂ eq.), a modo de realizar análisis más concluyentes.

crecimiento de la demanda eléctrica se ha duplicado cada 10 años (Ministerio de Energía, 2010), los hechos determinan un contexto que requiere un cambio en su estructura.

En respuesta a ello, la inversión en mejoras de eficiencia en los procesos llevados a cabo en las plantas de generación eléctrica a base de combustibles fósiles es una estrategia acorde a sus consecuencias. Asimismo, han surgido nuevas tecnologías que apuntan a la generación de energía en la categoría de Energías Renovables No Convencionales (desde ahora en adelante ERNC), donde las centrales hidroeléctricas, eólicas y fotovoltaicas son las principales. Hacia el año 2014, estas tecnologías correspondían a un 13,8% del total de suministro de energía primario mundial, y han tenido un crecimiento sostenido anual de 2,2% mientras que el de la matriz completa ha sido de 1,9% (IEA, 2016). Las ventajas de la implementación de fuentes de ERNC datan en su concepto de “energía limpia” que, al no utilizar combustibles en el proceso de generación, atacan tanto al problema de agotamiento de recursos naturales como a la contaminación ambiental por GEI; sin embargo, muchas veces el costo-beneficio de su desarrollo no es atractivo o incluso genera pérdidas económicas debido a sus altos costos (Ricaurte, 2015).

Un método de mejora en la eficiencia de los sistemas de generación actuales corresponde al aprovechamiento energético del calor residual de las máquinas térmicas, conocido como cogeneración (Sosa y Fushimi, s.f.). En otras palabras, trata de la utilización de la energía que, en forma de calor, es desperdiciada en los procesos de generación. La cogeneración entonces, es aplicable a distintas tecnologías en métodos que se ajusten a los procesos que las componen. En particular, las centrales fotovoltaicas, que constan de la transformación de la radiación solar en energía eléctrica de forma directa, están en constante desarrollo en su tecnología y crecimiento acelerado en capacidad instalada a nivel mundial (IEA, 2016), por lo que resultan un foco importante en la aplicación de este concepto,

puesto que los excesos de calor generados en su proceso no solo se consideran una pérdida, sino que afectan a su vez en su eficiencia.

Chile es el principal exportador de cobre a nivel mundial, donde en el año 2016 la producción de este mineral constituyó el 8% y 51% del PIB y exportaciones totales nacionales respectivamente (ClimateScope, 2017). Con una producción de 5,6 millones de toneladas de cobre fino tuvo un consumo energético de 168.572 TJ, del cual el 52,4% correspondió a energía eléctrica (Cochilco, 2017). Considerándose así la minería una industria de alta demanda energética, se posiciona en la matriz de distribución de consumo nacional con un 11% de la energía total generada, liderando en consumo eléctrico con un 35% y presencia con un 15% en derivados de petróleo. Aumentos constantes en el consumo energético de esta industria a pesar de su mantención de un nivel similar de producción en los últimos años, supone una preocupación con respecto a su abastecimiento energético y medidas de mejora continua.

Bajo este contexto, entendiendo la importancia de la minería en Chile y en la consideración de la tecnología fotovoltaica como una fuente de generación de ERNC en crecimiento y desarrollo, ¿es la cogeneración una herramienta aprovechable en este tipo de instalaciones? ¿Se justifica, en términos rentables, la inversión en un sistema de cogeneración solar aplicado a la industria minera en Chile?

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo General

Evaluar y comparar la aplicabilidad de un sistema solar híbrido de cogeneración versus uno fotovoltaico/termosolar combinado, a través de su evaluación técnica/financiera, con el fin de reducir los costos e impacto medioambiental de su actividad.

2.2 Objetivos Específicos

- Estudiar la realidad de generación de energía a nivel mundial y nivel país considerando los recursos y tecnologías comúnmente utilizadas y el impacto asociado, para identificar la necesidad de revolucionar la matriz energética.
- Determinar la relevancia de la gestión de eficiencia en centrales fotovoltaicas, en términos de ERNC, y aplicado al potencial chileno.
- Investigar en detalle la funcionalidad técnica de los sistemas fotovoltaicos y de cada uno de sus componentes, para identificar factores claves en el proceso de generación que constituyan focos de potencial influencia.
- Estudiar las componentes y funcionamiento de los sistemas de colectores solares térmicos, para comparar con los módulos fotovoltaicos.
- Seleccionar y estudiar la tecnología de cogeneración solar aplicable a los factores analizados, entendiendo su funcionamiento y ventajas y desventajas asociadas.

- Evaluar técnica y económicamente el sistema de cogeneración mediante herramientas especializadas para determinar la conveniencia de su aplicación en sustitución de la tecnología fotovoltaica y termosolar.
- Determinar el alcance y posible impacto de la implementación de la propuesta.

3 MARCO TEÓRICO

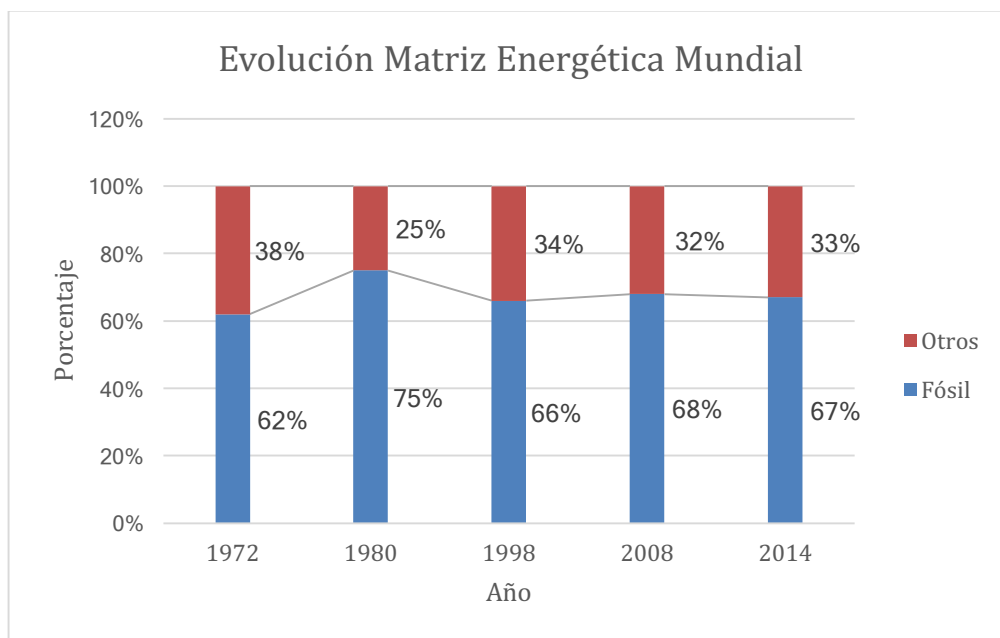
3.1 Generación de Energía Eléctrica por Combustibles Fósiles No Renovables

3.1.1 Antecedentes

A finales del siglo XIX, con la Segunda Revolución Industrial, la producción de energía eléctrica tuvo su arranque. La central 257 Pearl Street, en Wall Street New York, con carbón como combustible, fue pionera en esta carrera donde la competencia creció apresuradamente debido al atractivo del negocio (Sosa y Fushimi, s.f.). Más adelante, en el período Entre Guerras (entre los años 1919 - 1939), la explotación del petróleo para la generación de energía tuvo su auge debido al disparo de la producción por la necesidad de reconstrucción y desarrollo de nuevas tecnologías, dando paso a la utilización del gas natural, post Segunda Guerra Mundial, bajo el mismo contexto. Prontamente, los procesos industriales fueron revolucionados, así como el transporte, comunicación y la introducción de los artefactos electrónicos, donde la energía eléctrica se instauró como el eje principal de funcionamiento.

Así, hacia el siglo XX, la producción de energía eléctrica estaba basada en la explotación de combustibles fósiles no renovables, donde el carbón, petróleo y gas natural daban figura a la matriz. La evolución de la composición de esta matriz a través de los años ha fluctuado en torno a un mismo valor, de manera que desde el año 1972 hasta 2014 la porción de generación por combustible fósil se ha mantenido cercano al 67% del total de energía eléctrica mundial. La evolución de estas proporciones se muestra en la gráfica a continuación.

Figura 3.1-1: Evolución de la Matriz Energética Mundial



La estabilidad apreciada en las proporciones de la figura anterior, refleja una realidad actual en la cual, a pesar de que se estén desarrollando e incluyendo nuevas tecnologías como las ERNC dentro de la matriz mundial de generación, la producción de energía por la quema de combustibles fósiles satisface más de dos tercios del consumo total. De esta manera, en el contexto de combustibles no renovables, las tecnologías destinadas a la generación eléctrica han sido principalmente las centrales termoeléctricas convencionales.

Las centrales nucleares de generación eléctrica, por otro lado, corresponden a una tecnología que se desarrolló como producto secundario de la bomba atómica que tuvo cabida en la Segunda Guerra Mundial. Comenzó en Estados Unidos y Rusia en 1951 con la creación de pequeñas centrales de capacidades reducidas de 5 MW (Breeze, 2017). Su operación prosiguió en mayores escalas en los años posteriores hasta la actualidad, donde se cuenta con centrales nucleares de hasta 8.212 MW.

3.1.2 Centrales Termoeléctricas Convencionales

Las Centrales Termoeléctricas Convencionales son instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la generación de calor. Se diferencian de las centrales térmicas no convencionales por el tipo de combustible utilizado: en la primera se utiliza carbón, petróleo o gas natural; mientras que en la segunda se utiliza material radiactivo en el caso de centrales nucleares, o geotérmica en ERNC.

Sus componentes son (Enriquez, 2009):

- ✓ Caldera
- ✓ Turbina de vapor (unidad de potencia principal)
- ✓ Alternador
- ✓ Transformador
- ✓ Condensador
- ✓ Torre de refrigeración
- ✓ Sistemas de tuberías, para combustible, agua y vapor.

Su funcionamiento (J. Eguren, comunicación personal, 22 de mayo, 2017):

- ✓ El combustible (carbón, petróleo o gas natural) es quemado en la caldera, generando energía calorífica, la cual se transfiere al agua circulante a través de intercambiadores de calor, hasta llegar a su ebullición y obtención de vapor de agua a alta presión.
- ✓ El vapor de agua incide sobre los álabes de la turbina de vapor provocando movimiento rotatorio.

- ✓ La energía mecánica del movimiento de la turbina de vapor se transmite al alternador conectado a ella, que es capaz de producir energía eléctrica.
- ✓ La corriente eléctrica se eleva de tensión mediante el transformador para poder ser distribuida por el tendido eléctrico con mínimas pérdidas.
- ✓ El vapor de agua cambia de fase a líquida caliente nuevamente mediante el condensador.
- ✓ El agua caliente proveniente del condensador se enfría en la torre de refrigeración por un sistema de intercambio de calor con una fuente de agua inagotable (río, lago o mar).
- ✓ El agua enfriada es nuevamente enviada a la caldera para la repetición del proceso.

Entendiendo el proceso de generación de energía eléctrica de este tipo de centrales, se evidencia la ineficiencia del sistema. La central produce energía calorífica mediante la quema del combustible fósil particular utilizado. Una parte de esta energía (hay pérdidas) se traspassa al agua líquida, produciendo vapor de agua a alta presión. El vapor de agua logra hacer girar la turbina de vapor, transformándose su energía en energía mecánica, pero el vapor sale del sistema con energía térmica que no se utiliza.

3.1.3 Centrales Térmicas Nucleares

La central nuclear, si bien no utiliza combustibles fósiles como las térmicas convencionales, se considera dentro de las centrales a base de recursos no renovables por su utilización de elementos como el dióxido de Uranio o el Plutonio, en particular los isótopos

^{235}U y ^{239}Pu respectivamente (Glasstone y Sesonske, 1994). Los mismos autores, en su publicación describen los componentes y funcionamiento de estas centrales.

Sus componentes son:

- ✓ Reactor nuclear
- ✓ Edificio de contención
- ✓ Generador de vapor
- ✓ Turbina de vapor (unidad de potencia principal)
- ✓ Alternador
- ✓ Transformador
- ✓ Condensador
- ✓ Torre de refrigeración
- ✓ Sistemas de tuberías para agua, vapor y refrigerante.

Su funcionamiento:

- Se producen reacciones controladas de fisión nuclear del combustible (uranio o plutonio) en el reactor nuclear, generándose energía calorífica para ser absorbida por el refrigerante utilizado (agua ligera, agua pesada, anhídrido carbónico o helio). Luego, esa energía es traspasada al agua circulante por medio de intercambiadores de calor, hasta llegar al punto de ebullición y obtener vapor de agua a alta presión.
- El vapor de agua incide sobre los álabes de la turbina de vapor provocando movimiento rotatorio.
- La energía mecánica del movimiento de la turbina de vapor se transmite al alternador conectado a ella, que es capaz de producir energía eléctrica.

- La corriente eléctrica se eleva de tensión mediante el transformador para poder ser distribuida por el tendido eléctrico con mínimas pérdidas.
- El vapor de agua cambia de fase a líquida caliente nuevamente mediante el condensador.
- El agua caliente proveniente del condensador se enfría en la torre de refrigeración por un sistema de intercambio de calor con una fuente de agua inagotable (lago).
- El agua enfriada es nuevamente enviada a los intercambiadores de calor para la repetición del proceso.

El sistema de generación de energía eléctrica de este tipo de centrales, similar al de las térmicas convencionales, funciona a través de la transformación de energía calórica en energía mecánica y posteriormente eléctrica por medio de un alternador. En cada proceso que compone este sistema existen pérdidas de energía, evidenciadas en la energía calorífica del fluido (agua) utilizado para generar energía mecánica con la turbina de vapor, al cual debe extraérsele dicho calor para su reutilización.

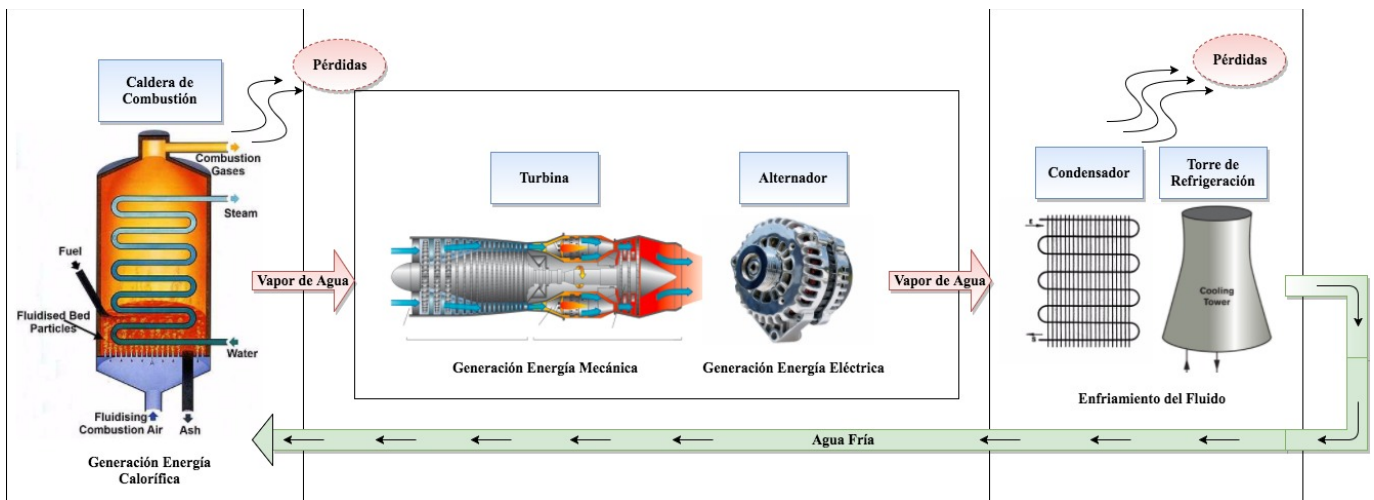
3.1.4 Medidas de Eficiencia

El sistema de funcionamiento de las centrales térmicas convencionales y no convencionales que utilizan recursos no renovables como combustible, presenta ineficiencias en el sentido del desaprovechamiento de energía calórica.

En estas centrales, la obtención de energía eléctrica se logra a partir de la generación de energía calórica por medio de combustión. El calor es transferido al agua

circulante para obtener vapor de agua a alta presión. El intercambio de calor realizado en este proceso entre el combustible y el agua tiene pérdidas de calor que no se utiliza para calentar el fluido, sino que se libera junto con los gases de combustión emitidos. Por otro lado, una vez que se ha logrado la obtención de energía eléctrica debido a la incidencia del vapor de agua en los álabes de la turbina conectada al alternador, el vapor de agua se dirige al condensador y torre de refrigeración para ser enfriada, donde se le extrae la energía no transformada en energía mecánica, lo cual es considerado una pérdida dentro del sistema. Las pérdidas se ilustran en la figura a continuación.

Figura 3.1-2: Pérdidas en Centrales Térmicas Convencionales



En términos generales, el combustible tiene un potencial de generación determinado, donde, dependiendo del tipo de combustible utilizado y el desarrollo de las tecnologías implementadas en cada planta, solo se aprovecha un porcentaje. Esto crea la necesidad de modificar los sistemas de modo de aumentar la eficiencia en sus procesos para minimizar las pérdidas de energía.

Thamir et al. (2017), en un estudio con respecto al desempeño de las centrales termoeléctricas con sistema de turbina, indican que existen pérdidas en exergía² de 32,4% en el sistema completo. Se han implementado mejoras en eficiencia por medio de la inclusión de turbinas secundarias que aprovechen la presión restante del fluido que pasa por la primera, o sistemas de ciclo combinado (cogeneración) que utilicen los gases de combustión para generar electricidad con una turbina de gas adicional (Al-attab y Zainal, 2014). Particularmente, en el estudio por estos autores, se aplican medidas de aumento de temperatura a los gases entrantes en la turbina de vapor, lo cual es posible debido al avance en las tecnologías de manufactura de las turbinas; aumento en la eficiencia de los elementos ajenos a la turbina que componen el sistema de generación; y la adición de nuevos subprocesos de eficiencia al proceso de generación por la turbina.

3.1.5 Impacto Medioambiental

3.1.5.1 Agotamiento de las Reservas de Combustibles Fósiles

El carbón, petróleo y gas natural, desde su nacimiento en su utilización como combustibles por la necesidad de industrialización, se han mantenido como las principales fuentes de energía a nivel mundial. Estudios de la Agencia Internacional de Energía (2016) indican que el año 2014 la producción total del sistema primario de energía dependía en un 81% de los combustibles fósiles (sin considerar el 4,8% de energía nuclear), y la producción de energía eléctrica en un 66,6%.

² Exergía corresponde al máximo trabajo utilizable que puede extraerse de un sistema para mantener el equilibrio (de entalpías) con una reserva de calor (Exergy Economics, s.f.). En términos simples, es el máximo de energía aprovechable.

Esta configuración de la matriz energética significa una realidad de continua explotación de los recursos de combustibles fósiles no renovables, lo cual trae consecuencias con respecto al eventual agotamiento de las reservas. Entendiendo la importancia de la estimación de la producción de dichos combustibles, Chávez et al. (2015) define tres enfoques: el económico, con relación a la producción en función de la actividad industrial prevista; el geofísico, que depende de las restricciones y condiciones geológicas, y de los Recursos Finalmente Explotables (URR³); y un híbrido que involucra a ambas.

El geólogo M. King Hubbert, en el año 1956, elabora una curva gaussiana de proyección de la extracción de petróleo, con la cual plantea que para cualquier curva de producción de un recurso finito de cantidad fija, se conocen dos tiempos: el tiempo $t=0$ cuando su producción es cero, un punto medio donde su producción alcanzará el máximo, y el tiempo $t=\infty$ donde declinará nuevamente a cero (Salaet y Roca, 2010). La forma de esta curva es respaldada por autores como Kaufmann y Shiers (2008) que se oponen a una caída repentina de la explotación de un recurso no renovable luego de su pico de producción, debido a que no se justificaría económicamente la inversión en las tecnologías dedicadas a su extracción para ser utilizadas un único año.

La curva de Hubbert es aplicable para cualquier recurso no renovable en la actualidad. Así, se han estimado los ciclos de producción de los combustibles utilizados en las centrales térmicas convencionales. Con respecto al carbón, se estima que su pico en producción mundial sea el año 2018, y tenga un nivel de producción para el año 2080 similar a sus inicios en los 1960s (Berk y Volcan, 2016). Para el petróleo, considerando la

³ Corresponden a una estimación de la cantidad total máxima que podrá explotarse y producirse de algún recurso.

producción de la OPEP⁴, se estima un pico en su explotación en el año 2028 y un mínimo cercano al 2100 (Ebrahimi y Gashabani, 2015). El gas natural, por su parte, tendría un pico para el 2021 y su mínimo aproximadamente el 2100 (Maggio y Cacciola, 2009). Los mínimos de producción significan una finalización de la explotación de los combustibles.

3.1.5.2 Emisión de GEI

Los GEI corresponden a gases que se encuentran de forma natural en el planeta, permitiendo el desarrollo de los organismos vivos. Sin embargo, la actividad humana ha aumentado su cantidad en la atmósfera, principalmente por la quema de combustibles fósiles para la generación de energía. El aumento de estos gases tiene como consecuencia directa un cambio climático caracterizado por el aumento en la temperatura terrestre, conocido como calentamiento global, que altera la composición de la atmósfera. El incremento en la temperatura provoca el derretimiento de hielos y aumento del nivel del mar, aumentos y disminución en las precipitaciones de ciertas regiones, y está la alta probabilidad de que afecte a la biodiversidad del planeta por desaparición de especies, desplazamiento de poblaciones, disminución de productividad de suelos y escasez de recursos hídricos (Ministerio del Medio Ambiente, s.f.).

Los gases que contribuyen al efecto invernadero son el dióxido de carbono (CO₂), Metano (CH₄), óxidos de nitrógeno (NO_x), clorofluorocarbonos (CFC), vapor de agua (H₂O) y ozono (O₃). Estos gases permiten la entrada de la mayor parte de radiación solar hacia la atmósfera terrestre, mientras que solo dejan salir una porción de la radiación térmica que es emanada por la Tierra (NASA GISS, 1998). La concentración de estos gases

⁴ Se considera a la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) como un referente de total, pues las 13 naciones que la componen acaparan aproximadamente un 72,6% del total de explotación del petróleo a nivel mundial.

en la atmósfera terrestre ha ido aumentando con el transcurso de los años debido a la actividad humana. El nivel de CO₂ ha aumentado desde el año 1700, donde su concentración era de 280 partes por millón, hasta las 380 partes por millón en el año 2006 (IPPC, 2007).

Existe la posibilidad de que si se mantienen en incremento las concentraciones de los GEI en la atmósfera se generen enormes cambios climáticos a futuro (Timmermann et al., 1999). Resulta preocupante desde la perspectiva de que la explotación de los combustibles fósiles sigue en crecimiento esperando los picos en los años mencionados anteriormente, lo que supone escenarios donde las emisiones de CO₂ aumentarán, pero por debajo de los peores escenarios previstos por el último informe de IPCC (2007). Esto no deja de ser significativo considerando que los escenarios determinan concentraciones de 450 partes por millón, con consecuentes cambios en la temperatura de 2,5° hasta 3°C (Salaet y Roca, 2010).

Por otro lado, las centrales nucleares, a pesar de no formar parte en el contexto de la contaminación por GEI, requieren atención no solo por el tratamiento de los desechos nucleares que genera en su operación, sino por las consecuencias medioambientales y sociales que las posibilidades de un accidente pueda causar (Huhtala y Remes, 2017). Si bien los costos de una catástrofe de este tipo son difíciles de cuantificar, el accidente ocurrido en la central de Fukushima Daiichi, Japón, hasta hace un año habría causado US\$166 billones estadounidenses, y 573 muertos inmediatos en su evacuación (Wheatley, Sovacool y Sornette, 2016).

3.2 Generación de Energía Eléctrica por ERNC

3.2.1 Antecedentes

Las consecuencias que la quema de combustibles fósiles para la generación de energía ha tenido, en términos de agotamiento de dichos recursos a futuro y a la contaminación por la emisión de GEI, no solo ha impulsado medidas en cuanto a mejoras en su eficiencia. El protocolo de Kyoto, del año 1997, en su propuesta por la reducción de emisiones de GEI, considera el involucrar el sector de generación de electricidad en el sentido de la sustitución de las fuentes de energía de combustibles fósiles por tecnologías que utilicen recursos renovables, como lo son las centrales hidroeléctricas, eólicas, biomasa y fotovoltaicas (Amrutha, Balachandra y Mathirajan, 2017).

El crecimiento de la participación de las energías renovables en la matriz mundial de generación eléctrica ha sido de un 3,6% sostenido desde 1990, lo cual es un crecimiento mayor que el de la matriz total de un 2,9%. Las centrales de biomasa tienen el mayor porcentaje de generación dentro de las ERNC, con un 66,2%, seguido de las hidroeléctricas con un 17,7%. Sin embargo, en el mismo periodo, las tecnologías fotovoltaicas y eólicas han tenido un aumento excepcional de un 46,2% y 24,2% respectivamente (IEA, 2016). La IEA indica, a su vez, que el año 2014 la producción de electricidad por fuentes renovables constituía un 22,3% del total, siendo la segunda más grande después del carbón.

3.2.2 Centrales de Biomasa

Las centrales de biomasa, la fuente de ERNC más potente en la matriz, tiene su funcionalidad análoga a la de las centrales térmicas convencionales. La diferencia radica en el combustible utilizado para la generación de la energía, el cual es la biomasa. Este

combustible corresponde a la materia orgánica provenientes de los animales y vegetales (ENDESA, s.f.).

3.2.3 Centrales Hidráulicas

Este tipo de centrales no utiliza combustibles para su funcionamiento. Se construyen en ríos, de forma que un salto de agua artificial sirva como fuente de energía. Existen dos tipos de centrales: centrales embalse, constituidas por una represa que permite producir un salto de agua que accione el movimiento de una turbina; y centrales de pasada, que no requieren de represa, sino de la energía cinética del fluido que se transmita a la turbina.

Sus componentes:

- Represa
- Turbina hidráulica (unidad de potencia principal)
- Alternador
- Transformador
- Conducto de entrada
- Conducto de salida

Su funcionamiento:

- La represa retiene el agua del río formando un embalse.
- El agua transportada por el conducto de entrada se lleva hasta la turbina (salto de agua), generando energía mecánica.
- El alternador conectado a la turbina permite transformar la energía mecánica de esta en energía eléctrica.

- La energía eléctrica se eleva de tensión en el transformador para poder ser transportada por el tendido eléctrico con pérdidas mínimas.
- El agua es devuelta al otro extremo del río por el conducto de salida.

Las consecuencias de estas centrales, siendo ERNC, son de impacto medioambiental en el sentido de alteración de caudales al tratarse de represas, lo cual impacta sobre la flora y fauna del área circundante.

3.2.4 Centrales Eólicas

Las centrales eólicas son capaces de producir energía eléctrica utilizando como fuente las corrientes de aire. Su eficiencia tiene sentido en la instalación de múltiples aerogeneradores (molinos) que aporten a la generación total. Los aerogeneradores cuentan con un mecanismo de orientación e inclinación, que permite aprovechar de mejor manera el viento (Gasch y Twele, 2004).

Sus componentes:

- Aerogenerador (unidad de potencia principal)
- Sistema de orientación e inclinación
- Mecanismo multiplicador
- Alternador
- Transformador

Su funcionamiento:

- El flujo de aire incide sobre las aspas del aerogenerador, produciendo energía mecánica.

- El mecanismo multiplicador permite un movimiento de revolución de mayor velocidad que el del aerogenerador.
- El alternador conectado al multiplicador es capaz de generar energía eléctrica a partir de la energía mecánica de este.
- La corriente es elevada de tensión por el transformador para poder ser transportada por el tendido eléctrico con mínimas pérdidas.

En este tipo de centrales, a pesar de que las corrientes de aire son inagotables en las zonas donde se analiza situarlas, la intermitencia de las corrientes afectan la eficiencia de estas, imposibilitando su uso como fuente primaria de abastecimiento de energía eléctrica a una zona o sistema.

3.2.5 Centrales Fotovoltaicas

Este tipo de centrales se analizarán con detención en el apartado siguiente, pues constituyen el eje central de esta investigación.

3.3 Energía Solar Fotovoltaica

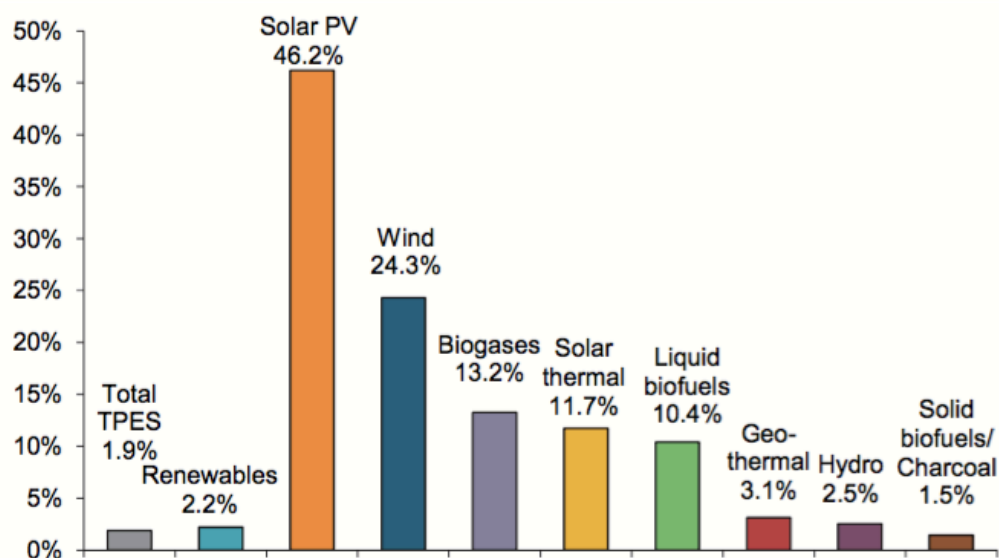
3.3.1 Antecedentes

Los convertidores fotovoltaicos, correspondientes a la unidad principal de potencia de la energía solar fotovoltaica, son semiconductores que permiten la conversión directa de la radiación solar incidente en energía eléctrica. Sus inicios se presentan en el año 1955 con su implementación en la carga de baterías y teléfonos. Su tecnología permitía una eficiencia de un 5%, con células fotovoltaicas de 2 cm² de área. El concepto de la energía fotovoltaica, entonces, tuvo un rápido desarrollo y crecimiento, de modo que en la

actualidad se cuenta con instalaciones con eficiencias que superan el 30%, generadores de varios metros cuadrados, y potencias de hasta 75 GW (Duffie y Beckman, 2013).

La matriz energética mundial actual evidencia una dependencia a la utilización de combustibles fósiles para la generación. Sin embargo, las tecnologías de ERNC han estado en constante crecimiento, más acelerado que el de generación completa, de manera que lentamente comienzan a reemplazar el uso de estos recursos no renovables. Particularmente ha sido la fuente renovable de energía fotovoltaica la que mayor crecimiento ha tenido en comparación con las demás ERNC, con un 46,2% entre 1990 y 2014 (IEA, 2016).

Figura 3.3-1: Crecimiento anual de porcentajes de abastecimiento mundial de Energías Renovables desde 1990 hasta 2014



3.3.2 Sistemas Fotovoltaicos

La célula fotovoltaica es un semiconductor mediante el cual se puede generar energía eléctrica de forma directa a partir de la radiación solar. El conjunto de células fotovoltaicas componen al generador (panel) fotovoltaico. Existen dos sistemas que

determinan la instalación de los generadores: el sistema autónomo y el sistema conectado a red. Cada uno satisface necesidades distintas, y por ende requiere de componentes distintas en su sistema. Abella (s.f.) en su investigación describe sus características como sigue.

El sistema autónomo es utilizado para satisfacer demandas de energía reducidas, en lugares donde la energía eléctrica es de difícil acceso. Constan de la instalación de generadores fotovoltaicos que actúen como sistemas independientes de los sistemas interconectados que abastecen el país. Su uso más común es para sistemas de señaléticas de tránsito, sistemas profesionales de comunicación (estaciones de telemetría, radios, TV) y sistemas agrícolas (bombas). Es de importancia determinar la demanda que se espera tener, ya que la capacidad del sistema debe instalarse en función de ello.

Al tratarse de un sistema que no está conectado a la red, debe contar con baterías que permitan almacenar la energía eléctrica generada cuando hay bajo consumo, para luego utilizarse en los momentos de baja producción y alto consumo (noche o picos de consumo). A su vez, utilizan un regulador de carga, necesario para llevar un control sobre la batería y tomar decisiones de interrupción en la conexión con los generadores en situaciones de sobrecarga, o en la conexión al consumo en situaciones de sobredescarga. Por último, requieren de un inversor DC/AC y/o DC/DC, para transformar la corriente continua generada en corriente alterna, y para regular la tensión y corriente continua a modo de obtener una mayor potencia, respectivamente.

Por otro lado, los sistemas conectados a la red eléctrica tienen como función principal aportar con el total de energía inyectada a ella. Es relevante su utilización en momentos picos de consumo (medio día), coincidentes cuando su producción está también en su máximo punto. Su incorporación a la red se realiza en monofásico hasta 5 kWp, y el resto se inyecta en trifásico.

3.3.3 Generadores Fotovoltaicos

3.3.3.1 Funcionamiento

Las células fotovoltaicas producen energía eléctrica de corriente continua a partir de la radiación solar. La radiación solar puede considerarse en su carácter discreto como unidades de energía, llamados fotones. La radiación está compuesta por un espectro de ondas electromagnéticas de distinta longitud de onda λ y frecuencia ν . La velocidad de la luz c , esta dada por

$$c = \lambda \cdot \nu$$

Considerando a su vez que la energía E de un fotón es

$$E = h \cdot \nu$$

donde h corresponde a la constante de Planck, los fotones de mayor energía son aquellos que tienen mayor frecuencia y menor longitud de onda.

Duffie y Beckman (2013) explican el funcionamiento de los generadores fotovoltaicos como se describe a continuación. El material de las celdas fotovoltaicas es comúnmente el silicio monocristalino. Cuando un fotón incide sobre la celda, un átomo de silicio absorbe su energía, de modo que si la energía es suficiente, logra la excitación de un electrón que será liberado del último nivel de energía del átomo. De esta manera, se genera un espacio vacío de electrón en el átomo mientras hay un electrón sin ubicación en la

estructura. Sin embargo, comúnmente los electrones se recombinan volviendo a llenar los espacios que dejaron, de modo que la energía liberada se presenta en forma de calor.

Para evitar que los electrones se recombinen de esa manera, se genera una barrera de potencial entre los dos extremos de la celda. Esto se hace mediante el dopaje del semiconductor. El dopaje consiste en la alteración intencional por agregación de impurezas a un semiconductor con el objetivo de alterar sus propiedades eléctricas. Dicha alteración consiste en la adición de un átomo de otro elemento que tenga un número de electrones de valencia distinto, de modo que se facilite la liberación o captación de electrones (García-Carmona y Criado, 2011). Así, un extremo es dopado con Boro para formar p-silicio, configuración que, debido a que el Boro tiene menores electrones de valencia que el silicio, captará electrones más fácilmente; y el otro es dopado con Fósforo para formar n-silicio, de manera que pueda liberarse un electrón requiriendo menos cantidad de energía gracias al electrón de valencia sobrante de este elemento. De esta manera, se favorece al traspaso de electrones desde el n-silicio al p-silicio, generándose una corriente por una diferencia de potencial.

Entendiendo su funcionamiento a partir de la radiación incidente, se identifican las siguientes ineficiencias. El silicio solo admite ondas electromagnéticas de longitud de onda hasta un máximo de $1,15 \mu\text{m}$, por lo que longitudes de onda mayores (fotones de energía menor) no alcanzan a excitar el electrón, por lo que su energía se presenta en forma de calor. A su vez, la energía de fotones de longitud de onda menor que sobrepasen el requerido para el salto del electrón también se pierde en forma de calor. Es por esto que las celdas de silicio tienen una eficiencia máxima del 23%. Sin embargo, la tecnología fotovoltaica ha estado en continua búsqueda de configuraciones más eficientes, donde se

han elaborado celdas de multiunión de distintos materiales con respuesta espectral distinta, logrando eficiencias por encima del 30%.

3.3.3.2 Pérdidas de Energía

El balance de energía en los sistemas fotovoltaicos funciona de manera similar al de los paneles solares térmicos. La radiación solar incidente G_T se divide en energía absorbida, transmitida, pérdidas ópticas y pérdidas térmicas.

Las pérdidas ópticas o por reflexión corresponden a la fracción de radiación incidente que es reflejada en función de la reflectancia (ρ) del material del módulo (Casanova et al., 1993), para lo cual se añaden capas antireflectantes.

Las pérdidas térmicas se componen de transferencia de energía al entorno por radiación, convección y conducción con cualquier estructura que esté en contacto con el módulo. En paneles solares térmicos, se utilizan capas cubiertas en la superficie superior y aislación en la inferior con el objetivo de aumentar las resistencias a la transferencia de calor y dificultar su flujo hacia el entorno. Por otro lado, en módulos fotovoltaicos, considerando que el aumento de la temperatura de las celdas afecta negativamente en su eficiencia, se intenta maximizar dicha transferencia de calor, utilizándose incluso flujos de aire o agua para enfriarlo, y se aprovecha ese calor para calefacción de ambientes y temperatura de suministro de agua respectivamente (Dubbie y Beckman, 2013).

Considerando lo anterior, el balance de energía queda como sigue:

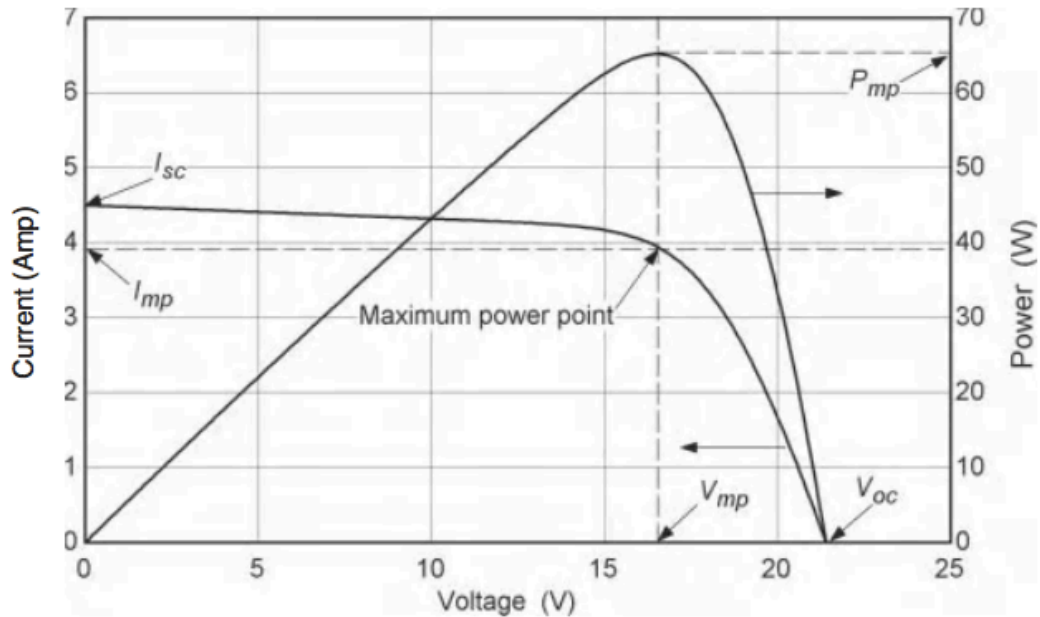
$$(\tau\alpha)G_T = \eta_c G_T + U_L(T_c - T_a)$$

donde el factor de transmitancia y absorptividad ($\tau\alpha$) corresponde a la fracción de energía absorbida por la celda, η_c es la eficiencia de la celda en la transformación de radiación incidente en electricidad, y U_L el factor de pérdida de calor por conducción, convección y radiación dependiendo de la temperatura de la celda T_c y temperatura ambiente T_a .

3.3.3.3 Relación Voltaje-Corriente

Con el objetivo de evaluar la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos, se utilizan términos de electrónica tales como el voltaje (V) y la corriente (I). El voltaje corresponde a la diferencia de potencial eléctrico que logra impulsar un flujo de carga o corriente eléctrica.

Figura 3.3-2: Curvas típicas de I-V y P-V para un módulo fotovoltaico.

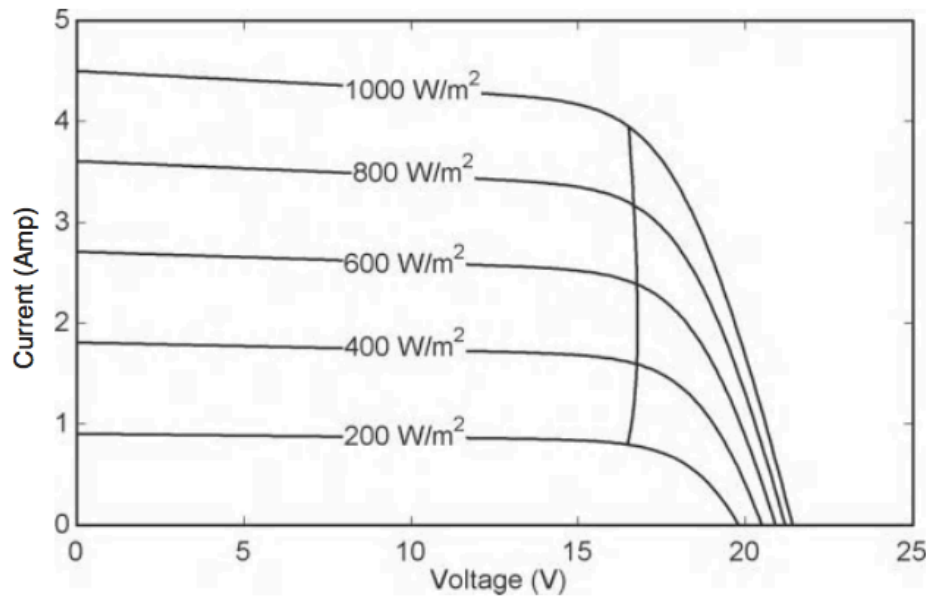


Existe una relación Voltaje-Corriente en las células fotovoltaicas para distintos escenarios de radiación y temperatura de las células. La Figura 3.3-2 relaciona estas variables considerando una radiación solar de 1000 W/m^2 y una temperatura ambiente de 25°C . El punto donde el voltaje es cero, simula un cortocircuito con corriente máxima (I_{cc}). Asimismo, en el punto donde el voltaje es máximo se simula un circuito abierto (V_{oc}) sin corriente. La relación de estas variables determina la potencia alcanzada por las células, identificándose su *punto máximo de potencia* P_{mp} en el punto donde el voltaje y corriente son V_{mp} y I_{mp} respectivamente.

El efecto del nivel de radiación solar incidente en las celdas fotovoltaicas afecta su eficiencia, y por lo tanto su P_{mp} , de forma directa. A una temperatura de las células constante, la corriente de corto-circuito I_{cc} aumenta proporcional a la radiación, mientras que el voltaje de circuito abierto V_{oc} aumenta de forma logarítmica. La Figura 3.3-3

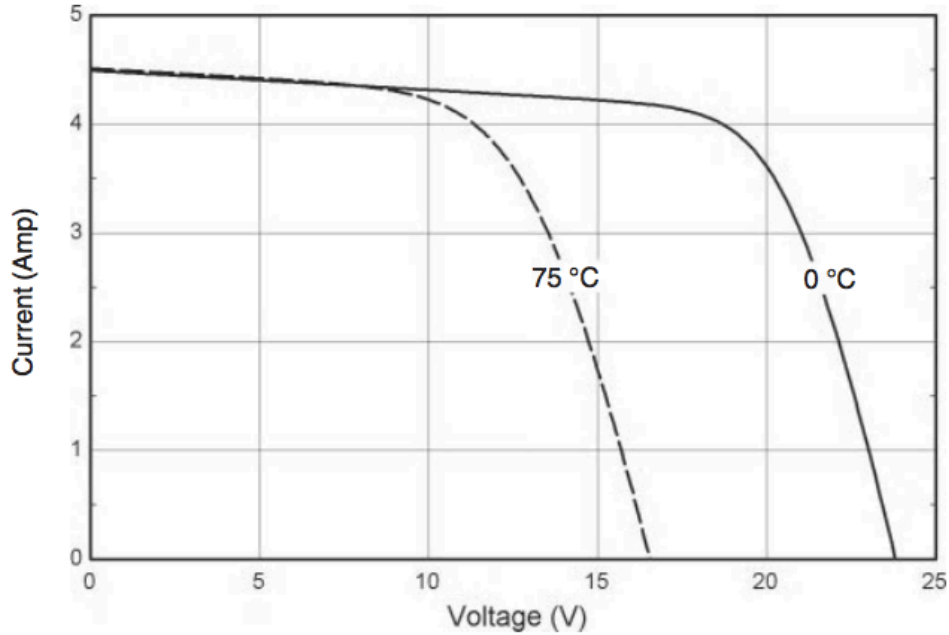
muestra el comportamiento para distintos niveles de radiación y a temperatura de celda constante.

Figura 3.3-3: Curvas I-V para un generador fotovoltaico a distintos niveles de radiación.



Por otro lado, la temperatura de las celdas tiene una relación inversa con la eficiencia de los módulos. Un aumento de la temperatura genera una disminución de V_{oc} y un mínimo aumento de I_{cc} , como se muestra en la Figura 3.3-4, para un nivel de radiación solar constante.

Figura 3.3-4: Curvas I-V para un módulo fotovoltaico a la temperatura de 0°C y 75°C.



Tanto las celdas como los módulos pueden organizarse en serie o en paralelo para obtener distintos resultados de voltaje y corriente. En la configuración en serie, los voltajes son aditivos con misma corriente, y en paralelo la corriente es aditiva con mismo voltaje.

Idealmente, los módulos debiesen operar en condiciones de voltaje y corriente que determinen su punto de máxima potencia. Sin embargo estas variables de funcionamiento están determinadas por las características de voltaje y corriente de la carga conectada al sistema. Por ejemplo, si el sistema está conectado a la red, su corriente y voltaje deberá coincidir con el de la red, condicionando así su potencia.

Considerando un panel fijo, sus puntos de máxima potencia variarán en distintos momentos del día debido a los cambios en la radiación incidente. De esta manera, una resistencia fija en la carga no es óptima para el funcionamiento de los módulos. Las cargas electrónicas que varían efectivamente su resistencia para trabajar de forma continua en el

punto de máxima potencia son denominadas MPPT (rastreadoras de punto de máxima potencia). Estos últimos también convierten el voltaje entregado por el sistema para que se adecúe al requerido por la carga. Hay pérdidas de poder debido a los MPPT, pero su eficiencia supera el 90%.

Otro modo de poder funcionar en el P_{mp} es el uso de baterías (adicionales a la carga). Los módulos operarán a un determinado voltaje y corriente, dados por la radiación incidente y su temperatura de celdas. Si el voltaje entregado por el sistema es mayor que el voltaje de configuración de la carga, la batería almacenará voltaje para que estos se igualen; y en caso de que sea menor, la batería suministrará dicha falta de voltaje.

Tomando en cuenta el costo-beneficio de la tecnología fotovoltaica dado por sus altos costos de implementación y baja eficiencia, se han desarrollado nuevas técnicas que permitan aumentar el beneficio por unidad modular. Los concentradores (lineales y circulares) corresponden a estructuras de espejos que reflejan la radiación solar para aumentar su incidencia sobre un punto (o módulo) y así, como se vio anteriormente, lograr aumentar su potencia. Se justifica al considerar el costo adicional de instalación de más paneles, y al obtener niveles de energía eléctrica por celda incluso hasta 100 veces mayor que en celdas no concentradas.

3.3.4 Cogeneración

Entendiendo el funcionamiento de los generadores fotovoltaicos, se evidencia la dificultad en el alcance de porcentajes de eficiencia altos. Estos sistemas tienen una eficiencia entre el 10-20% en celdas de silicón y de un 40% en celdas solares de

multiunión, ya que solo puede transformarse dicha porción de radiación solar en energía eléctrica, mientras que el resto es disipado en forma de calor. Además, las pérdidas en forma de calor aumentan la temperatura de las células fotovoltaicas, disminuyendo la potencia del sistema.

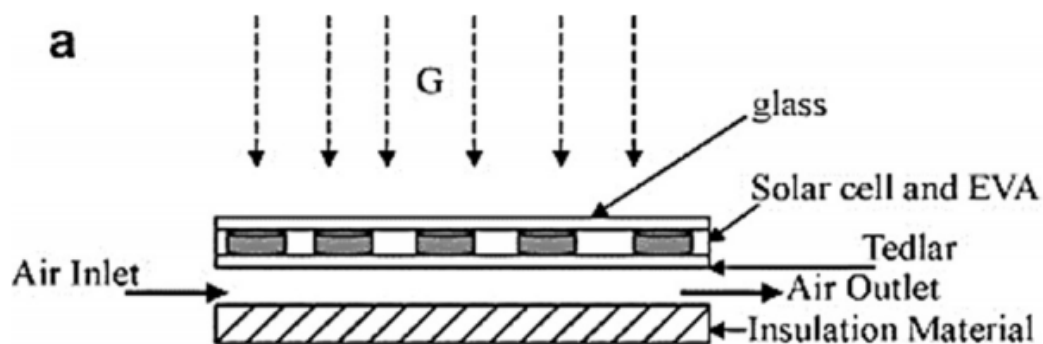
En este contexto, se hace necesaria la búsqueda de sistemas de enfriamiento de los módulos y el posible aprovechamiento de la energía que no puede transformarse en electricidad (Guerrero, 2013). Ejemplos clásicos son el enfriamiento por medio de flujo de aire, el cual es utilizado para calefacción como aire acondicionado en edificios; o flujo de agua para calefacción en zonas residenciales (Duffie y Beckman, 2013).

El concepto clásico de cogeneración en sistemas solares se desarrolla en la implementación de paneles fotovoltaicos-térmicos (PVT). Los módulos que los componen son de carácter híbrido, permitiendo tanto la transformación de radiación solar en energía eléctrica como en térmica.

Estos módulos, considerando que cumplen con ambas funciones de generación, están configurados físicamente de una manera más asemejada a los colectores solares térmicos en el sentido de aislación: si bien no tienen aislación superior, cuentan con una capa de material aislante en su cara inferior, de modo que pueda lograrse altas temperaturas del absorbedor, maximizando así el aprovechamiento de calor traspasado al fluido. La componente eléctrica de los módulos, entonces, tiene una eficiencia acorde a la temperatura de las celdas, la cual, al traspasar la energía térmica generada al fluido, disminuiría incluso a niveles más bajos que la alcanzada por módulos fotovoltaicos convencionales. Sin embargo, esta tecnología, al integrar ambas componentes, logra una eficiencia eléctrica y térmica menores que las obtenidas por ambos sistemas de manera independiente. La

configuración de un módulo PVT con enfriamiento por aire⁵ se muestra en la figura a continuación (Tiwari et al., 2018).

Figura 3.3-5: Vista de sección transversal de colector PVT de aire.



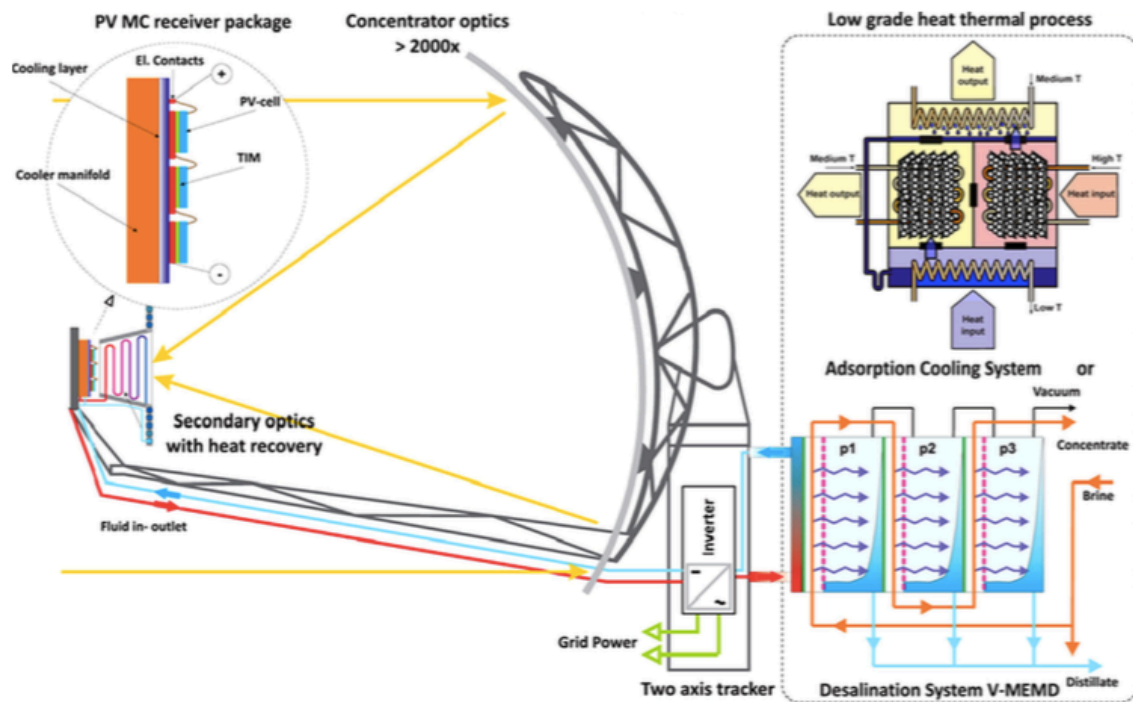
Tomando como base el sistema de módulos PVT anterior, se han desarrollado nuevas tecnologías que permiten aumentar la generación energética por medio de instalaciones de mayor inversión. García Heller et al. (2014) desarrollaron un análisis de un sistema de cogeneración exergoeconómico⁶ fotovoltaico-térmico de alta concentración (HCPVT) en Bou Hadjar, Algeria, donde la energía térmica obtenida sería utilizada para la satisfacción de necesidades de la zona, entre ellas la refrigeración. Proponen un sistema de 10 MW de potencia, con una eficiencia eléctrica y térmica de 25% y 62,5% respectivamente, alcanzando un aprovechamiento de la radiación solar en un 87,5%. El modelo representado en la Figura 3.3-6 consta del uso de un concentrador de radiación solar de 2.000 espejos que refleja la radiación solar incidente sobre un panel híbrido, de modo que permite reducir el área total de paneles obteniendo la misma cantidad de energía,

⁵ La configuración de un módulo PVT con agua como fluido es la misma que para un módulo PVT con aire. Se diferencian únicamente en las características de las instalaciones de montaje que deben adecuarse para cada fluido según corresponda.

⁶ El término Exergoeconomía apunta al análisis en los costos de los procesos, involucrando costos de capital, fijos y variables del sistema.

y reduciendo a su vez los costos de infraestructura y energía entregando mayor eficiencia. Sin embargo, como el nivel de irradiancia sobre el módulo es mayor que en las de un PV normal, se requiere de un sistema de enfriamiento mejorado.

Figura 3.3-6: Concentrador de radiación solar de panel híbrido.



La radiación solar es reflejada por el concentrador hacia el panel, transformando una parte de la radiación en energía eléctrica como corriente directa DC, la cual es convertida a corriente alterna AC mediante el inversor. El subsistema eléctrico está conectado a la red, sin embargo podría tratarse de una carga determinada donde el uso de una batería se justifica para su regulación.

Por otro lado, la energía que no logra ser transformada en electricidad se presenta en forma de calor. Esta energía térmica es retirada de los paneles mediante la circulación del fluido refrigerante (agua en este caso), el cual posteriormente almacena su energía en un tanque de almacenamiento térmico. La energía térmica almacenada en el tanque alimentaría un proceso de refrigeración por adsorción, el cual puede ser abastecido de energía constantemente las 24 horas del día debido al potencial de generación de energía térmica de los HCPVT.

Los resultados del análisis entregan una potencia de 10 MW de energía eléctrica y 25 MW de energía térmica, logrando temperaturas de fluido de hasta 80° C.

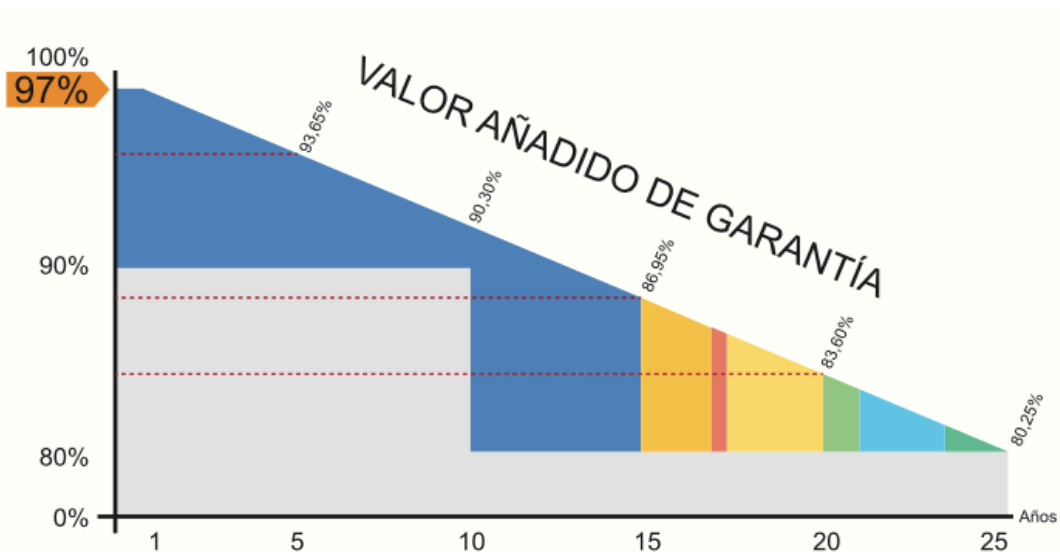
Diversos estudios en cogeneración solar han permitido obtener conclusiones con respecto al efecto que tienen las condiciones de funcionamiento sobre la eficiencia del sistema eléctrico y térmico. Xu y Kleinstreuer (2014), considerando en su estudio el uso de nanofluidos como refrigerante para lograr mayores eficiencias dado su mayor coeficiente de transferencia de calor, concluyen que su uso se justifica en celdas de silicón por sobre las de triple unión, pues al ser más sensibles a los efectos de la temperatura, reducciones de ella mejorarían más su eficiencia. Determinan que un aumento de la temperatura de salida del fluido refrigerante disminuye la eficiencia total dado un aumento de la temperatura de las celdas y un aumento de pérdidas por radiación. Bajo el mismo análisis, un mayor velocidad del viento aumentaría la eficiencia eléctrica, pero reduciría la térmica (sin embargo, a mayor velocidad del viento, la eficiencia total disminuye). El nivel de radiación incidente disminuye la eficiencia eléctrica, pero aumenta (en menor proporción) la térmica, lo que indicaría que las pérdidas de calor se deben más a la temperatura de salida del fluido refrigerante que de la radiación.

Otros autores han concluido que la temperatura de las celdas debe ser bien distribuida pues la eficiencia total del módulo es condicionada por la celda con mínima eficiencia, es decir, la que tenga mayor temperatura (Imtiaz y Hyun, 2015). La utilización de nuevos sistemas de almacenaje de energía como el hidrógeno han sido estudiados, con la utilidad de que, a diferencia de las baterías que solo pueden suplir demandas para períodos donde la producción diaria es baja, pueden cubrir estacionalidad (Özgirgin et al., 2015).

3.3.5 Rendimiento

Los módulos fotovoltaicos sufren degradaciones en su vida útil afectando a su eficiencia (Ministerio de Energía, 2016). Dependiendo del tipo de panel y de su calidad, su degradación se fija en el rango entre 0,2 y 0,5% anual, produciendo menos energía.

Figura 3.3-7: Degradación eficiencia módulos fotovoltaicos.



El tiempo de vida de los proyectos fotovoltaicos es definido en 25 años de proyección, debido a que tomando en consideración la degradación de los módulos, se

asegura una eficiencia mayor a 80%. Para efectos de la evaluación de los proyectos, se considerará una degradación de 0,4% anual tanto para la instalación fotovoltaica como para la componente eléctrica de la instalación solar híbrida.

3.4 Situación Energética en Chile

Chile es un país con un potencial energético enorme dado por sus recursos naturales. Vientos fuertes de norte a sur para energía eólica, potencial de sus amplias costas para el desarrollo de energía marina, gran capacidad para desarrollar biogás y energía geotérmica, contando a su vez con la mayor radiación solar del mundo en la zona norte del país, en particular en la región de Arica y Parinacota y de Coquimbo (ACERA, 2017).

Es uno de los primeros países latinoamericanos en fijar metas de largo plazo en capacidad de generación energética, con un objetivo de generación de 20% en ERNC para el año 2025 (Bloomberg, 2016). Gracias al fomento por parte del gobierno chileno, con la remoción de barreras de entrada de las ERNC por cambios en el marco regulatorio, la promulgación de las leyes 20.257⁷ el 2008 y 20.698⁸ el 2013 más la implementación de instrumentos de apoyo directo a iniciativas de inversión, se ha logrado que las ERNC tengan un crecimiento en el país llegando a un 18% del total en el año 2015, y se espera que supere la meta para 2025 (Ministerio de Energía, s.f.).

De esta manera, los incentivos a la inversión en ERNC han provocado un marcado aumento en los proyectos de generación de este tipo de energías en los últimos años, donde

⁷ “Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de Energías Renovables No Convencionales” (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 2013).

⁸ “Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes Renovables No Convencionales” (Biblioteca de Congreso Nacional de Chile, 2013).

a partir del año 2013 conforman el 33% del total contrastado con energías convencionales, superando el 50% en los años 2015 y 2016. Particularmente, los proyectos en energía fotovoltaica han tenido un crecimiento destacado, pasando de ser un 0% en el año 2006 a constituir un 46% (2.256,7 MW) y 39% (2.488,2 MW) en el 2015 y 2016 respectivamente. Cabe destacar que dichos porcentajes en energía fotovoltaica equivalen a un 85,2% y 75% del total de proyectos en ERNC (CNE y Ministerio de Energía, 2016).

La Comisión Nacional de Energía (CNE) en conjunto con el Ministerio de Energía, en su publicación Anuario Estadístico de Energía (2016), registran el crecimiento de la matriz energética completa el país en términos de capacidad instalada en los últimos años, separado por capacidad de cada Sistema de Interconexión. En los últimos 10 años se ha aumentado la capacidad de generación completa en aproximadamente un 110% manteniendo una tasa de crecimiento anual compuesta de un 7,7%, donde, a pesar del considerable mayor tamaño del SIC⁹, a partir del año 2014 el SING¹⁰ ha crecido a un ritmo mayor que este, contando para el 2016 con una capacidad de 16.837 MW y 5.032 MW respectivamente. El avance en porcentaje de participación de la energía fotovoltaica, considerando una matriz compuesta únicamente por ERNC, comienza a tomar representatividad a partir del año 2014 conformando un 11,4% (222 MW) del total, para llegar a constituirse como un 45,1% (2146 MW) en 2017, lo cual significa un aumento de 9,66 veces su capacidad en cuatro años (ACERA, 2017).

⁹ Sistema Interconectado Central: sistema de interconexión de energía eléctrica entre las centrales y empresas generadoras, de transmisión y distribuidoras. Comprende desde la III Región de Atacama hasta la X Región de Los Lagos.

¹⁰ Sistema Interconectado del Norte Grande: sistema de interconexión de energía eléctrica entre las centrales y empresas generadoras, de transmisión y distribuidoras. Comprende las regiones de Arica y Parinacota (XV), de Tarapacá (I) y de Antofagasta (II).

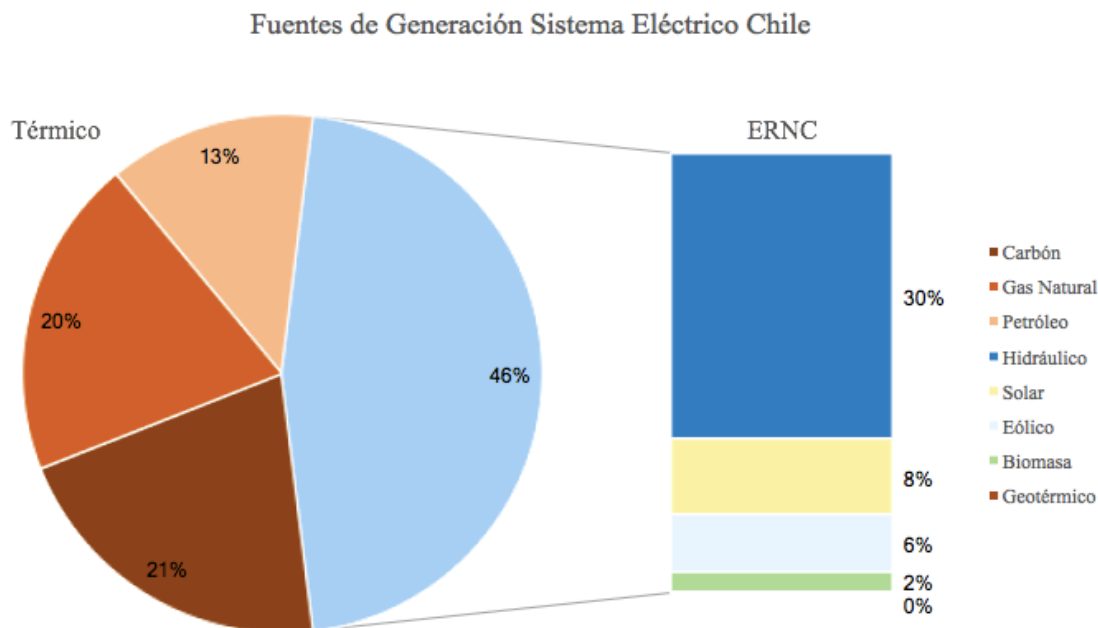
Inversiones millonarias, las cuales se han duplicado entre 2014 y 2015 que correspondían a 1,3 y 3,2 mil millones de dólares respectivamente (Ministerio de Energía, s.f.), han permitido que Chile logre producir el 18% de su energía eléctrica en base a fuentes de ERNC en el año 2015, y ser líder en instalaciones solares de Latinoamérica, con 750 MW instalados.

3.5 Industria Minera Chile

Chile es el mayor productor de cobre del mundo, teniendo una participación del 26,8% con una producción de 5,55 millones de toneladas en el año 2016 (Cochilco, 2017). Tal es su importancia en la economía chilena que, para el mismo año, el cobre constituyó el 8 y 51% del PIB y exportaciones totales respectivamente. Corresponde a una industria de muy alto gasto energético alcanzando un consumo de 21 TWh en 2015, cantidad equivalente al 29% de la producción total de energía de dicho año (ClimateScope, 2017).

Existen cuatro sistemas de potencia que dividen al país: Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM). Los más importantes son los dos primeros, concentrando el 99% de la capacidad total instalada, con 5 GW y 17 GW respectivamente. El 54% de la capacidad corresponde a fuentes térmicas (21% carbón, 20% gas natural y 13% petróleo), mientras que el 46% es en base a ERNC (30% hidráulica, 8% solar, 6% eólico, 2% biomasa y 0,2% geotérmica).

Figura 3.5-1: Fuentes de Generación Sistema Eléctrico Chile.



La actividad minera está presente principalmente en la zona norte del país, concentrándose el 61% de los proyectos en la II Región de Antofagasta y en la III Región de Atacama, significando una inversión de 17.500 millones de dólares aproximadamente (Portal Minero, 2016). Asimismo, visto desde el punto de vista de consumo energético, la región de Antofagasta se encuentra en un ventajoso primer lugar con 92.818 TJ el año 2016. De esta forma, la industria minera es abastecida de energía básicamente por el SING y en menor parte por el SIC, donde su participación del consumo de energía eléctrica fue del 72% y 19% de la generación de ambos sistemas respectivamente (Cochilco, 2017); y en cuanto a combustibles, su consumo es altamente concentrado en Diesel con un 88,8%, y en menor medida en Gas Natural (5,7%) y Enap 6 (5,7%), con una participación marginal de

otros combustibles como el carbón, kerosene, butano, gas licuado y gasolinas. A pesar de esta realidad actual, diversos estudios indican que en la zona centro se concentra el 50% de los recursos de cobre del país, donde las mayores fichas se sitúan entre la IV y la VI región. Se estima que en la V región y la Metropolitana se podrían obtener recursos para la producción de 200 millones de toneladas de cobre fino. Así, el 12,4% de los proyectos de exploración minera se dirigen a la zona centro-sur de Chile, de modo que actualmente 13,9 millones de hectáreas ya se encuentran concesionadas (Vargas, 2017).

A partir del año 2001 se ha visto un aumento continuo en el consumo energético de los procesos de producción del cobre, con una tasa de 2,63% anual, a pesar de que la producción se ha mantenido a niveles estables en torno a 5,7 millones de toneladas. La ley de mineral promedio estando a la baja en un promedio de 3,2% al año, el aumento de la dureza de la roca, aumento en las distancias de acarreo de mineral, el envejecimiento de las minas y la tendencia hacia la producción de concentrados; la situación de cambios estructurales que está enfrentando la minería ha significado un aumento acumulado de 100,9% de consumo unitario energético.

La producción corresponde a un sistema de procesos que dependen del mineral que se esté tratando. Para los minerales sulfurados son: extracción mina, concentración, fundición y refinería. Para minerales oxidados (caso del cobre) son: extracción mina, lixiviación (LX), extracción por solventes (SX) y electro obtención (EW). Los procesos que consumen más energía son, en primer lugar, la Extracción Mina con 66.078 TJ (39%), luego la Concentración con 49.526 TJ (29%) y los Tratamientos de Minerales Lixiviantes (LX/SX/EW) con 23.657 TJ (14%). De este último, su consumo se divide en un 84% energía eléctrica y un 16% combustibles. Visto de otra manera, constituyeron un 22,5% en consumo de energía eléctrica y un 4,7% en combustibles en el año 2016.

Resulta interesante enfocar el estudio hacia los procesos de LX/SX/EW debido a los requerimientos energéticos que lo caracterizan, los cuales serán explicados a continuación.

3.6 Lixiviación y Biolixiviación

La minería del cobre se compone de procesos que permiten extraerlo a partir de minerales oxidados. El proceso de obtención del cobre está dividido en tres etapas que forman una cadena productiva: lixiviación de pilas, extracción por solvente y electro obtención.

La primera etapa de LX/SX/EW corresponde a la lixiviación de pilas (LX), proceso hidrometalúrgico que permite la obtención del cobre a partir de los minerales oxidados que lo contienen a través de la aplicación de una disolución de ácido sulfúrico y agua. Codelco Educa (s.f.) explica el funcionamiento de este sistema. El mineral de cobre extraído de la mina debe pasar por procesos de chancado que, asistido por el uso de harneros, tienen el objetivo de disminuir el tamaño del mineral y así aumentar la superficie de contacto con la disolución ácida; el tamaño del material mineralizado debe ser entre 0,75 a 1,5 pulgadas. Una vez terminado este proceso, se procede a la formación de las pilas, donde el mineral es llevado mediante correas transportadoras hasta un equipo esparcidor que depositará el mineral formando un terraplén continuo de 6 a 8 metros de altura. Las pilas de lixiviación son rociadas mediante un sistema de riego por goteo de aspersores con la solución de agua con ácido sulfúrico. La filtración de la solución desde la cima hasta la base de la pila logra disolver el cobre contenido en los minerales oxidados, formando una solución de sulfato de cobre con concentración de 9 gramos por litro. El proceso de riego tiene una duración entre

45 a 60 días, cuando se considera que se ha agotado la cantidad de cobre lixiviable. Un sistema de drenaje instalado previamente permite llevar el producto fuera del sector de las pilas mediante canaletas impermeables.

La biolixiviación, por su parte, corresponde a una tecnología que emplea bacterias específicas para el proceso de lixiviación de ciertos minerales (principalmente uranio, cobre, zinc, níquel y cobalto); se entiende como un proceso de lixiviación catalizado biológicamente (Codelco Educa, s.f.). Tiene como ventaja sobre el proceso de lixiviación común la disminución en contaminación por residuos de ácido sulfúrico.

La segunda etapa del sistema es la extracción por solvente (SX), cuyo objetivo es la eliminación de impurezas de la solución de sulfato de cobre e incremento de su concentración, llegando a niveles de 45 gramos por litro. El proceso se realiza por medio de una extracción iónica mezclando el producto con una solución de parafina y resina orgánica, que logra extraer los iones de cobre de forma selectiva obteniendo un complejo resina-cobre, el cual posteriormente es tratado con una solución electrolito rica en ácido que extrae el cobre desde la resina hacia la solución (producto). La solución empobrecida de cobre (refino) es reutilizado en el proceso de lixiviación.

Por último, en la etapa de electro obtención (EW) se recupera el cobre de la solución electrolito concentrado para producir cátodos de alta pureza de cobre (99,9%¹¹) mediante un proceso electrometalúrgico. Este proceso consiste en la conformación de un circuito de corriente continua de baja intensidad, la cual ingresa por los ánodos y sale por los cátodos instalados en estanques rectangulares en los cuales es vertida la solución. El

¹¹ Las impurezas del cobre equivalentes al 0,01% del producto corresponden principalmente a residuos de azufre.

cobre de la solución es atraído por los cátodos formando una superficie en forma metálica. El proceso dura aproximadamente de 6 a 7 días (Codelco Educa, s.f.).

Estas tres etapas que componen el sistema de obtención del cobre como producto final son de alta demanda de energía eléctrica por la utilización de equipos asociados (mezcladores, sedimentadores, bombas, equipos mezcladores decantadores, cintas transportadoras, celdas de electro obtención) y de combustible para el uso de vehículos de transporte. Al momento de plantear un sistema solar híbrido con aplicabilidad a la minería es importante identificar qué proceso cumple con las necesidades energéticas que dicho sistema pueda satisfacer. El abastecimiento de energía eléctrica es necesario para todos los procesos que componen el sistema de obtención del cobre, sin embargo el aprovechamiento de energía térmica se puede asociar particularmente al proceso de lixiviación de pilas (LX) según lo demostrado por diferentes estudios.

Se han estudiado distintos métodos de lixiviación de minerales que logren entregar mayor eficiencia en términos de reducción de costos y minimización del impacto medioambiental. El método de la biolixiviación, que utiliza microorganismos biológicos como catalizadores, ha tomado mayor importancia en el tratamiento de minerales. Diversos estudios han determinado que ciertas temperaturas aceleran el crecimiento y actividad bacterial.

Ahonen y Tuovinen (1990) realizaron un estudio acerca de los efectos de la temperatura en la biolixiviación para experimentos aislados, utilizando minerales contenedores de pirita, pirrotita, pentlandita, esfalerita y calcopirita¹². Llevaron a cabo un análisis para las temperaturas de 4, 7, 10, 13, 16, 19, 28 y 36° C, a partir de los cuales

¹² La calcopirita es la mena de cobre más ampliamente distribuida. La mena corresponde al mineral del cual puede extraerse un elemento dado debido a que contiene la cantidad suficiente para poder aprovecharlo.

concluyeron que el porcentaje de solubilización de los minerales tiene una relación directa con el aumento de la temperatura. Particularmente, para el caso de la calcopirita (mineral de relevancia para este estudio) se obtuvieron los resultados presentados en la Figura 3.6-1 a continuación.

Figura 3.6-1: Lixiviación de cobre desde calcopirita a distintas temperaturas.

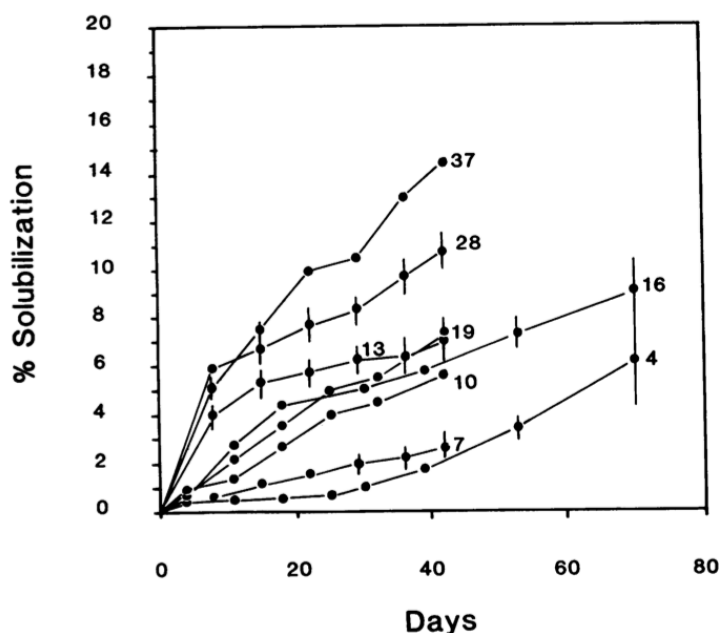
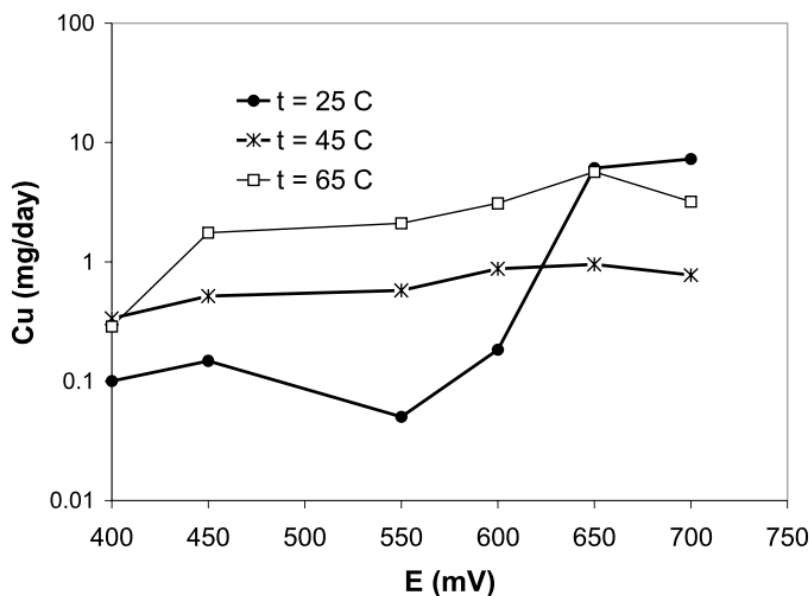


FIG. 2. Leaching of copper from chalcopyrite at each test temperature. Bars indicate standard error.

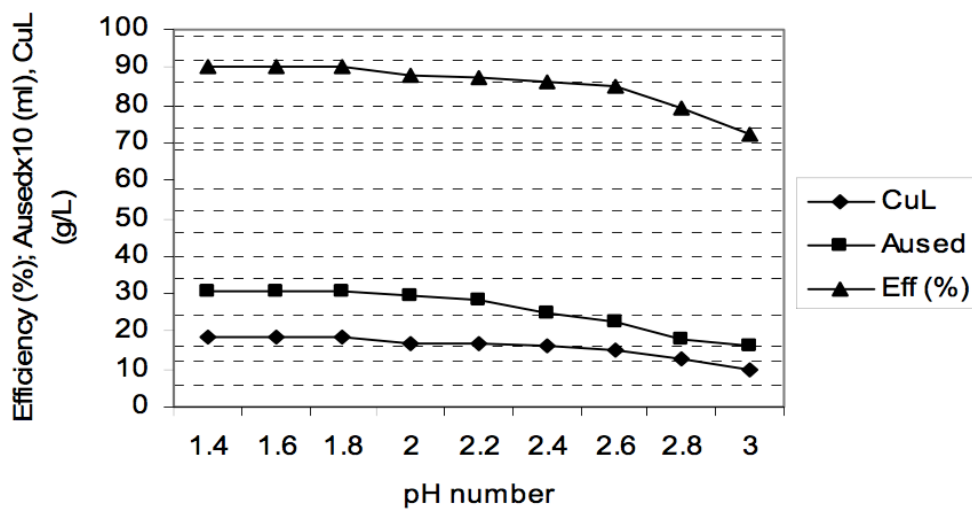
Los resultados presentados en dicho estudio son reforzados con un experimento similar realizado por Tshilombo et al. (2002), en el cual se concluyó también la relación directa entre la temperatura y la eficiencia de la biolixiviación. El análisis se realizó para las temperaturas de 25, 45 y 65° C, pero comparando los valores para distintos niveles de potencial aplicado en la disolución anódica, como se presenta en la Figura 3.6-2.

Figura 3.6-2: Lixiviación de cobre a distintos niveles de potencial y temperatura.



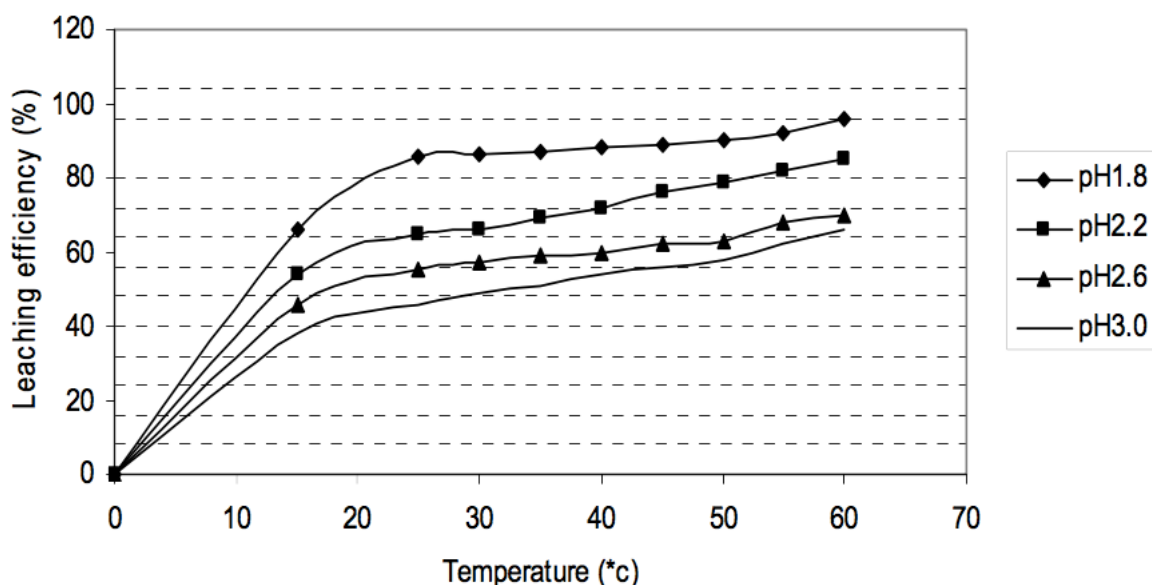
Posteriormente, Ntengwe (2010) no solo analizó los efectos de la temperatura en la eficiencia de la biolixiviación, sino que también concluyó con respecto al impacto de los niveles de pH de la solución ácida utilizada para el proceso.

Figura 3.6-3: Eficiencia de lixiviación para distintos números de pH.



En la Figura 3.6-3 se muestra el comportamiento de la eficiencia de biolixiviación del cobre en función del nivel de pH de la solución. Se puede observar una relación inversa entre ambas variables, de modo que una solución de pH más bajo (solución más ácida) tendrá una mayor eficiencia. Con respecto a su sensibilidad, un aumento de 1,2 grados de pH significa una reducción del 50% de eficiencia de lixiviación de la solución. Para el rango de 1,4 – 1,8 grados de pH, la eficiencia se mantiene constante.

Figura 3.6-4: Eficiencia de lixiviación para distintos niveles de pH y temperatura.



De la figura anterior, se observa que en el rango de temperaturas de 0 a 25° C es donde mayor es la sensibilidad marginal de la eficiencia de la lixiviación, rango en el cual se aumenta de un 0 a 84%, para luego tener un comportamiento más estabilizado en el rango de 25 a 60° C, donde el aumento es de meramente un 6%. Una temperatura de 0° C indica inactividad de los microorganismos. En cuanto a los niveles de pH, si bien los valores más altos presentan una pendiente de eficiencia de lixiviación en función de la

temperatura más acentuada, las soluciones de niveles de pH más bajos (solución más ácida) tienen una curva más desplazada hacia arriba (mayor eficiencia), concordando con el análisis de pH específico.

De esta manera, en base a estos estudios se puede determinar el rango de pH óptimo de la solución ácida entre 1,4 – 1,8 grados, y considerar que el aumento de la temperatura de la solución tiene un efecto importante en la eficiencia de la biolixiviación particularmente entre los 0 – 25° C.

4 METODOLOGÍA

Esta investigación busca comparar financieramente dos tipos de instalaciones de energía solar distintas para una misma aplicación: abastecimiento de energía eléctrica y térmica del proceso de lixiviación de cobre (LX). La primera se compone de un sistema de módulos fotovoltaicos con una potencia nominal de 1.000 kW, asistido de un sistema de módulos termosolares de capacidad de 3.840 kW. La segunda consiste en un sistema de módulos solares híbridos, de generación eléctrica y térmica, con las mismas capacidades nominales que la primera.

El software que se utilizará para la evaluación energética y financiera de los proyectos es RETScreen Expert. RETScreen es un Software de Gestión de Energía Limpia de origen canadiense, para sistema de eficiencia de energía, energías renovables, factibilidad de proyectos de cogeneración y análisis de desempeño energético de proyectos en marcha. RETScreen Expert es la última versión disponible de este Software. Permite el ingreso de información meteorológica, especificaciones y eficiencias de equipos, costos y parámetros financieros, condiciones que determinarán la producción de energía, rentabilidad del proyecto e impacto medioambiental de la propuesta.

4.1 Localización

Tanto los módulos fotovoltaicos como los termosolares se ven afectados por las condiciones meteorológicas que caracterizan la zona de ubicación de las instalaciones. Temperatura del aire, humedad relativa, precipitaciones radiación solar, presión atmosférica, velocidad del viento, temperatura del suelo, días grado de calentamiento y

enfriamiento son las variables que permiten al software establecer las condiciones de contorno que influirán en el sistema

Dada la alta concentración de proyectos, inversión y consumo energético de la industria minera en la zona norte del país, se selecciona la II Región de Antofagasta como zona principal para la evaluación de las propuestas de instalaciones solares. La evaluación se sitúa específicamente en la mina de Chuquicamata de Codelco, ubicada en la ciudad de Calama, coordenadas $-22,31^{\circ}$; $-68,92^{\circ}$.

RETScreen cuenta con una herramienta que permite seleccionar la ubicación geográfica de cada proyecto, rescatando las condiciones meteorológicas de la zona en base a información entregada por la NASA. Sin embargo, dicha información para esta evaluación fue obtenida a partir de la herramienta de Explorador Solar de la Comisión Nacional de Energía, que cuenta con datos más actualizados y permite una selección de zona geográfica más precisa.

Como se vio anteriormente, los parámetros meteorológicos que influyen en la eficiencia de los módulos y colectores son principalmente la radiación solar incidente (global), la temperatura ambiente y la velocidad del viento. A continuación, se muestran los datos mensuales en la ubicación seleccionada.

Tabla 4.1-1: Condiciones Meteorológicas Chuquicamata.

II Región de Antofagasta, Chuquicamata, Codelco			
Mes	Radiación solar diaria – horizontal (kWh/m²/d)	Temperatura del aire (°C)	Velocidad del viento (m/s)
Enero	8,67	14,18	3,44
Febrero	8,13	14,21	3,37
Marzo	7,67	14,70	3,85
Abril	6,46	13,34	4,65
Mayo	5,54	11,56	4,42
Junio	5,00	11,18	4,82
Julio	5,22	10,90	6,29
Agosto	6,13	11,34	4,68
Septiembre	7,35	12,16	4,94
Octubre	8,45	12,61	4,15
Noviembre	9,09	12,99	3,49
Diciembre	9,18	13,49	3,31
Anual	7,24	12,72	4,28

4.2 Sistema Fotovoltaico

Consiste en una instalación de módulos fotovoltaicos, que transforman la radiación solar en energía eléctrica de corriente directa, la cual, por medio del uso de inversores DC/AC permiten la inyección de la energía a un sistema de red central o a un sistema autónomo.

El sistema fotovoltaico definido para efectos de esta investigación consiste en una planta compuesta de 3.704 módulos policristalinos de rastreo uniaxial¹³ de 270 Wp, asistidos por 34 inversores de 30 kW de capacidad. Corresponde a un sistema autónomo pues la generación eléctrica está destinada al autoconsumo de los procesos mineros de LX.

A continuación se describen las características y especificaciones del sistema fotovoltaico con capacidad de 1.000,08 kW.

4.2.1 Instalación

Las características de la instalación corresponden a la selección de tecnología fotovoltaica, determinando tamaño, capacidad y especificaciones de los equipos:

Tabla 4.2-1: Instalación Fotovoltaica.

Evaluación de Recursos	
Modo de rastreo solar	Uniaxial
Inclinación	23,4 °
Azimut	180 °
Sistema Fotovoltaico	
Tipo	Policristalino
Fabricante	Jinko Solar
Modelo	poliSi – JKM270PP-60
Potencia Nominal	270 W
Eficiencia	16,5 %

¹³ El rastreo uniaxial consiste en un sistema de seguimiento de la radiación solar, donde los módulos giran en un solo eje (movimiento de 180°) buscando maximizar su eficiencia acercándose al MPP.

Temperatura normal de operación	45 °C
Coefficiente de temperatura	0,41 %/°C
Área de colección solar unitaria	1,635 m ²
Número de módulos	3.704 unidades
Área de colección solar total	6.061 m ²
Capacidad de generación eléctrica	1.000,08 kW
Pérdidas varias	5 %
Inversor	
Fabricante	Samil Power
Modelo	SolarOcean 500TL/500TL-315
Eficiencia	98,7 %
Capacidad	30 kW
Número de inversores	34 unidades
Pérdidas varias	2 %
Resumen	
Factor de Planta	38,8 %

La información de los módulos fotovoltaicos fue obtenida a partir de la Base de Datos de Producto de RETScreen Expert, que cuenta con diversos modelos con sus especificaciones correspondientes para evaluación; dichas especificaciones coinciden con la ficha técnica del producto en cuestión (ver Anexo 8.1). Las especificaciones de los inversores fueron obtenidas a partir de una cotización realizada con la empresa Samil Power, experta en inversores para instalaciones fotovoltaicas.

4.2.2 Estimación de Costos

4.2.2.1 Costos Iniciales de Inversión

Los costos de adquisición e instalación del sistema fotovoltaico descrito fueron estimados en función de distintas referencias. El costo de los módulos se obtuvo a partir de una presentación de costos, financiamiento y rentabilidad de la empresa Fluxsolar para proyectos fotovoltaicos (ver Anexo 8.2), en base a una cotización de un sistema fotovoltaico industrial de 3 MW de potencia. Los costos de los equipos, instalación y mano de obra son estimados en función de una cotización para una planta fotovoltaica de 680 kW de potencia por Ecoenergías, ajustados para la capacidad requerida (ver Anexo 8.3). Costos asociados a la adecuación del terreno, edificaciones auxiliares y estudios de ingeniería se extraen de una tesis realizada por una estudiante de la Universidad Politécnica de Valencia, España (Fernández, 2011) para la evaluación de un proyecto fotovoltaico de 500 kW de potencia, apoyándose de una cotización de AGICER Ingenieros, empresa con más de 25 años de experiencia en energías renovables (ver Anexo 8.4).

Tabla 4.2-2: Estimación Costos Sistema Fotovoltaico.

Descripción	Unidades	Precio [CLP]	Importe [CLP]
Módulo fotovoltaico			
230W (+ Adecuación Uniaxial)	3.704	90.000(+27.000)	433.368.000
Estructuras Fotovoltaicas (+ Adecuación Uniaxial)	-	-	77.311.000
Inversores 30 kW	34	1.536.765	52.250.010
Montaje Estructuras a	-	-	26.480.000

piso			
Materiales DC	-	-	30.670.000
Materiales AC	-	-	29.230.000
Mano de Obra	-	-	23.650.000
E.P.P.	-	-	4.120.000
Total Módulos, Soportes, Equipos y RR.HH.	-	-	677.079.010
Caminos y Accesos	-	-	19.105.000
Subestación	-	-	23.769.720
Línea de Transmisión	-	-	4.891.000
Transporte de Estructuras	-	-	2.210.000
Total Adecuación Terreno y Logística	-	-	74.177.720
Estudio de Factibilidad	1	-	22.331.305
Desarrollo del Proyecto	1	-	124.419.984
Ingeniería	1	-	44.313.963
Total Contratación	-	-	918.154.651
IVA	-	19%	174.449.383
Total Proyecto	-	-	1.092.604.035

Los costos del proyecto de instalación del sistema fotovoltaico de 1.000,08 kW son estimados en 1.092.604.035 CLP.

4.2.2.2 Costos Anuales/Periódicos

Adicional a los costos iniciales de inversión, deben considerarse los costos anuales asociados a la mantención de la instalación. Entre estos, son identificados costos de seguros, repuestos y limpieza de los módulos y de la planta fotovoltaica completa. Los dos primeros fueron estimados en función de los costos anuales especificados a partir del estudio de tesis realizado por Fernández, adecuados para ajustarse al tamaño de planta correspondiente. En seguros se considera un costo de 4.000.000 CLP anuales, mientras que en repuestos se estiman 1.500.000 CLP los primeros 12 años de vida del proyecto, y 3.891.129 CLP para los últimos 12 años de evaluación. Los costos de limpieza se obtienen a partir de una cotización realizada por Serva Ltda., especificando un costo de 201 CLP por módulo, con recomendación de realizarse a lo menos tres veces al año.

Los costos anuales se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 4.2-3: Costos anuales fotovoltaico.

Descripción	Costo [CLP]
Seguros	4.000.000
Limpieza	3.319.041
Repuestos primeros 12 años	1.500.000
Repuestos últimos 12 años	3.891.129
Costos Anuales 12 primeros años	8.819.041
Costos Anuales 12 últimos años	11.210.170

4.2.3 Financiamiento

En consideración de los costos iniciales de inversión para la realización del proyecto, es necesario establecer la fuente de financiamiento de este. El apalancamiento financiero es una relación entre la deuda en crédito D y capital propio invertido K para el financiamiento de un proyecto:

$$\text{Apalancamiento Financiero} = D/K$$

Mientras mayor sea el apalancamiento, mayor rentabilidad se obtendrá del proyecto, pero mayor será el riesgo asociado dado a una menor solvencia: cuando se aumenta el apalancamiento, los beneficios en términos absolutos son menores, pero al compararlos con una inversión (de capital propio) menor, el negocio tiene una mayor rentabilidad. Este aumento de rentabilidad por endeudamiento ocurre cuando se generan beneficios positivos, pero si existen pérdidas, estas también se verán amplificadas (riesgo).

Para el caso base de evaluación de esta instalación se define un apalancamiento de 0,5, es decir, financiar el 50% del proyecto por medio de un crédito. Se utiliza el método de amortización de crédito por cuota constante. Las condiciones del crédito (tasa de interés y períodos) son extraídas de la tesis de planta de 500 kW en España:

Tabla 4.2-4: Cuota Crédito Financiamiento.

Cuota Crédito Financiero	
Inversión Inicial	1.092.604.035 CLP
Apalancamiento	50%

Monto Crédito	546.302.018 CLP
Períodos	15 años
Tasa Interés anual	9,672%
Cuota anual	70.484.865 CLP

4.2.4 Resumen Costos

A continuación, se presenta una tabla resumiendo los costos asociados a la instalación y funcionamiento del sistema fotovoltaico propuesto.

Tabla 4.2-5: Resumen costos sistema fotovoltaico.

Descripción	Costo [CLP]
Factibilidad, Desarrollo e Ingeniería	191.065.252
Módulos fotovoltaicos	433.368.000
Instalaciones	293.686.730
IVA	174.449.383
Costos iniciales totales	1.092.604.035
O&M primeros 12 años	8.819.041
O&M últimos 12 años	11.210.170
Pago de la deuda (15 años)	70.484.865

4.3 Sistema Solar Térmico

Corresponde a una instalación de colectores solares térmicos, que permiten utilizar la energía de la radiación solar para la generación de energía térmica, extraída por medio de un fluido de refrigeración.

El sistema solar térmico propuesto consta de 2.363 colectores vidriados de rastreo uniaxial, de 69,6% de eficiencia de conversión. Corresponde a un sistema solar térmico sin sistema de almacenamiento integrado pues satisface un flujo continuo para los procesos mineros de LX.

A continuación se describen las características y especificaciones del sistema solar térmico con capacidad de 2.815 kW.

4.3.1 Instalación

Las características de la instalación corresponden a la selección de tecnología termosolar, determinando tamaño, capacidad y especificaciones de los equipos:

Tabla 4.3-1: Instalación Termosolar.

Evaluación de Recursos	
Modo de rastreo solar	Uniaxial
Inclinación	23,4 °
Azimut	180 °
Sistema Fotovoltaico	
Tipo	Vidriado
Fabricante	Baxi
Modelo	Baxi S-SPC 18

Área bruta por colector solar	1,916 m ²
Área de captación de colector solar	1,702 m ²
Coefficiente Fr tau alfa	0,696
Coefficiente Fr UL	4,455 W/m ² /°C
Coefficiente de temperatura para Fr UL	0 W/m ² /°C ²
Número de colectores	2.363 unidades
Área de colección solar total	4.528 m ²
Capacidad de generación térmica	2.815 kW
Pérdidas varias	5 %
Balance de Sistema y Misceláneos	
Almacenamiento	No
Resumen	
Fracción Solar	113%

4.3.2 Estimación de Costos

No se cuenta con información de cotización de la instalación por parte de alguna empresa, por lo que los costos debieron ser estimados en función de estructuras de proyectos similares.

Se cuenta con información obtenida de una memoria de título de un estudiante de la Universidad de Chile, Chile (Schnaidt, 2010) acerca de un sistema solar térmico de carácter residencial con capacidad de 100 kW, compuesto por 65 colectores vidriados. Su estructura de costos es la siguiente.

Tabla 4.3-2: Costos Sistema Solar Térmico Residencial.

Descripción	Unidades	Costo Total [CLP]	%
Colectores	65	23.955.750	47%
Componentes	-	14.500.000	28%
Instalación	-	12.500.000	25%
Total	-	50.955.750	100%

Se hizo una comparación entre cotizaciones y estructuras de costos para sistemas fotovoltaicos residenciales (54 módulos), comerciales (360 módulos) e industriales (11.400 módulos), para obtener una medida de crecimiento de costos por economías de escala a modo de estimar de la misma manera los de una instalación solar térmica de 2.363 colectores. La estimación es la siguiente:

Tabla 4.3-3: Costos Sistema Solar Térmico.

Descripción	Unidades	Costo Total [CLP]
Colectores	2.363	594.476.451
Equipos e Instalación	-	670.022.547
Total (+ 3% contingencias)	-	1.302.433.967
IVA	19%	247.462.453
Costo Total	-	1.549.896.422

Los costos del sistema solar térmico de 2.815 kW de potencia son estimados en 1.549.896.422 CLP.

4.3.2.1 Costos Anuales/Periódicos

Los costos de mantención estimados para la instalación solar térmica son similares a los definidos para el sistema fotovoltaico. Se presupuestan 10.000.000 CLP en seguros y 2.362.041 CLP en limpieza anuales, considerando las tres aplicaciones. En repuestos, se consideran 1.500.000 CLP para los primeros 12 años de operación, y 3.891.129 CLP para los últimos 12 años de vida del proyecto. Estos costos se presentan en la tabla a continuación:

Tabla 4.3-4: Costos Anuales Termosolar.

Descripción	Costo [CLP]
Seguros	10.000.000
Limpieza	2.362.041
Repuestos primeros 12 años	1.500.000
Repuestos últimos 12 años	3.891.129
Costos Anuales 12 primeros años	13.862.041
Costos Anuales 12 últimos años	16.253.170

4.3.3 Financiamiento

Las condiciones del crédito para el financiamiento del proyecto termosolar son las mismas supuestas para el sistema fotovoltaico, tomando como caso base un apalancamiento de 50%.

Tabla 4.3-5: Cuota Crédito Financiamiento.

Cuota Crédito Financiero	
Inversión Inicial	1.549.896.422 CLP
Apalancamiento	50%
Monto Crédito	774.948.211 CLP
Periodos	15 años
Interés anual	9,672%
Cuota anual	99.985.207 CLP

4.3.4 Resumen Costos

A continuación se presenta una tabla resumiendo los costos asociados a los equipos e instalación del sistema solar térmico de 2.815 kW de potencia propuesto.

Tabla 4.3-6: Resumen Costos Termosolar.

Descripción	Costo [CLP]
Colectores Termosolares	594.476.451
Instalaciones	670.022.547
Contingencias	37.934.969

IVA	247.462.453
Costos iniciales totales	1.549.896.422
O&M primeros 12 años	13.862.041
O&M últimos 12 años	16.253.170
Pago de la deuda (15 años)	99.985.207

4.4 Instalación Híbrida

Corresponde a una planta solar de módulos híbridos que transforman la radiación solar en energía eléctrica, aprovechando el calor por el aumento de temperatura de los módulos extrayéndolo como energía térmica por medio de un fluido y así mejorar la eficiencia de los paneles.

Los módulos seleccionados para esta instalación corresponden a paneles solares híbridos de segunda generación y tecnología CTA, que mejoran hasta en un 15% la eficiencia de un módulo híbrido común, y con un alto rendimiento de colector a temperaturas elevadas (ver Anexo 8.5).

El sistema híbrido propuesto para reemplazar al conjunto de instalaciones fotovoltaicas y termosolares consiste en una planta de 3.755 módulos híbridos Ecomesh de vidrio frontal templado, con sistema de rastreo uniaxial, asistido por 34 inversores DC/AC de 30 kW de capacidad. Los módulos corresponden a tecnología solar de última generación, fabricados por la empresa española EndeF Engineering.

A continuación se describen las características y especificaciones del sistema solar híbrido con capacidad eléctrica de 1.000,08 kW y térmica de 3.838 kW.

4.4.1 Instalación

Las características de la instalación corresponden a la selección de tecnología solar híbrida, determinando tamaño, capacidad y especificaciones de los equipos:

Tabla 4.4-1: Instalación Híbrida.

Evaluación de Recursos	
Modo de rastreo solar	Uniaxial
Inclinación	23,4 °
Azimut	180 °
Sistema Híbrido	
Tipo	Vidrio templado 3.2 mm
Fabricante	EndeF Engineering
Modelo	Ecomesh
Potencia Nominal Eléctrica	255 W
Eficiencia eléctrica	15,98 %
Rendimiento óptico (térmico)	0,51
Temperatura normal de operación	45 °C
Coefficiente de temperatura	0,47 %/°C
Coefficiente Fr UL	4,93 W/m ² /°C
Coefficiente de temperatura para Fr UL	0,021 W/m ² /°C ²
Área bruta unitaria	1,608 m ²
Área de colección solar unitaria	1,460 m ²
Número de módulos	3.755 unidades
Área bruta total	6.038 m ²
Área de colección solar total	5.482 m ²

Capacidad de generación eléctrica	1.000,08 kW
Capacidad de generación térmica	3.840 kW
Pérdidas varias	5%
Inversor	
Fabricante	Samil Power
Modelo	SolarOcean 500TL/500TL-315
Eficiencia	98,7 %
Capacidad	30 kW
Número de inversores	34 unidades
Pérdidas varias	2 %
Balance de Sistema y Misceláneos	
Almacenamiento	No
Resumen	
Factor de Planta fotovoltaico	38,8 %
Fracción solar térmica	113%

4.4.2 Estimación de Costos

Los módulos híbridos son paneles solares fotovoltaicos que cuentan con un sistema de enfriamiento por fluido vía la extracción de la energía en forma de calor que aumenta la temperatura de los módulos dada la incidencia de la radiación solar. Dicho aprovechamiento es similar al funcionamiento de un panel termosolar, por lo que los módulos híbridos son una combinación de ambos sistemas. Es por esto que, tanto los costos

de los módulos como de la instalación requerida para el funcionamiento de plantas de este tipo, son distintas del sistema fotovoltaico y termosolar.

Sin embargo, pueden realizarse estimaciones en función de los costos de instalaciones fotovoltaicas, los cuales son mas conocidos. Se estima que la inclusión de la unidad de extracción térmica por circulación de agua a un módulo fotovoltaico policristalino aumenta los costos del módulo en un 8%, y que la inclusión del sistema de tuberías para la circulación del fluido aumentaría el costo del sistema completo en un 10% (Tripanagnostopoulos et al., 2001).

Para la estimación de los costos del sistema híbrido propuesto, se considerará un aumento de 10% en los costos estimados de la instalación fotovoltaica de módulos policristalinos ya realizada, pero la obtención de los costos de los paneles se hará mediante una cotización con la empresa fabricante, pues los módulos híbridos a utilizar corresponden a tecnología CTA de segunda generación que logra mayores eficiencias y rendimiento global que los comunes.

En consideración de lo anterior, a partir de los costos de equipos e instalación (excluido el costo de los módulos) del sistema fotovoltaico, los costos de instalación y equipos del sistema solar híbridos son:

$$\text{C.E.P. Fotovoltaico} = \$466.910.982$$

$$\text{C.E.P. Híbrido} = \text{C.E.P. Fotovoltaico} \times 1,1$$

$$= \$514.120.655$$

4.4.2.1 Costo Módulos Híbridos

El costo de los módulos es obtenido a partir de una cotización realizada con el departamento de marketing y comercial de EndeF Engineering, con respecto al costo de los módulos en distintos volúmenes de compra. Los precios corresponden a valores EXW¹⁴ y son entregados en euros, por lo que se hace la conversión al valor del euro a 735,36 CLP. El precio de compra de un solo módulo es de 795 €.

Tabla 4.4-2: Estimación costos módulos solares híbridos.

Unidades	Descuento	Precio Unitario [€]	Precio Unitario [CLP]
1 – 10	25%	596,25	438.461
11 – 99	30%	556,50	409.231
100 o más	35%	516,75	380.000

Para establecer el caso base, se estima que los costos de los paneles solares híbridos en una escala de inversión de 3.755 módulos corresponden a una inversión de 1.314.250.000 CLP, con costos unitarios de 350.000 CLP. Al tratarse de una compra en las instalaciones de la fábrica en España, debe considerarse el IVA de compra general español de un 21% sobre el total.

¹⁴ Incoterm Ex Works (en fábrica), donde el vendedor pone la mercancía a disposición del comprador en sus propias instalaciones, es decir, no considera ningún costo de transporte ni seguros asociados.

4.4.2.2 Costo de Importación

Los módulos híbridos Ecomesh son fabricados por la empresa española EndeF Engineering. La adquisición de los productos debe hacerse directamente con la empresa, por lo que es necesario incluir costos de importación. Se considera el Incoterm¹⁵ CIF que, por su sigla en inglés *Cost, Insurance and Freight*, responsabiliza al vendedor por los costos y fletes desde la salida de fábrica del producto hasta el transporte principal, flete del transporte principal y el seguro de mercancías.

Así, se utilizó el portal de cotizaciones iContainers para determinar el precio CIF de la carga con origen en Zaragoza, España (ubicación fábrica EndeF Engineering) y destino en Iquique, Chile. El volumen de cada unidad de carga es de 0,189 m³, por lo que se considera un total de 16 contenedores de 40 pies, aproximadamente.

Los costos, considerando el número de contenedores, son:

- ✓ Transporte terrestre de Zaragoza hasta puerto Barcelona
- ✓ Uso de 16 contenedores de 40 pies
- ✓ Transporte marítimo (principal) de puerto Barcelona hasta puerto Iquique
- ✓ Seguro de Mercancías

El portal entrega valores dependiendo de los plazos y tiempos de entrega. El mínimo costo, con máxima demora, corresponde a un precio CIF de 30.398.111 CLP.

¹⁵ Términos internacionales de comercio: reglas estándar internacionalmente reconocidas y mundialmente utilizadas en contratos internacionales y domésticos para la venta de bienes, determinando obligaciones, costos y riesgos de las partes, en conjunto con la distribución de documentos de operación y certificación de condiciones de entrega de la mercancía.

Adicional a esto, se deben considerar costos de aduana asociados a las importaciones, de derecho ad valorem sobre el valor CIF, y de IVA de importación sobre el valor CIF con derecho ad valorem incluido (Dirección Nacional de Aduanas, s.f.). Acorde a lo estipulado, los costos son los siguientes:

$$\begin{aligned} \text{Costo Importaciones} &= (\text{CIF} + \text{Costo Mercancías}) \times (\text{derecho ad valorem}) \times (\text{IVA}) \\ &= (\$1.314.250.000 + \$30.398.111) \times (1 + 6\%) \times (1 + 19\%) \\ &= \$1.696.138.987 \end{aligned}$$

- \$1.314.250.000 costo mercancías
- \$381.888.987 costos netos importación

Los costos iniciales de inversión son los presentados en la tabla a continuación:

Tabla 4.4-3: Estimación Costos Sistema Híbrido.

Descripción	Unidades	Precio [CLP]	Importe [CLP]
Módulo Híbrido	3.755	380.000	1.314.250.000
IVA España	-	21%	275.992.500
Total Módulos	-	-	1.590.242.500
CIF Importación	-	-	30.398.111
Aduana	-	-	351.490.876
Total Importación	-	-	381.888.987
Equipos e Instalación	-	-	514.120.655
IVA Chile	-	19%	97.682.924
Total Equip. e Inst.	-	-	611.803.579
Total Proyecto	-	-	2.583.935.207

Los costos del sistema solar híbrido de 1000,08 kW de potencia eléctrica y 3.838 kW térmica son estimados en 2.583.935.207 CLP.

4.4.2.3 Costos Anuales/Periódicos

Los costos de mantención estimados para la instalación solar híbrida son similares a los definidos para los sistemas anteriores. Se considera 10.000.000 CLP en seguros y 3.949.659 CLP en limpieza anuales. Los costos en repuestos son de 2.000.000 CLP para los primeros 12 años de vida del proyecto, y 5.836.694 CLP para los últimos 12 años de operación. Estos costos se presentan en la tabla a continuación:

Tabla 4.4-4: Costos Anuales Híbrido.

Descripción	Costo [CLP]
Seguros	10.000.000
Limpieza	3.949.659
Repuestos primeros 12 años	2.000.000
Repuestos últimos 12 años	5.836.694
Costos Anuales 12 primeros años	15.949.659
Costos Anuales 12 últimos años	19.786.353

4.4.3 Financiamiento

Las condiciones del crédito para el financiamiento del proyecto solar híbrido son las mismas supuestas para las demás instalaciones, tomando como caso base un apalancamiento de 50%.

Tabla 4.4-5: Cuota Crédito Financiamiento.

Cuota Crédito Financiero	
Inversión Inicial	2.583.935.207 CLP
Apalancamiento	50%
Monto Crédito	1.291.967.603 CLP
Periodos	15 años
Interés anual	9,672%
Cuota anual	166.691.976 CLP

4.4.4 Resumen Costos

En función de la inversión estimada en módulos solares híbridos, y considerando el factor de 10% de incremento de costos de las instalaciones para adecuación de un sistema fotovoltaico a uno híbrido, se puede construir un resumen de costos del caso propuesto.

Tabla 4.4-6: Resumen costos solares híbridos.

Descripción	Valor
Módulos Híbridos	1.590.242.500
Importación	381.888.987

Equipos e Instalación	611.803.579
Costos iniciales totales	2.583.935.207
O&M primeros 12 años	15.949.659
O&M últimos 12 años	19.786.353
Pago de la deuda (15 años)	166.691.976

4.5 Parámetros Financieros

Los proyectos de las distintas instalaciones serán evaluados y comparados financieramente mediante los Indicadores de Rentabilidad de Valor Neto Actual (VNA), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Repago de Capital (Payback).

El VNA corresponde al valor presente del aumento de la riqueza del inversionista en caso de que se realice el proyecto. Consiste en actualizar los flujos de caja, trayendo al presente los cobros e ingresos, descontándolos a un tipo de interés determinado (tasa de descuento¹⁶). Se calcula según la ecuación:

$$VNA = \sum_{t=1}^{t=N} \left\{ \frac{FNF_t}{(1+d)^t} \right\} - I_0$$

¹⁶ La Tasa de Descuento o Costo de Capital del Inversionista corresponde a la tasa de retorno que este obtendría en su mejor proyecto alternativo, con riesgos e inversiones similares.

donde N es el número de períodos de vida del proyecto, t el período iterable, FNF los Flujos Netos de Fondos, I_0 el monto de inversión inicial y d la tasa de descuento del inversionista. Un valor del VNA positivo o negativo indican que el proyecto es rentable y no rentable respectivamente. Para un valor del VNA igual a cero, la realización del proyecto es indiferente¹⁷ (rentabilidad igual a la tasa de descuento del inversionista).

La TIR es la tasa de descuento que logra que el Valor Neto Actual de los beneficios sea exactamente igual al valor presente de los costos, es decir, VNA igual a cero. Para obtener su valor, debe despejarse de la siguiente ecuación:

$$VNA = \sum_{t=1}^{t=N} \left\{ \frac{FNF_t}{(1 + TIR)^t} \right\} - I_0 = 0$$

El valor de la TIR debe compararse con la tasa de descuento del inversionista d , de modo que si es mayor se trata de un proyecto rentable, menor proyecto no rentable e igual proyecto indiferente.

El Payback es el periodo de tiempo necesario para que el flujo de caja del proyecto cubra el monto total de su inversión. Para flujos de caja no constantes, este punto se alcanza cuando la actualización del flujo de caja acumulado es igual a cero:

$$\sum_{j=0}^{j=T_p} \left\{ \frac{FNF_j}{(1 + d)^j} \right\} = 0$$

¹⁷ Por concepto, para un VNA igual a cero se concluye que el proyecto es indiferente. Sin embargo, para un análisis más completo, debe considerarse el costo de oportunidad del tiempo utilizado en la realización del proyecto, por lo que es conveniente NO realizarlo.

donde T_p corresponde al Payback. Su desventaja radica en que no mide el comportamiento de los flujos netos de fondos después del periodo de recuperación del capital.

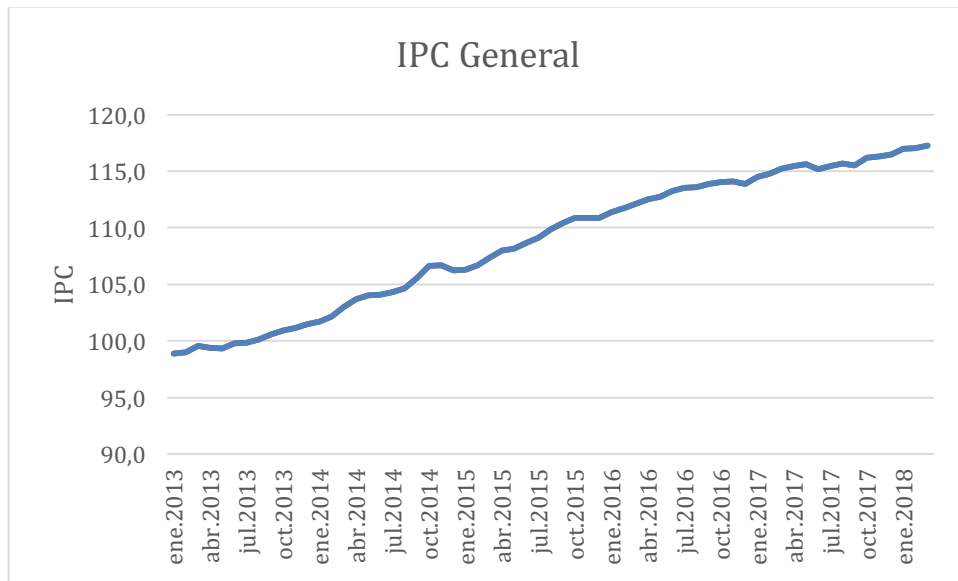
4.5.1 General

Los parámetros generales para la evaluación financiera de las instalaciones corresponden a la tasa de descuento del inversionista, tiempo de vida del proyecto y tasa de inflación.

La tasa de descuento se considera en un valor de 8%, pues según empresas dedicadas a la realización de proyectos solares, una rentabilidad (TIR) mayor a esta tasa define a un proyecto de esta categoría como rentable (Fernández, 2011). El horizonte temporal de evaluación de los proyectos se define en 25 años de vida, ya que cumpliendo ese periodo se asegura una mantención de un rendimiento de 80% o más en términos de potencia nominal de los módulos (Ministerio de Energía, 2016).

Con respecto a la Tasa de Inflación (IPC), se consideran los registros del valor del IPC en Chile desde enero del año 2013 hasta marzo de 2018, obtenidos de la Base de Datos Estadísticos del Banco Central de Chile (2018). A partir de estos, puede elaborarse la siguiente gráfica.

Figura 4.5-1: Evolución IPC periodo 2013-2018.



En base al comportamiento de esta, se observa una tasa de crecimiento de 18,37% en el transcurso de los 5 años, con una tasa de 3,43% anual. Considerando que la tasa de inflación ha llevado un crecimiento sostenido, para efectos de la evaluación económica de los proyectos se utilizará una tasa de 3%, lo cual representa de buena manera la tendencia en este fenómeno.

4.5.2 Energía Eléctrica

Uno de los componentes de los beneficios de ambos proyectos son los ingresos por generación de energía eléctrica. Así, es necesario determinar el valor de la electricidad. Como se trata de instalaciones de generación para autoconsumo, la energía eléctrica generada NO se corresponde a venta, ya que realmente se estaría dejando de consumir la cantidad de energía generada, considerándose de esta manera como un ahorro (cesación de compra).

En vista de lo anterior, el precio o costo de la energía eléctrica con el cual se evaluará la rentabilidad de los proyectos corresponde al Precio Medio de Mercado o PPM. “El PPM de cada sistema interconectado se determina con los precios medios de los contratos informados por las empresas generadoras a la Comisión Nacional de Energía, correspondientes a una ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del PPM” (CNE, s.f.). En otras palabras, es el precio promedio más bajo al cual se fijan los contratos de venta de energía. Se utiliza el PPM, ya que al tratarse de un ahorro, es el precio que establece la menor cuota de ingresos por generación eléctrica.

A partir de la base de datos del Precio Medio de Mercado del Sistema Eléctrico Nacional (PPM SEN) por la CNE (2018), se tiene información con respecto a los PPM del SING y el SIC desde octubre de 2016 hasta marzo de 2018. En la actualidad los precios medios de mercado, según sistema interconectado, son los siguientes:

Tabla 4.5-1: Precio Promedio de Mercado SING y SIC.

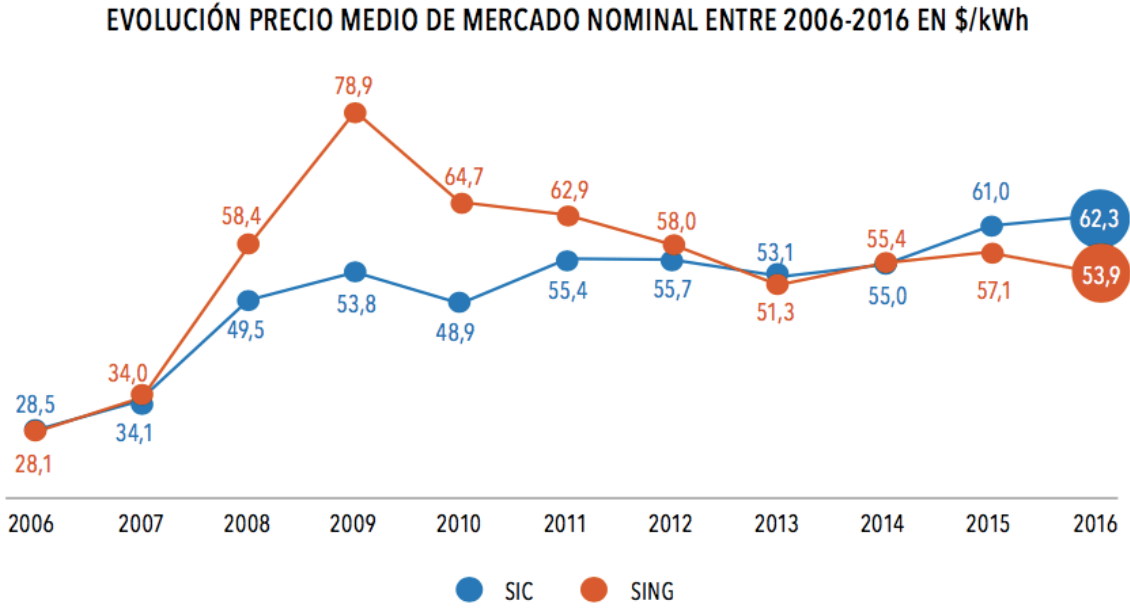
Sistema Interconectado	PPM [\$/kWh] marzo de 2018
SING	54,663
SIC	64,995

Como en cualquier bien de transacción, los precios de la energía eléctrica son variables en el tiempo dadas las condiciones de mercado. El tiempo de vida de los proyectos solares se define en 25 años como mínimo para mantener una buena eficiencia en el funcionamiento de sus componentes. De esta manera, se requiere estimar el

comportamiento del PPM de los sistemas proyectando en el horizonte de tiempo de la evaluación, lo que condicionará los beneficios.

En el Anuario Estadístico de Energía (CNE, 2016) se observa el comportamiento del PPM tanto en el SING como en el SIC desde el año 2006 hasta el año 2016.

Figura 4.5-2: Evolución PPM nominal 2006-2016.

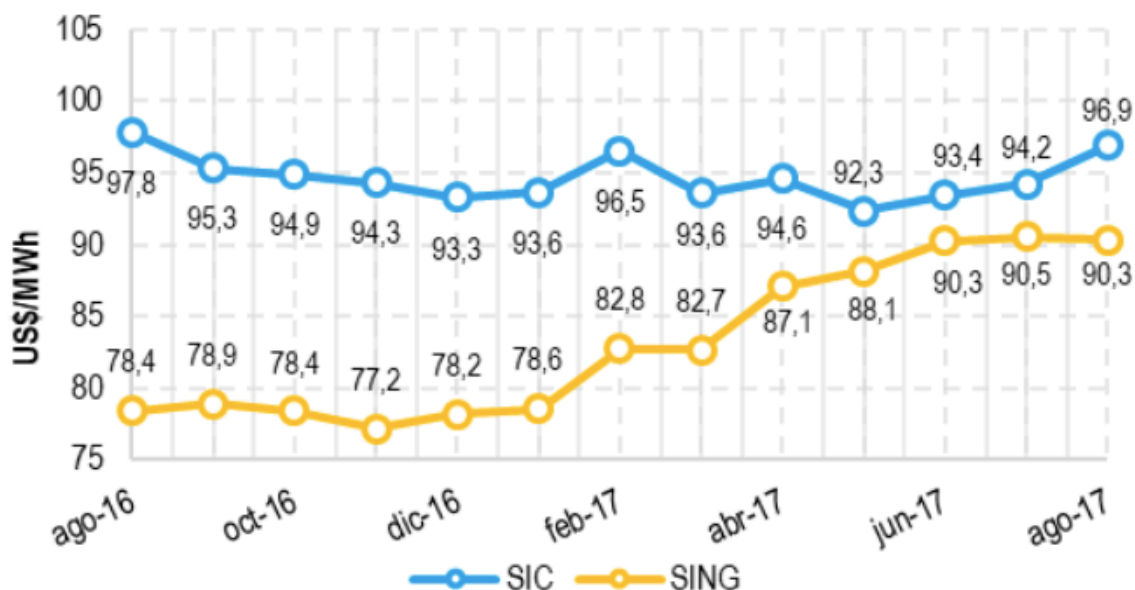


Para el año 2016, el SIC presenta un crecimiento del 2,2% con respecto al año anterior, y una tasa de crecimiento anual compuesta (TCAC) de 8,1% desde el 2006. El SING, por otro lado, tiene una disminución de -5,6% con respecto al 2015, pero una TCAC de 6,1% con respecto al 2006.

Con respecto al comportamiento de los PPM en el último año, Generadoras de Chile, en su publicación del Boletín del Mercado Eléctrico (2017), muestra su evolución mensual en ambos sistemas interconectados desde agosto de 2016 hasta agosto de 2017.

Figura 4.5-3: PPM SIC y SING agosto 2016 s agosto 2017.

Gráfico 10: Precio Medio de Mercado del SIC y del SING, últimos 13 meses



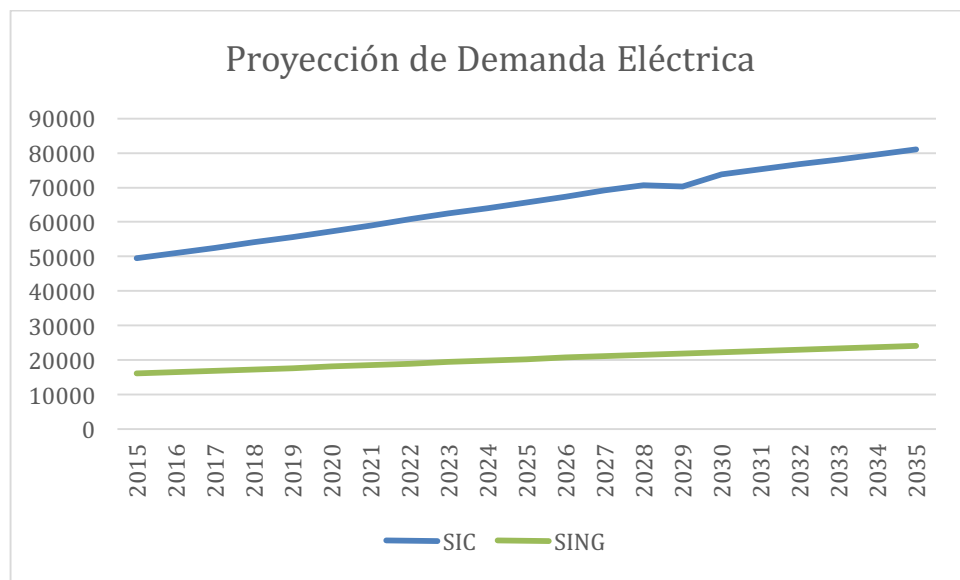
Se muestra un crecimiento evidente en el PPM del SING, con un incremento de 15,2% en los 13 meses representados, y una pequeña disminución en el SIC cercana a un -1,0%.

A pesar del estancamiento del PPM del SIC en el último año, su precio en ambos sistemas presenta una tendencia positiva en el contexto anual. Esto se ve explicado por las variables de oferta y demanda, que determinan un mercado de estas características. De esta manera, para conocer qué se espera del PPM para los años siguientes es necesario hacer análisis en función de aquellas variables.

El Centro de Despacho Económico de Carga SIC (2015), realizó un estudio de previsión de demanda para los años 2015 – 2035. La proyección a largo plazo se logra a través de la utilización de un modelo econométrico de corrección de errores para determinar la relación entre las variables explicativas y la demanda, para luego aplicar un

panel de países y verificar la relación entre el consumo per cápita de distintos países y su demanda eléctrica.

Figura 4.5-4: Proyección de demanda eléctrica 2015-2035.

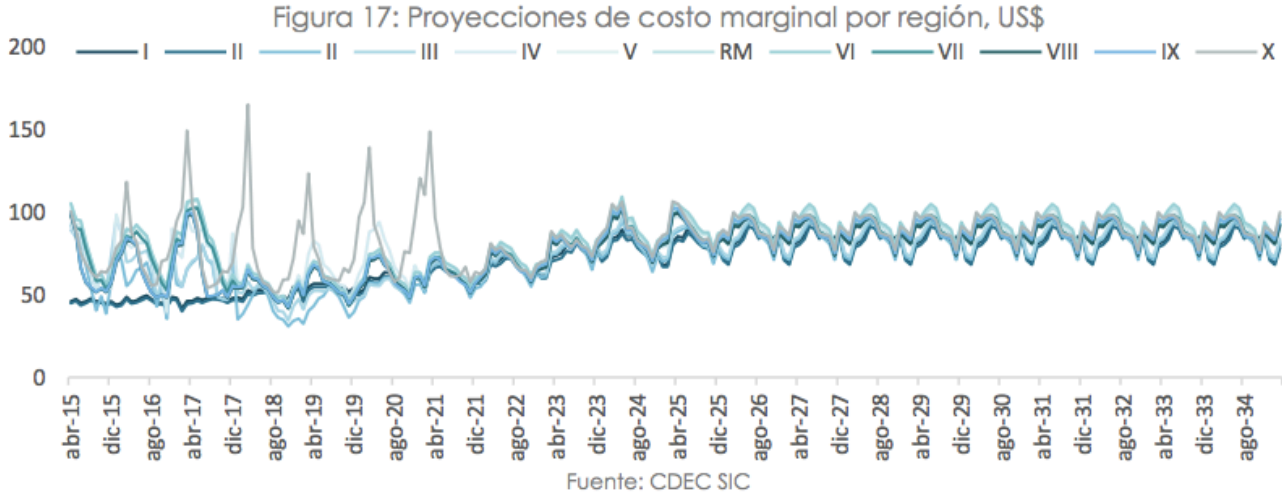


Se observa que en ambos sistemas interconectados se prevé un crecimiento de demanda, donde para el SIC se espera un aumento de 63,33% y en menor medida para el SING en 49,59%. En términos globales aumentaría en un 59,96% la demanda a nivel país de energía eléctrica para el año 2035.

Basándose en la Revisión Anual del Estudio de Transmisión Troncal 2015 de CDEC SIC y en los planes de obras de generación y transmisión publicados en el informe de la CNE de Precio Nudo de Corto Plazo abril 2015, a su vez, se proyectaron los costos marginales de generación (condicionantes del PPM) mediante un proceso de simulación de mercados a futuro basado en los planes de generación y transmisión, tomando la barra de

Quillota 220 kv como costo marginal representativo en el SIC y la de Crucero 220 kv en el SING. En la figura a continuación se muestran las proyecciones en costos marginales.

Figura 4.5-5: Proyección costo marginal regional 2015-2034.



Estabilizando los costos marginales en los primeros años, estableciendo un costo promedio de 56,4 \$US para el año 2015 y de 87,8 \$US el 2035, se calcula un aumento de un 55,6% aproximadamente, lo que se traduce en una tasa promedio de crecimiento de 1,7% anual. En base a los fundamentos de tendencia positiva en los costos marginales de la electricidad, para la realización de la evaluación financiera de los proyectos se utilizará una tasa de escalamiento del precio de un 1% en el caso base.

4.5.3 Combustible

La otra fuente de beneficios de los proyectos corresponden a los ahorros de combustible por la generación de energía solar térmica. Así como se proyectó la situación

de precios para la electricidad en el periodo de evaluación, es necesario hacerlo también con los precios de los combustibles.

En minería, los combustibles más utilizados con el petróleo Diesel para el transporte y Gas Natural/ Enap 6 para procesos. Los ahorros por la tecnología solar son considerados como sustitución del uso de Gas Natural.

La organización gubernamental estadounidense Energy Information Administration (EIA, 2018) realizó un estudio con respecto a proyecciones de precios del Gas Natural en Henry Hub¹⁸ hacia el año 2050 para distintos escenarios económicos futuros de EE.UU.: crecimiento económico alto y bajo, precio del petróleo alto y bajo, recursos y desarrollo de tecnologías de procesamiento del petróleo bajo y alto, y un caso de referencia (el caso de referencia es un escenario de tendencia positiva en mejoras de las tecnologías conocidas de procesamiento, junto con tendencias demográficas y económicas reflejando las posturas actuales de los demógrafos y economistas; asume permanencia del contexto legal regulatorio actual), presentando crecimiento en todos ellos.

En base a los resultados de dichas proyecciones en Henry Hub, la CNE (2016) elaboró un informe refiriéndose a la proyección de los precios del Gas Natural puesto en Chile, para los escenarios de precio del petróleo bajo y el caso de referencia. Los resultados se muestran en la figura a continuación.

¹⁸ Es un punto de distribución de la red de Gas Natural ubicado en Erath, Louisiana, que, dada su importancia, determina los precios de contratos futuros de este combustible en el New York Mercantile Exchange (NYMEX) y *swaps* en el Intercontinental Exchange (ICE).

Figura 4.5-6: Proyección precio Gas Natural en Chile 2016-2030.

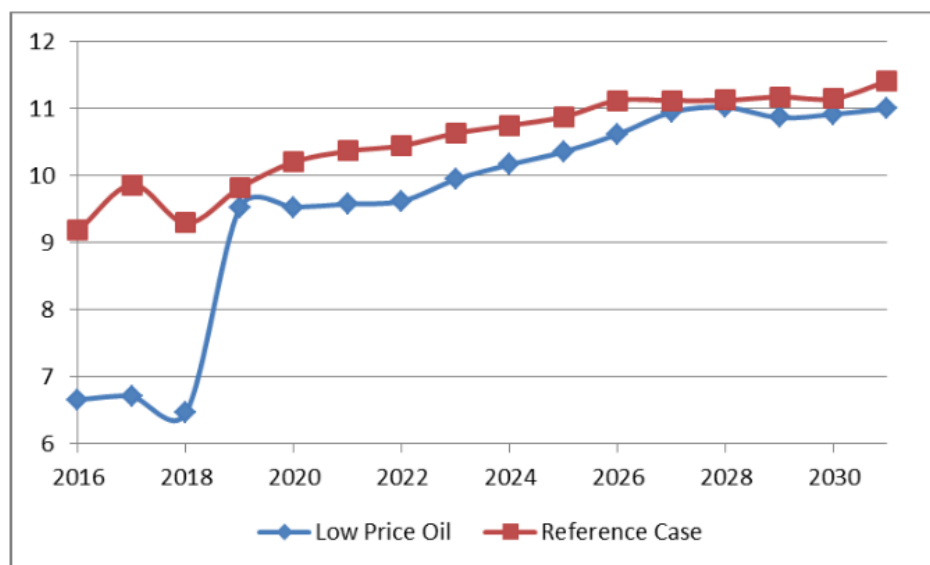


Gráfico N°6: Proyección de precios de gas natural puesto en Chile

Tomando en consideración el caso de referencia, con un precio de 9,17 y 11,40 US\$/MMBtu los años 2016 y 2031 respectivamente, se presenta un aumento de 24% total, correspondiente a una tasa de crecimiento anual 1,46%. En función de esto, se determina para efectos de la evaluación financiera de los proyectos, la utilización de una tasa de escalamiento del combustible de 1,5% anual para el caso base. El precio del Gas Natural a considerar es de 9,0 US\$/MMBtu, es decir, 5.409 CLP/MMBtu.

4.5.4 Resumen Parámetros

En la tabla a continuación se presentan los parámetros financieros a considerar para la evaluación de rentabilidad de los proyectos de instalaciones solares.

Tabla 4.5-2: Parámetros financieros.

General	
Tasa de descuento	8%
Vida del proyecto	25 años
Tasa de inflación	3%
Electricidad	
Precio SING	54,663 \$/kWh
Precio SIC	64,995 \$/kWh
Tasa escalamiento (caso base)	1%
Combustible Gas Natural	
Precio	5.409 \$/MMBtu
Tasa escalamiento (caso base)	1,5%

4.6 Temperatura de las Celdas

4.6.1 Módulos Fotovoltaicos

Como se vio anteriormente, la eficiencia de los módulos fotovoltaicos se ve afectada inversamente por la temperatura que alcanzan las celdas. La herramienta de cálculo de generación de energía de RETScreen considera el aumento de temperatura de las celdas T_c de los módulos según la fórmula de Evans (1981), relacionándola con la

temperatura ambiente T_a , índice de claridad K_t ¹⁹ y la temperatura T_{NOCT} del módulo, como describe en su manual (Natural Resources Canada, 2005):

Ecuación 4.6-1:

$$T_c - T_a = (219 + 832 K_t) \frac{T_{NOCT} - 20}{800}$$

La temperatura de la celda influye, entonces, en la eficiencia promedio de los módulos fotovoltaicos η_p según la función:

Ecuación 4.6-2:

$$\eta_p = \eta_r [1 - \beta_p (T_c - T_r)]$$

donde η_r corresponde a la eficiencia nominal, T_r la temperatura de referencia (=25° C) y β_p el coeficiente de temperatura propio de las celdas. Se observa que las ecuaciones consideran principalmente el efecto de la radiación y de la temperatura ambiente como efecto externo. El valor de K_t es difícil de calcular, pero un valor de 0,8 corresponde a una estimación no lejana de la realidad para zonas de alta radiación.

Como la información presentada anteriormente con respecto a las condiciones meteorológicas de la zona corresponde a un valor promedio mensual (considerando máximos diarios y mínimos nocturnos), se extrajo de la base de datos del Explorador Solar los promedios mensuales horarios de radiación y temperatura ambiente, considerando las

¹⁹ Corresponde a la fracción de radiación solar emitida que logra incidir en una superficie plana horizontal, considerando la atenuación por efectos de la atmósfera y nubosidad.

horas de intensidad de radiación global incidente mayores a 300 W/m². El horario comprende entre las 8:00 – 17:00 hrs.

Tabla 4.6-1: Radiación Global horaria mensual Chuquicamata.

Radiación Global Chuquicamata, Codelco [W/m²]										
	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
Enero	306,0	561,1	778,1	921,6	1012,4	1037,0	982,9	840,3	647,9	420,6
Febrero	275,7	543,8	773,8	919,4	1026,5	1044,9	1003,7	871,7	680,1	440,4
Marzo	295,3	583,4	819,4	994,3	1097,9	1095,5	1046,6	902,9	694,3	437,1
Abril	302,1	590,5	815,9	974,3	1065,5	1046,1	996,2	846,2	624,4	371,6
Mayo	294,7	563,1	781,6	933,8	1019,2	1020,3	950,0	798,2	580,6	321,5
Junio	252,3	517,3	733,3	885,4	972,1	977,6	908,8	769,3	567,9	313,2
Julio	241,1	503,8	728,8	883,4	983,6	994,2	929,9	797,6	593,1	346,8
Agosto	285,7	557,2	789,5	949,6	1045,8	1051,0	994,3	846,2	634,3	379,7
Septiembre	357,4	634,5	863,6	1020,2	1105,9	1098,0	1024,6	871,3	645,5	377,3
Octubre	429,5	693,6	909,4	1054,9	1127,5	1112,7	1017,3	849,3	615,0	352,4
Noviembre	434,3	682,1	891,3	1030,3	1101,3	1086,9	995,5	830,0	608,1	353,0
Diciembre	374,9	625,9	835,2	984,0	1063,5	1058,9	985,5	825,5	621,9	385,4

Tabla 4.6-2: Radiación horaria mensual Chuquicamata.

Temperatura Ambiente Chuquicamata, Codelco [°C]										
	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00

Enero	12,5	15,0	17,3	19,3	20,9	21,6	22,3	21,6	20,9	20,1
Febrero	12,3	14,9	17,2	19,3	20,9	21,7	22,4	21,6	20,9	20,1
Marzo	12,7	15,2	17,6	19,9	21,6	22,5	23,0	22,2	21,3	20,3
Abril	10,9	13,4	15,8	18,1	19,6	20,4	20,9	20,1	19,2	18,2
Mayo	9,3	11,8	14,1	16,2	17,5	18,2	18,6	17,8	16,9	15,8
Junio	9,2	11,6	14,0	16,3	17,2	18,0	18,4	17,5	16,4	15,1
Julio	8,7	11,1	13,5	15,8	17,0	17,9	18,3	17,4	16,3	15,0
Agosto	9,3	11,8	14,2	16,5	18,3	19,2	19,6	18,7	17,6	16,2
Septiembre	10,9	13,7	16,2	18,2	18,8	19,5	19,9	19,1	18,2	17,2
Octubre	11,1	13,8	16,2	18,3	19,8	20,5	21,0	20,3	19,4	18,3
Noviembre	11,5	14,2	16,6	18,5	20,7	21,5	21,7	21,0	20,1	19,0
Diciembre	11,8	14,3	16,6	18,6	20,9	21,6	22,2	21,5	20,7	19,9

Acorde a la Ecuación 4.6-2, la temperatura de las celdas depende de las características de los módulos. A continuación, se presentan las especificaciones de los módulos Jinko Solar utilizados para la evaluación de la instalación fotovoltaica.

Tabla 4.6-3: Especificaciones módulos Jinko Solar.

Jinko Solar poliSi JKM270PP-60	
Eficiencia Nominal	16,50 %
Temperatura de referencia	25 °C
Coefficiente de temperatura	0,41 %/°C

Temperatura NOCT	45 °C
Índice de Claridad	0,92

A partir de estos datos, se puede calcular la temperatura de las celdas de los módulos fotovoltaicos para los promedios mensuales horarios, y así obtener la eficiencia eléctrica promedio de funcionamiento debido a esta. En la tabla a continuación, se presenta la temperatura de los módulos fotovoltaicos Jinko Solar, la eficiencia promedio debido a ella, y el porcentaje al cual disminuye con respecto a la eficiencia nominal.

Tabla 4.6-4: Temperatura horaria mensual módulos fotovoltaicos Jinko Solar.

Temperatura Celda Jinko Solar, Eficiencia Nominal: 16,50%												
		8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	Promedio
Enero	T _c [°C]	43,3	45,8	48,1	50,2	51,8	52,5	53,2	52,5	51,7	51,0	50,0
	Ef	15,3%	15,1%	14,9%	14,8%	14,7%	14,6%	14,6%	14,6%	14,7%	14,7%	14,8%
	%	92,5%	91,5%	90,5%	89,7%	89,0%	88,7%	88,5%	88,7%	89,0%	89,3%	89,7%
Febrero	T _c [°C]	43,2	45,7	48,1	50,2	51,7	52,5	53,2	52,5	51,8	51,0	50,0
	Ef	15,3%	15,1%	14,9%	14,8%	14,7%	14,6%	14,6%	14,6%	14,7%	14,7%	14,8%
	%	92,5%	91,5%	90,5%	89,7%	89,0%	88,7%	88,4%	88,7%	89,0%	89,3%	89,7%
Marzo	T _c [°C]	43,6	46,1	48,5	50,8	52,5	53,4	53,8	53,1	52,2	51,1	50,5
	Ef	15,2%	15,1%	14,9%	14,8%	14,6%	14,6%	14,5%	14,6%	14,7%	14,7%	14,8%
	%	92,4%	91,4%	90,4%	89,4%	88,7%	88,4%	88,2%	88,5%	88,9%	89,3%	89,5%
Ab ril	T _c [°C]	41,8	44,3	46,7	49,0	50,4	51,3	51,8	51,0	50,1	49,1	48,5

	Ef	15,4%	15,2%	15,0%	14,9%	14,8%	14,7%	14,7%	14,7%	14,8%	14,9%	14,9%
	%	93,1%	92,1%	91,1%	90,2%	89,6%	89,2%	89,0%	89,3%	89,7%	90,1%	90,3%
Mayo	T _c [°C]	40,2	42,6	45,0	47,1	48,3	49,1	49,5	48,7	47,8	46,7	46,5
	Ef	15,5%	15,3%	15,2%	15,0%	14,9%	14,9%	14,8%	14,9%	15,0%	15,0%	15,0%
	%	93,8%	92,8%	91,8%	90,9%	90,4%	90,1%	89,9%	90,3%	90,7%	91,1%	91,2%
Junio	T _c [°C]	40,0	42,4	44,9	47,2	48,1	48,8	49,3	48,4	47,3	46,0	46,2
	Ef	15,5%	15,3%	15,2%	15,0%	14,9%	14,9%	14,9%	14,9%	15,0%	15,1%	15,1%
	%	93,8%	92,9%	91,9%	90,9%	90,5%	90,2%	90,1%	90,4%	90,9%	91,4%	91,3%
Julio	T _c [°C]	39,6	42,0	44,4	46,7	47,9	48,7	49,2	48,3	47,2	45,9	46,0
	Ef	15,5%	15,3%	15,2%	15,0%	15,0%	14,9%	14,9%	14,9%	15,0%	15,1%	15,1%
	%	94,0%	93,0%	92,1%	91,1%	90,6%	90,3%	90,1%	90,5%	90,9%	91,4%	91,4%
Agosto	T _c [°C]	40,1	42,6	45,0	47,4	49,2	50,0	50,5	49,6	48,4	47,1	47,0
	Ef	15,5%	15,3%	15,1%	15,0%	14,9%	14,8%	14,8%	14,8%	14,9%	15,0%	15,0%
	%	93,8%	92,8%	91,8%	90,8%	90,1%	89,7%	89,6%	89,9%	90,4%	90,9%	91,0%
Septiembre	T _c [°C]	41,7	44,6	47,0	49,1	49,7	50,4	50,7	50,0	49,1	48,0	48,0
	Ef	15,4%	15,2%	15,0%	14,9%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,9%	14,9%	14,9%
	%	93,1%	92,0%	91,0%	90,1%	89,9%	89,6%	89,5%	89,7%	90,1%	90,6%	90,6%
Octubre	T _c [°C]	42,0	44,7	47,1	49,1	50,6	51,4	51,8	51,1	50,2	49,2	48,7
	Ef	15,4%	15,2%	15,0%	14,9%	14,8%	14,7%	14,7%	14,7%	14,8%	14,9%	14,9%
	%	93,0%	91,9%	90,9%	90,1%	89,5%	89,2%	89,0%	89,3%	89,7%	90,1%	90,3%
Noviembre	T _c [°C]	42,4	45,1	47,4	49,4	51,6	52,3	52,6	51,9	51,0	49,9	49,4
	Ef	15,3%	15,1%	15,0%	14,8%	14,7%	14,7%	14,6%	14,7%	14,7%	14,8%	14,9%
	%	92,9%	91,8%	90,8%	90,0%	89,1%	88,8%	88,7%	89,0%	89,4%	89,8%	90,0%

Diciembre	T _c [°C]	42,7	45,2	47,5	49,5	51,8	52,5	53,1	52,3	51,6	50,8	49,7
	E _f	15,3%	15,1%	15,0%	14,8%	14,7%	14,6%	14,6%	14,7%	14,7%	14,8%	14,8%
	%	92,7%	91,7%	90,8%	90,0%	89,0%	88,7%	88,5%	88,8%	89,1%	89,4%	89,9%

4.6.2 Módulos Solares Híbridos

La configuración de los módulos solares híbridos corresponde principalmente a la de colectores solares de placa plana que buscan minimizar las pérdidas de energía hacia el exterior, manteniendo la mayor T° interna posible, a diferencia de los módulos fotovoltaicos que maximizan las pérdidas con el objetivo de disminuir la T° de sus celdas.

La ecuación básica que describe el balance de energía de los colectores solares de placa plana (Duffie y Beckman, 2013) es la siguiente:

Ecuación 4.6-3:

$$\dot{Q}_u = A_c \cdot [S - U_L \cdot (T_{abs} - T_a)]$$

donde \dot{Q}_u es la energía útil del colector y $U_L (T_{abs} - T_a)$ corresponde a las pérdidas hacia el exterior por conducción, convección y radiación, dada la temperatura del absorbedor y ambiente respectivamente. La radiación absorbida por unidad de área de colección S puede escribirse como el factor de la radiación global incidente G y la transmitancia-absortancia $\tau\alpha$:

Ecuación 4.6-4:

$$S = G \cdot (\tau \cdot \alpha)$$

La temperatura del absorbedor T_{abs} corresponde a la temperatura que alcanzará el colector dadas las condiciones propuestas ambientales y características del módulo. Sin embargo, esta temperatura es muy difícil de calcular, al ser función del diseño del colector, radiación incidente y condiciones del fluido de entrada. Es por esto que resulta conveniente la definición de una cantidad que relacione la energía útil real de un colector con la energía total calculada como si el panel estuviese a la misma temperatura del fluido de entrada (máxima transferencia de energía). Dicha cantidad se denomina Factor de Remoción FR.

Ecuación 4.6-5:

$$F_R = \frac{\dot{m} \cdot C_p \cdot (T_{fo} - T_{fi})}{A_c \cdot [S - U_L \cdot (T_{fi} - T_a)]}$$

donde T_{fo} y T_{fi} son la temperatura de salida y entrada del fluido respectivamente.

La ecuación de energía útil de un colector de placa plana, considerando el FR, queda como:

Ecuación 4.6-6:

$$\dot{Q}_u = A_c \cdot F_R \cdot [S - U_L \cdot (T_{fi} - T_a)]$$

Para el cálculo de la energía útil generada por los colectores solares, RETScreen considera la Ecuación 4.6-6. El software solicita el ingreso de información característica de los paneles para calcular el sistema solar. Tanto el ingreso del dato de rendimiento óptico (eficiencia térmica) como el coeficiente de temperatura a_1 (medido en $W/m^2/C^\circ$) consideran el F_R en su valor, de modo que el primero corresponde al factor $F_R(\tau\alpha)$ y el segundo a $F_R U_L$.

Ecuaciones 4.6-7 y 4.6-8:

$$F_R \cdot (\tau \cdot \alpha) = 0,51$$

$$F_R \cdot U_L = 4,93 \left[\frac{W}{m^2 \cdot C} \right]$$

Una buena aproximación del factor $\tau\alpha$ es $\approx 0,9$ sin generar mayores perturbaciones. A partir de esto, y considerando las especificaciones de los módulos, se obtiene el F_R y U_L de los paneles solares híbridos.

$$F_R = 0,5\bar{6}$$

$$U_L = 8,69 \left[\frac{W}{m^2 \cdot C} \right]$$

Como la energía generada por el sistema solar térmico calculado por RETScreen considera el F_R en sus variables, se puede utilizar la ecuación 4.6-3 para determinar la T_{abs} de los colectores. En base a los 11.141.357 kWh anuales obtenidas se calcula una capacidad de generación promedio de 1.271,84 kW, de modo que:

$$1.271,84[kW] = 3.755[ud] \cdot 1,46[m^2]$$

$$\cdot \left[864,26 \left[\frac{W}{m^2} \right] \cdot 0,9 - 8,69 \left[\frac{W}{m^2 \cdot ^\circ C} \right] \cdot (T_{abs} - 17,51)[^\circ C] \right]$$

$T_{abs} = 78,46[^\circ C]$, antes de la transferencia de calor.

A partir de la ecuación 4.6-5 del factor de remoción, y considerando el flujo de energía hacia el fluido la temperatura de entrada de este, se puede elaborar una ecuación que determina la T_{abs} posterior a la transferencia de calor (Cerón, 2012):

Ecuación 4.6-9:

$$T_{abs} = T_{fi} + \frac{\dot{Q}_u}{A_c \cdot F_R \cdot U_L} \cdot (1 - F_R)$$

$$T_{abs} = 12,75[^\circ C] + \frac{1.271,84[kW]}{5482[m^2] \cdot 4,93 \left[\frac{W}{m^2 \cdot ^\circ C} \right]} \cdot (1 - 0,5\bar{6})$$

$T_{abs} = 33,14[^\circ C]$, posterior a la transferencia de calor.

Es necesario notar que tanto la temperatura antes y después de la transferencia de energía del absorbedor en las ecuaciones anteriores está calculada en base a parámetros promedios anuales. Para determinar su valor de una manera más precisa, se utilizan los mismos datos horarios promedios mensuales de las tablas 4.6-1 y 4.6-2 con respecto a la intensidad de radiación global y temperatura ambiente. A continuación, se presenta la temperatura de los módulos híbridos Ecomesh previa (T_{ci}) y posterior (T_{cf}) a la

transferencia de calor al fluido, la eficiencia eléctrica debido a ella, y el porcentaje a cual disminuye con respecto a la eficiencia eléctrica nominal.

Tabla 4.6-5: Temperatura horaria mensual híbrida Ecomesh.

Temperatura Celda Híbrido Ecomesh, Eficiencia Nominal: 15,98%												
		8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	Promedio
Enero	T_{ci} [°C]	33,4	53,3	70,5	82,4	90,2	92,6	89,5	79,1	65,2	48,9	70,5
	T_{cf} [°C]	20,9	27,8	33,6	37,4	39,9	40,5	39,1	35,3	30,1	24,0	32,9
	Ef	16,0%	15,8%	15,3%	15,0%	14,9%	14,8%	14,9%	15,2%	15,6%	16,0%	15,4%
	%	100%	98,7%	96,0%	94,1%	93,0%	92,7%	93,4%	95,2%	97,6%	100%	96,1%
Febrero	T_{ci} [°C]	31,2	52,1	70,2	82,2	91,1	93,1	91,0	81,3	67,4	50,2	71,0
	T_{cf} [°C]	20,1	27,3	33,5	37,4	40,3	40,8	39,6	36,1	31,0	24,6	33,1
	Ef	16,0%	15,8%	15,3%	15,0%	14,8%	14,8%	14,9%	15,1%	15,5%	16,0%	15,3%
	%	100%	98,9%	96,0%	94,2%	92,8%	92,6%	93,1%	94,8%	97,2%	100%	96,0%
Marzo	T_{ci} [°C]	32,9	55,1	73,7	87,9	96,7	97,4	94,6	84,0	68,8	50,2	74,1
	T_{cf} [°C]	20,7	28,4	34,7	39,4	42,2	42,1	40,8	36,9	31,4	24,5	34,1
	Ef	16,0%	15,7%	15,3%	14,9%	14,7%	14,7%	14,8%	15,1%	15,5%	16,0%	15,3%
	%	100%	98,4%	95,4%	93,2%	91,9%	92,0%	92,6%	94,4%	97,0%	100%	95,5%
Abril	T_{ci} [°C]	31,6	53,8	71,6	84,7	92,5	92,0	89,1	78,0	61,9	43,7	69,9
	T_{cf} [°C]	20,8	28,6	34,6	38,9	41,3	40,8	39,4	35,4	29,5	22,7	33,2
	Ef	16,0%	15,7%	15,3%	14,9%	14,8%	14,8%	14,9%	15,2%	15,6%	16,0%	15,3%
	%	100%	98,3%	95,5%	93,5%	92,3%	92,6%	93,2%	95,1%	97,9%	100%	95,8%
ay	T_{ci} [°C]	29,5	50,3	67,6	80,1	87,2	88,0	83,6	72,4	56,6	37,8	65,3

	T _{cf} [°C]	20,6	27,8	33,7	37,8	40,1	40,1	38,2	34,1	28,3	21,4	32,2
	Ef	16,0%	15,8%	15,3%	15,0%	14,8%	14,8%	15,0%	15,3%	15,7%	16,0%	15,4%
	%	100%	98,7%	95,9%	94,0%	92,9%	92,9%	93,8%	95,7%	98,4%	100%	96,2%
Junio	T _{ci} [°C]	26,4	47,0	64,2	76,9	83,7	84,8	80,6	70,1	55,3	36,5	62,5
	T _{cf} [°C]	19,5	26,6	32,4	36,5	38,8	38,9	37,1	33,4	28,0	21,1	31,2
	Ef	16,0%	15,9%	15,4%	15,1%	14,9%	14,9%	15,1%	15,4%	15,8%	16,0%	15,4%
	%	100%	99,2%	96,5%	94,6%	93,5%	93,4%	94,3%	96,1%	98,6%	100%	96,6%
Julio	T _{ci} [°C]	25,2	45,6	63,4	76,2	84,3	85,9	81,9	72,0	56,9	38,7	63,0
	T _{cf} [°C]	19,2	26,2	32,3	36,4	39,1	39,4	37,7	34,1	28,6	22,0	31,5
	Ef	16,0%	15,9%	15,4%	15,1%	14,9%	14,9%	15,0%	15,3%	15,7%	16,0%	15,4%
	%	100%	99,4%	96,6%	94,6%	93,4%	93,2%	94,0%	95,7%	98,3%	100%	96,5%
Agosto	T _{ci} [°C]	28,8	49,9	68,2	81,5	89,8	91,1	87,6	76,6	60,9	42,2	67,7
	T _{cf} [°C]	20,4	27,7	33,9	38,2	40,8	40,9	39,4	35,4	29,7	22,9	32,9
	Ef	16,0%	15,8%	15,3%	15,0%	14,8%	14,8%	14,9%	15,2%	15,6%	16,0%	15,3%
	%	100%	98,7%	95,8%	93,8%	92,6%	92,5%	93,2%	95,1%	97,8%	100%	96,0%
Septiembre	T _{ci} [°C]	35,3	57,1	75,2	88,0	94,5	94,6	89,9	78,7	62,4	43,0	71,9
	T _{cf} [°C]	22,3	29,8	35,9	40,1	42,4	42,2	40,2	36,1	30,0	22,9	34,2
	Ef	16,0%	15,6%	15,2%	14,8%	14,7%	14,7%	14,8%	15,1%	15,6%	16,0%	15,3%
	%	100%	97,8%	94,9%	92,9%	91,8%	91,9%	92,9%	94,8%	97,6%	100%	95,5%
Octubre	T _{ci} [°C]	40,5	61,3	78,4	90,4	96,9	96,7	90,5	78,4	61,4	42,4	73,7
	T _{cf} [°C]	24,3	31,3	37,1	41,0	43,0	42,6	40,0	35,5	29,2	22,2	34,6
	Ef	16,0%	15,5%	15,1%	14,8%	14,6%	14,7%	14,9%	15,2%	15,7%	16,0%	15,2%
	%	100%	97,0%	94,3%	92,5%	91,6%	91,7%	92,9%	95,1%	98,0%	100%	95,3%

Noviembre	T_{ci} [°C]	41,2	60,9	77,5	89,0	96,1	95,8	89,8	77,8	61,7	43,2	73,3
	T_{cf} [°C]	24,4	31,0	36,6	40,4	42,3	41,9	39,4	35,0	29,0	22,2	34,2
	Ef	16,0%	15,5%	15,1%	14,8%	14,7%	14,7%	14,9%	15,2%	15,7%	16,0%	15,3%
	%	100%	97,2%	94,5%	92,8%	91,9%	92,1%	93,2%	95,3%	98,1%	100%	95,5%
Diciembre	T_{ci} [°C]	37,5	57,1	73,7	85,9	93,7	94,0	89,6	77,9	63,3	46,3	71,9
	T_{cf} [°C]	22,8	29,5	35,1	39,1	41,3	41,1	39,2	34,9	29,4	23,1	33,5
	Ef	16,0%	15,6%	15,2%	14,9%	14,8%	14,8%	14,9%	15,2%	15,6%	16,0%	15,3%
	%	100%	97,9%	95,2%	93,4%	92,4%	92,4%	93,3%	95,4%	97,9%	100%	95,8%

Si bien el verdadero funcionamiento de los módulos híbridos en términos de temperatura de las celdas se asemeja más al de los paneles termosolares, RETScreen no cuenta con esta tecnología híbrida en los productos de su base de datos, por lo que, para efectos de evaluación del sistema híbrido, se consideró la parte eléctrica (y sus especificaciones eléctricas según ficha técnica) como una instalación fotovoltaica independiente de la parte térmica (y sus especificaciones térmicas según ficha técnica) considerada como una instalación termosolar.

Así, la determinación de la temperatura de la celda eléctrica híbrida y su impacto en la eficiencia por el software se realiza considerando los cálculos asociados a celdas fotovoltaicas. La tabla a continuación muestra la temperatura de las celdas, la eficiencia promedio debido a ella, y el porcentaje al cual disminuye con respecto a la eficiencia nominal considerando los paneles como módulos fotovoltaicos.

Tabla 4.6-6: Temperatura horaria mensual fotovoltaica Ecomesh.

Temperatura Celda Fotovoltaico Ecomesh, Eficiencia Nominal: 15,98%												
		8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	Promedio
Enero	T _c [°C]	43,3	45,8	48,1	50,2	51,8	52,5	53,2	52,5	51,7	51,0	50,0
	Ef	14,6%	14,4%	14,2%	14,1%	14,0%	13,9%	13,9%	13,9%	14,0%	14,0%	14,1%
	%	91,4%	90,2%	89,1%	88,2%	87,4%	87,1%	86,8%	87,1%	87,4%	87,8%	88,2%
Febrero	T _c [°C]	43,2	45,7	48,1	50,2	51,7	52,5	53,2	52,5	51,8	51,0	50,0
	Ef	14,6%	14,4%	14,2%	14,1%	14,0%	13,9%	13,9%	13,9%	14,0%	14,0%	14,1%
	%	91,4%	90,3%	89,1%	88,2%	87,4%	87,1%	86,7%	87,1%	87,4%	87,8%	88,2%
Marzo	T _c [°C]	43,6	46,1	48,5	50,8	52,5	53,4	53,8	53,1	52,2	51,1	50,5
	Ef	14,6%	14,4%	14,2%	14,0%	13,9%	13,9%	13,8%	13,9%	13,9%	14,0%	14,1%
	%	91,3%	90,1%	89,0%	87,9%	87,1%	86,7%	86,4%	86,8%	87,2%	87,7%	88,0%
Abril	T _c [°C]	41,8	44,3	46,7	49,0	50,4	51,3	51,8	51,0	50,1	49,1	48,5
	Ef	14,7%	14,5%	14,4%	14,2%	14,1%	14,0%	14,0%	14,0%	14,1%	14,2%	14,2%
	%	92,1%	90,9%	89,8%	88,7%	88,0%	87,6%	87,4%	87,8%	88,2%	88,7%	88,9%
Mayo	T _c [°C]	40,2	42,6	45,0	47,1	48,3	49,1	49,5	48,7	47,8	46,7	46,5
	Ef	14,8%	14,7%	14,5%	14,3%	14,2%	14,2%	14,1%	14,2%	14,3%	14,3%	14,4%
	%	92,9%	91,7%	90,6%	89,6%	89,0%	88,7%	88,5%	88,9%	89,3%	89,8%	89,9%
Junio	T _c [°C]	40,0	42,4	44,9	47,2	48,1	48,8	49,3	48,4	47,3	46,0	46,2
	Ef	14,9%	14,7%	14,5%	14,3%	14,2%	14,2%	14,2%	14,2%	14,3%	14,4%	14,4%
	%	92,9%	91,8%	90,7%	89,6%	89,2%	88,8%	88,6%	89,0%	89,5%	90,1%	90,0%
Julio	T _c [°C]	39,6	42,0	44,4	46,7	47,9	48,7	49,2	48,3	47,2	45,9	46,0
	Ef	14,9%	14,7%	14,5%	14,4%	14,3%	14,2%	14,2%	14,2%	14,3%	14,4%	14,4%

	%	93,2%	92,0%	90,9%	89,8%	89,2%	88,8%	88,6%	89,1%	89,6%	90,2%	90,1%
Agosto	T _c [°C]	40,1	42,6	45,0	47,4	49,2	50,0	50,5	49,6	48,4	47,1	47,0
	Ef	14,8%	14,7%	14,5%	14,3%	14,2%	14,1%	14,1%	14,1%	14,2%	14,3%	14,3%
	%	92,9%	91,7%	90,6%	89,5%	88,6%	88,2%	88,0%	88,5%	89,0%	89,6%	89,7%
Septiembre	T _c [°C]	41,7	44,6	47,0	49,1	49,7	50,4	50,7	50,0	49,1	48,0	48,0
	Ef	14,7%	14,5%	14,3%	14,2%	14,1%	14,1%	14,0%	14,1%	14,2%	14,3%	14,2%
	%	92,1%	90,8%	89,6%	88,7%	88,4%	88,1%	87,9%	88,2%	88,7%	89,2%	89,2%
Octubre	T _c [°C]	42,0	44,7	47,1	49,1	50,6	51,4	51,8	51,1	50,2	49,2	48,7
	Ef	14,7%	14,5%	14,3%	14,2%	14,1%	14,0%	14,0%	14,0%	14,1%	14,2%	14,2%
	%	92,0%	90,7%	89,6%	88,7%	88,0%	87,6%	87,4%	87,7%	88,1%	88,6%	88,8%
Noviembre	T _c [°C]	42,4	45,1	47,4	49,4	51,6	52,3	52,6	51,9	51,0	49,9	49,4
	Ef	14,7%	14,5%	14,3%	14,1%	14,0%	13,9%	13,9%	14,0%	14,0%	14,1%	14,2%
	%	91,8%	90,6%	89,5%	88,5%	87,5%	87,1%	87,0%	87,4%	87,8%	88,3%	88,6%
Diciembre	T _c [°C]	42,7	45,2	47,5	49,5	51,8	52,5	53,1	52,3	51,6	50,8	49,7
	Ef	14,7%	14,5%	14,3%	14,1%	14,0%	13,9%	13,9%	13,9%	14,0%	14,0%	14,1%
	%	91,7%	90,5%	89,4%	88,5%	87,4%	87,1%	86,8%	87,2%	87,5%	87,9%	88,4%

4.7 Parámetros Lixiviación

Es necesario definir los parámetros a utilizar para el cálculo del volumen de mineral concentrado que puede abastecerse del proceso de lixiviación con la solución lixivante calentada.

La solución lixivante corresponde a una disolución compuesta por agua (H₂O) y ácido sulfúrico (H₂SO₄) en variadas proporciones. Diferentes concentraciones de la solución resultan en distintas eficiencias de lixiviación de los minerales. Tomando como base la calcopirita, se considera una concentración de 50 g/L, la cual logra eficiencias mayores en comparación con otras concentraciones (Álvarez, 2012).

Tabla 4.7-1: Composición solución lixivante.

Compuesto	Proporción [g/L]	Densidad [g/cm³]	Proporción [cm³/L]	%
H ₂ SO ₄	50	1,36	36,87	3,69
H ₂ O	966	0,99	963,13	96,31
Solución Lixivante	1.016	1,01	1.000	100

López (2012) define distintas tasas de riego para la lixiviación, dependiendo de la configuración del concentrado. Para minerales con alta concentración de finos se utilizan tasas menores que en presencia de gruesos. La tasa de riego definida para la lixiviación del cobre se estima en 20 L/h/m².

Tomando en consideración estos parámetros, para determinar qué cantidad (masa y volumen) de mineral concentrado de cobre puede abastecerse por este proceso, se necesita conocer sus características. En la tabla a continuación se muestra la composición del concentrado de cobre con los que se trabaja en CODELCO CHILE, división El Teniente (Etcheberrigaray, 2007). Se considerará esta composición como base para la realización del cálculo.

Tabla 4.7-2: Composición de concentrado de cobre Codelco División El Teniente.

Componente	Seco	Húmedo
Sólidos	100%	70%
Cu	31%	22%
Fe	26%	18%
S	32%	22%
Residuos	11%	8%
Agua	0%	30%
Densidad	4,1 ton/m ³	3,2 ton/m ³

Acorde a la descripción por Codelco (s.f.) del proceso de flotación, inmediatamente anterior a la lixiviación, el producto obtenido es concentrado por medio de procesos de clarificación y sedimentación, logrando un valor entre 8 y 10% de humedad del producto final. Así, se determina que el concentrado de mineral de cobre tiene una densidad de 4,01 ton/m³.

5 RESULTADOS

El software RETScreen utilizado para la evaluación de los proyectos permite entregar resultados en base a información con respecto a variables y parámetros externos y de los equipos disponibles almacenados en su base de datos, restringiendo, a su vez, los escenarios de evaluación (tecnología híbrida) por limitaciones propias del programa. Es por esto, que los resultados a presentar se dividen en tres ítems. El primero corresponde a los resultados entregados por RETScreen, utilizando las herramientas disponibles que permiten determinar la generación energética, rentabilidad y análisis de emisiones. El segundo presenta la corrección de la eficiencia de generación eléctrica de la componente fotovoltaica en el sistema híbrido, asociado a la temperatura de las celdas (este resultado es preponderante al anterior). Por último, se realiza una Simulación Montecarlo para la evaluación de los proyectos en distintos escenarios que condicionen su rentabilidad.

5.1 RETScreen

En la tabla a continuación se presenta un resumen de costos de ambos proyectos. Todos los costos se muestran con IVA incluido.

Tabla 5.1-1: Resumen costos de los proyectos.

Costo	Instalación Fotovoltaico	Termosolar	Híbrido
Módulos	\$ 515.707.920	\$ 728.649.786	\$ 1.590.242.500
Importación	-	-	\$ 381.889.127

Instalación	\$ 576.854.859	\$ 821.246.635	\$ 611.803.579
Total Inicial	\$ 2.642.500.457		\$ 2.583.935.207
Promedio Anuales	\$ 25.072.212		\$ 16.779.659
Crédito (15 años)	\$ 170.470.072		\$ 166.691.976

En función de los parámetros meteorológicos característicos de la zona de Chuquicamata (temperatura del aire, humedad relativa, precipitaciones, radiación solar horizontal, presión atmosférica, velocidad del viento, temperatura del suelo, días-grado de calentamiento y días-grado de enfriamiento), el software permite establecer las condiciones de cálculo. En conjunto con la selección de la tecnología a utilizar en la definición de los modelos solares puede determinar eficiencias de generación y energía producida por los sistemas.

Mediante la consideración de los parámetros financieros especificados, y en base a la determinación de los costos iniciales, anuales y periódicos, RETScreen realiza un análisis financiero para los proyectos, presentando los costos iniciales totales, gastos e ingresos (o ahorros) anuales, utilizando los indicadores de rentabilidad de VAN, TIR y Payback.

A continuación se muestran los resultados para ambos proyectos.

Tabla 5.1-2: Resultados RETScreen.

	Costos	
	Combinado	Híbrido
Costos Iniciales Totales	\$2.642.500.457	\$2.583.935.207

Costos Anuales Totales	\$190.151.154	\$180.641.635
Costos Periódicos	\$3.000.000	\$2.000.000
	\$7.782.258	\$5.836.694
Generación Energética		
Eléctrica	3.396.181 [kWh]	3.396.181 [kWh]
Térmica	11.141.357 [kWh]	11.141.357 [kWh]
Ahorros		
Electricidad	\$185.543.557	\$185.543.557
Gas Natural	\$316.351.000	\$316.351.000
Viabilidad Financiera		
VNA	\$2.863.288.698	\$3.026.255.953
TIR	25,64%	27,01%
Payback	4,09 años	3,88 años

El punto de comparación entre ambos proyectos, al tratarse de instalaciones con la misma capacidad de generación de energía tanto eléctrica como térmica (lo cual significa mismos ahorros por generación), corresponde netamente a competencia por costos. Los costos iniciales de instalación, con una importancia mayor en los indicadores de rentabilidad que los costos anuales de operación y mantención, prácticamente definen la conveniencia de un proyecto sobre el otro, donde el que requiera un monto mayor tendrá una rentabilidad menor.

Bajo este contexto, al ser las cotizaciones y estimaciones de costos del proyecto solar híbrido menores que las del combinado, tiene una rentabilidad mayor reflejada en un

VNA de MM\$3,026 y una TIR de 27,01%, los cuales son un 5,7% y 5,3% mayores al combinado respectivamente, y una recuperación del capital 0,21 años antes.

A modo de poder establecer un factor de comparación, adicional al de costos, para establecer la conveniencia de una tecnología por sobre la otra, se considera en el análisis el efecto de la temperatura de las celdas en la eficiencia eléctrica de los sistemas.

5.2 Corrección por Temperatura de Celdas

El efecto de la temperatura de las celdas fotovoltaicas en la eficiencia eléctrica de los módulos es considerada en el cálculo de RETScreen, tomando como parámetros las características técnicas de los paneles y considerando las condiciones meteorológicas presentes. Así, la cantidad de energía eléctrica máxima total generada (y por lo tanto los ahorros en electricidad) se ve reducida en los porcentajes horarios mensuales presentados en la tabla 4.6-4 dado la temperatura de las celdas respectivamente.

Debido a que este software no cuenta con la tecnología solar híbrida para la evaluación de un sistema de generación simultánea eléctrica y térmica, se deben proponer dos instalaciones independientes (una fotovoltaica y una termosolar) considerando las características técnicas de la componente eléctrica y la componente térmica de los módulos híbridos respectivamente, simulando un sistema cogenerativo. Al hacer esta consideración, RETScreen realiza para la componente eléctrica del sistema híbrido el mismo cálculo de temperatura de las celdas aplicado para la instalación fotovoltaica del proyecto combinado, lo cual induce a error.

Para solucionar esto, se corrige la cantidad de energía eléctrica generada por el sistema híbrido agregándole el porcentaje de disminución que el software calculó debido a

la temperatura de las celdas por comportamiento fotovoltaico, presentes en la tabla 4.6-2, para luego aplicar el porcentaje de reducción real debido al comportamiento de los módulos híbridos. El resultado dado los porcentajes promedio mensuales se muestra en la tabla a continuación.

Tabla 5.2-1: Efecto de la temperatura en módulos híbridos Ecomesh.

Mes	Radiación Horizontal [kWh/m ² /d]	Energía Generada [kWh]	Disminución por T° celda (fotovoltaico)	Energía máxima generada [kWh]	Disminución por T° celda (híbrido)	Energía Generada [kWh]
Enero	8,67	4.066.506	88,20%	4.610.551	96,10%	4.430.739
Febrero	8,13	3.813.228	88,20%	4.323.388	96,00%	4.150.453
Marzo	7,67	3.597.474	88,00%	4.088.038	95,50%	3.904.077
Abril	6,46	3.029.945	88,90%	3.408.262	95,80%	3.265.115
Mayo	5,54	2.598.436	89,90%	2.890.363	96,20%	2.780.529
Junio	5	2.345.159	90,00%	2.605.732	96,60%	2.517.137
Julio	5,22	2.448.346	90,10%	2.717.365	96,50%	2.622.257
Agosto	6,13	2.875.165	89,70%	3.205.312	96,00%	3.077.100
Septiembre	7,35	3.447.384	89,20%	3.864.780	95,50%	3.690.865
Octubre	8,45	3.963.319	88,80%	4.463.197	95,30%	4.253.426
Noviembre	9,09	4.263.499	88,60%	4.812.076	95,50%	4.595.532
Diciembre	9,18	4.305.712	88,40%	4.870.715	95,80%	4.666.145
Enero a Diciembre	7,24	3.396.181	89,00%	3.821.648	95,90%	3.662.781

El cálculo de RETScreen entregaba 3.369.181 kWh anuales de generación de energía eléctrica considerando las pérdida de eficiencia por aumento de temperatura de las celdas según la ecuación que modela el comportamiento fotovoltaico para este fenómeno. Restableciendo dicha diferencia, para luego restarle el porcentaje real correspondiente promedio a cada mes, se determina una generación eléctrica de 3.662.781 kWh anuales, correspondientes a un 7,85% más que el resultado entregado por el software. Así, el resultado obtenido por medio de la corrección por efecto de temperatura se muestra en la tabla a continuación.

Tabla 5.2-2: Resultados Corregidos por Temperatura.

Costos		
	Fotovoltaico Termosolar	Híbrido
Costos Iniciales Totales	\$2.642.500.457	\$2.583.935.207
Costos Anuales Totales	\$190.151.154	\$180.641.635
Costos Periódicos	\$3.000.000	\$2.000.000
	\$7.782.258	\$5.836.694
Generación Energética		
Eléctrica	3.396.181 [kWh]	3.662.781 [kWh]
Térmica	11.141.357 [kWh]	11.141.357 [kWh]
Ahorros		
Electricidad	\$185.543.557	\$200.108.714
Gas Natural	\$316.351.000	\$316.351.000
Viabilidad Financiera		
VNA	\$2.863.288.698	\$3.191.134.903

TIR	25,64%	28,09%
Payback	4,09 años	3,71 años

Los resultados obtenidos por la consideración de la corrección del efecto de la temperatura de las celdas en la eficiencia de la componente eléctrica de los módulos híbridos muestran una brecha más amplia entre los indicadores financieros de los proyectos que la obtenida por RETScreen. Las diferencias en ambos resultados se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 5.2-3: Contraste resultado RETScreen vs. resultado corregido.

Indicador	Combinado	Híbrido	Híbrido/Combinado
VNA	\$2.863.288.698	\$3.026.255.953	5,69%
		\$3.191.134.903	11,45%
TIR	25,64%	27,01%	5,34%
		28,09%	9,56%
Payback	4,09 años	3,88 años	- 5,13%
		3,71 años	- 9,07%

La inclusión de este análisis no solo entrega resultados más concluyentes con respecto al estudio de comparación de rentabilidad de los proyectos, sino que presenta un factor de evaluación de conveniencia de la tecnología solar híbrida por sobre la fotovoltaica y termosolar, presentando mejores indicadores financieros.

Fijando así la evaluación de rentabilidad financiera de ambos proyectos en base a estas condiciones, la instalación híbrida resulta ser una mejor opción que el sistema solar combinado, pues es más competitiva en costos y cuenta con el beneficio de una mayor eficiencia eléctrica dada la extracción de temperatura de las celdas por medio de la recuperación de energía para el funcionamiento de su componente térmica.

5.3 Simulación Montecarlo

La Simulación Montecarlo es un método estadístico no determinista para resolver problemas matemáticos complejos a través de la utilización de números aleatorios cuando hay dos o más variables aleatorias que se comportan de manera independiente. Consiste en la simulación de múltiples ocasiones o escenarios de un evento en base a estas variables, y la observación de sus resultados. Se le asigna distintas distribuciones de probabilidad a las variables para los valores que puedan tomar, a modo de obtener una gráfica de previsión que muestre los resultados de los múltiples escenarios determinados, permitiendo, a su vez, realizar un análisis de sensibilidad para cada una de estas.

Como la determinación de costos de los proyectos y los parámetros establecidos para la evaluación financiera fueron realizadas en función de cotizaciones para plantas similares y en base a estimaciones por efectos de escala y por aproximaciones según estudios, todas las variables están sujetas a variación en ambas direcciones frente a cualquier eventualidad. Por ello, se realiza una simulación tanto para el proyecto solar combinado como para el híbrido, fijando como objetivo las variables de viabilidad

financiera VNA, TIR y Payback, a modo de analizar sus resultados como proyectos independientes y una comparación entre ambos.

Las distribuciones de probabilidad seleccionadas para las variables corresponden a las que representan de mejor manera su comportamiento dada su naturaleza. Las variables designadas para iteración son las siguientes:

Tabla 5.3-1: Variables de Simulación Montecarlo.

Variables Simulación Montecarlo		
Variable	Distribución	Rango
Costo inicial fotovoltaico	Triangular	$\pm 15\%$
Costo inicial termosolar	Triangular	$\pm 15\%$
Costos anuales fotov.	Triangular	$\pm 20\%$
Costos anuales termo.	Triangular	$\pm 20\%$
Costo módulos híbridos	Triangular	\$310.000 – \$380.000
Generación eléctrica	Normal	$N(\mu^{20}, 8\%^{21})$
Generación térmica	Normal	$N(\mu, 8\%)$
Tasa esc. electricidad	Normal	$N(\mu, 8\%)$
Tasa esc. combustible	Normal	$N(\mu, 8\%)$
Apalancamiento fin.	Uniforme	$\pm 0,3$
Tasa interés deuda	Triangular	8% - 10%
Duración crédito	Triangular	± 2 años

²⁰ El valor μ corresponde al utilizado en el caso base de la variable asociada.

²¹ Corresponde a un 8% del valor μ de la variable asociada.

Tasa descuento	Triangular	$\pm 1\%$
Inflación	Normal	$N(\mu, 8\%)$

Para la simulación, se generaron 20.000 escenarios distintos con diferentes valores para las variables según las distribuciones de probabilidad asignadas y sus parámetros.

5.3.1 Valor Neto Actual

En las figuras a continuación se muestran los resultados de la variable VNA para los 20.000 escenarios de ambos proyectos.

Figura 5.3-1: Simulación VNA Proyecto Combinado.

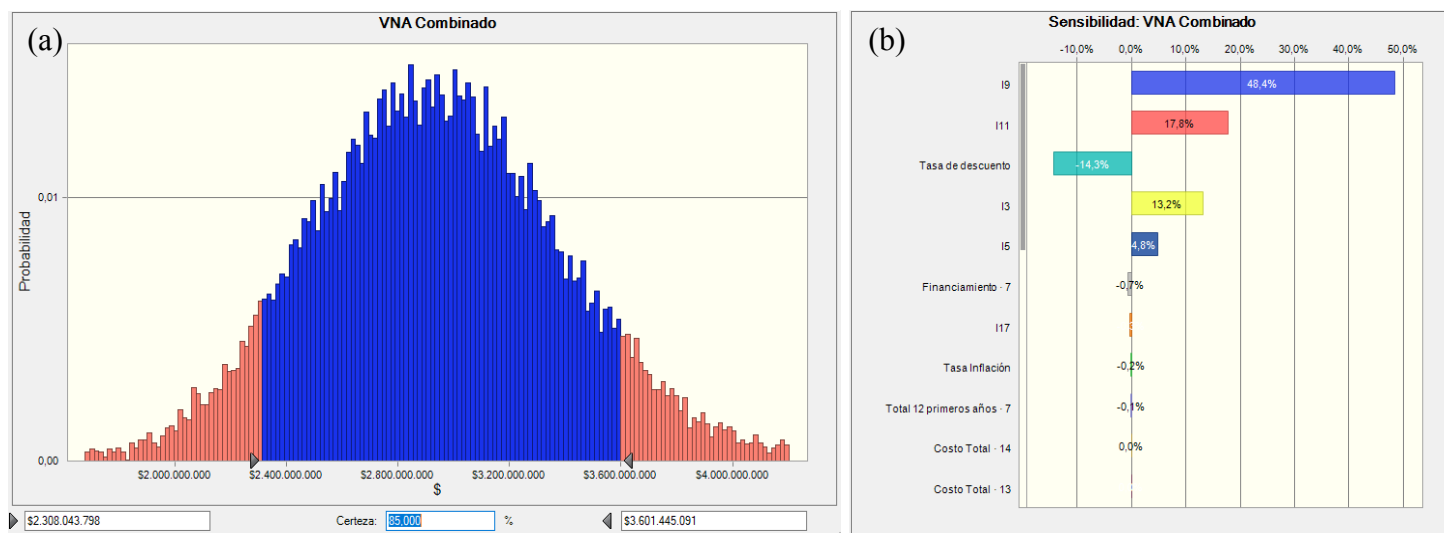
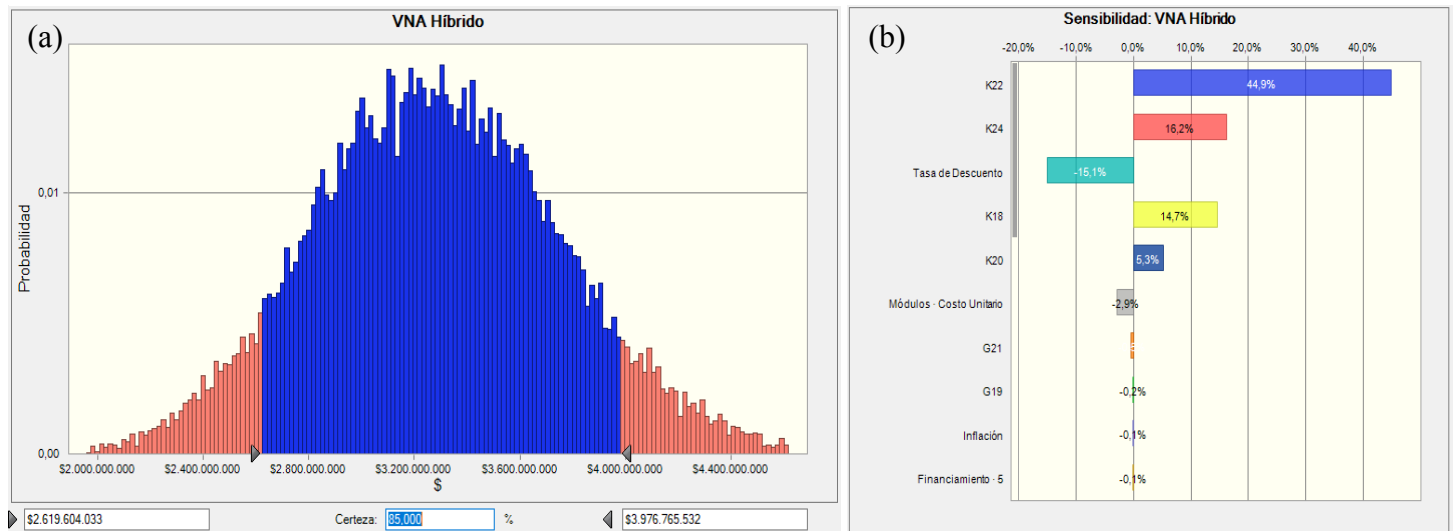


Figura 5.3-2: Simulación VNA Proyecto Híbrido.



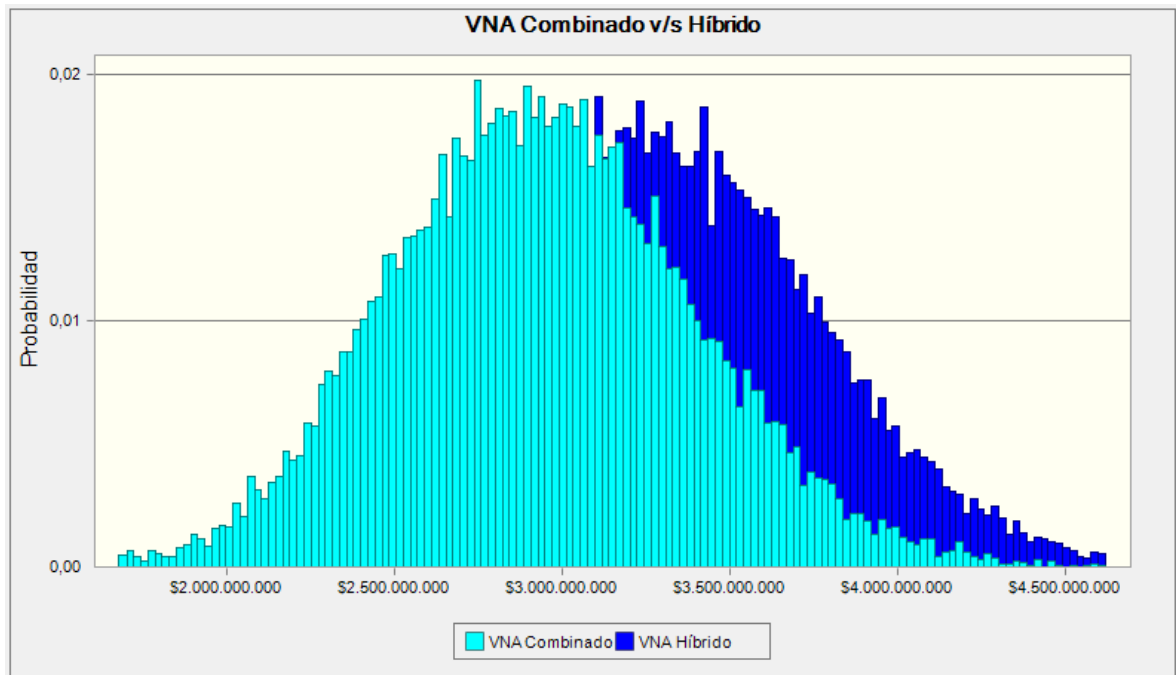
El 100% de los valores calculados para el VNA del proyecto combinado se presentan en la Figura 5.3-1(a), la cual denota un comportamiento gaussiano de media \$2.944.213.130 y desviación estándar \$454.292.594. Los escenarios de variables que entregan un VNA mínimo y máximo (ambos con mínima probabilidad de ocurrencia) toman los valores de \$1.245.168.640 y \$4.813.015.042 respectivamente. A modo de asegurar resultados de este indicador con un 85% de certeza, sus valores se concentran en el rango entre \$2.308.043.798 y \$3.601.445.091. Ambos valores extremos, donde el mayor es 1,56 veces más grande que el menor, indican que el proyecto es rentable desde el punto de vista de este indicador, en consideración de los intervalos de aleatoriedad de las variables seleccionadas.

Con respecto al solar híbrido, la totalidad de los resultados para el VNA del proyecto se muestran en la Figura 5.3-2(a), presentando el mismo comportamiento que el

combinado, pero de parámetros de media \$3.288.980.057 y desviación estándar \$468.539.720. Los valores de la variable en los escenarios extremos corresponden a \$1.499.356.909 y \$5.348.341.343 respectivamente. El rango que presenta 85% de certeza en los resultados se encuentra entre \$2.619.604.033 y \$3.976.765.532, donde el superior es aproximadamente 1,52 veces mayor al inferior, de modo que el intervalo indica rentabilidad del proyecto entre sus cotas.

A continuación, se muestra una gráfica comparativa de la simulación del VNA de ambos proyectos. Su representación se justifica según los parámetros de la función de Gauss que describen los proyectos.

Figura 5.3-3: Superposición VNA proyectos.



En las Figuras 5.3-1(b) y 5.3-2(b) se presentan los análisis de sensibilidad de los proyectos según contribución a la varianza de las variables utilizadas. La variable que tiene

mayor incidencia en el resultado del VNA corresponde a la **Generación Térmica** en ambos casos, con un 48,4% y 44,9% de contribución, en una relación directa. Su importancia se debe a que la mayor parte de los ahorros generados de los proyectos son obtenidos por parte de la generación de energía térmica, la cual es aproximadamente 3,28 veces mayor que la generación eléctrica, lo cual supera el hecho de que el precio de la electricidad es 1,92 veces mayor que el del combustible. La relevancia de esta variable es confirmada y seguida por la **Tasa de Escalamiento del Combustible (Gas Natural)**, con un 17,8% y 16,2% respectivos de relación directa. De una manera similar se justifica debido a que la generación de energía térmica tiene un valor por sobre la energía eléctrica, y la tasa de escalamiento del combustible tiene un valor más alto en el caso base que la tasa de electricidad.

La **Tasa de Descuento**, por su parte, toma el tercer lugar en contribución, con un 14,3% y 15,1%, en una relación inversa. Corresponde a la tasa contra la que se compara la rentabilidad del proyecto, por lo que un pequeño aumento en su valor significa una mayor disminución del indicador financiero.

Como cuarta y quinta variable relevante, se presentan la **Generación Eléctrica** y la **Tasa de Escalamiento Eléctrica**, con un 13,2% y 4,8% en el proyecto combinado y 14,7% y 5,3% en el híbrido, ambas en relación directa. Notar que, a diferencia de las dos primeras variables térmicas, los porcentajes de contribución asociados a la componente eléctrica del proyecto híbrido son mayores que los del combinado. Esto se debe a que las variables de generación eléctrica y su tasa de crecimiento toman mayor importancia en el proyecto híbrido debido a la mayor eficiencia eléctrica calculada por el efecto de la temperatura de las celdas.

5.3.2 Tasa Interna de Retorno

A continuación, se muestran los resultados de la TIR de la simulación de ambos proyectos.

Figura 5.3-4: Simulación TIR proyecto combinado.

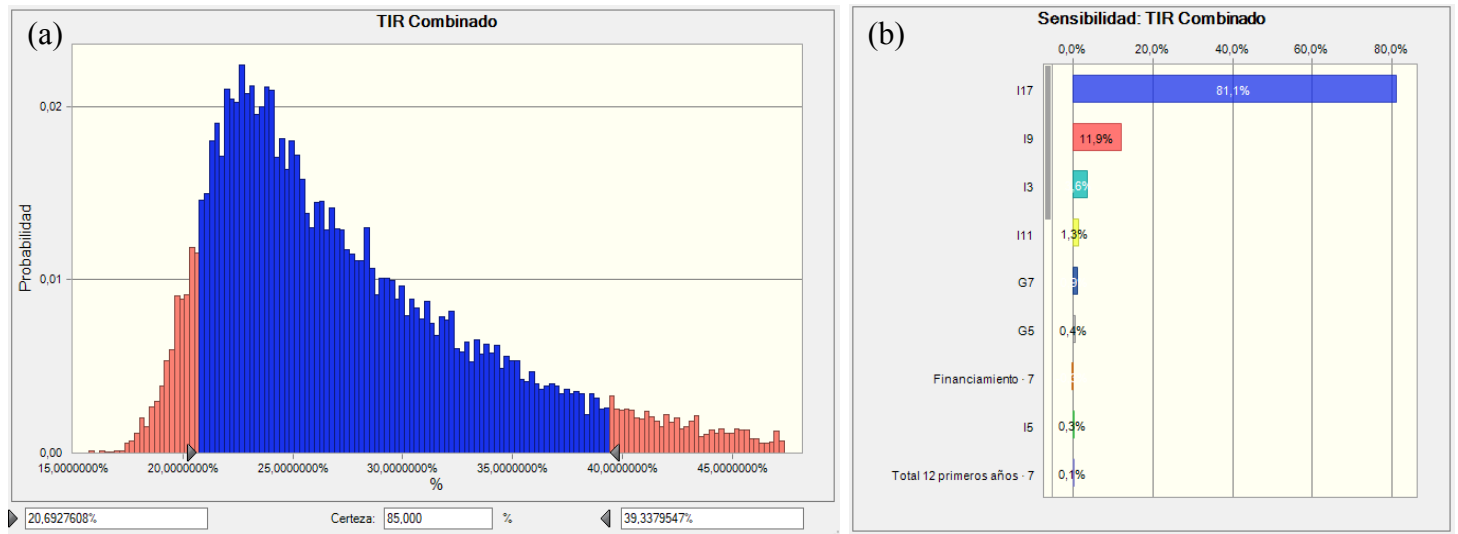
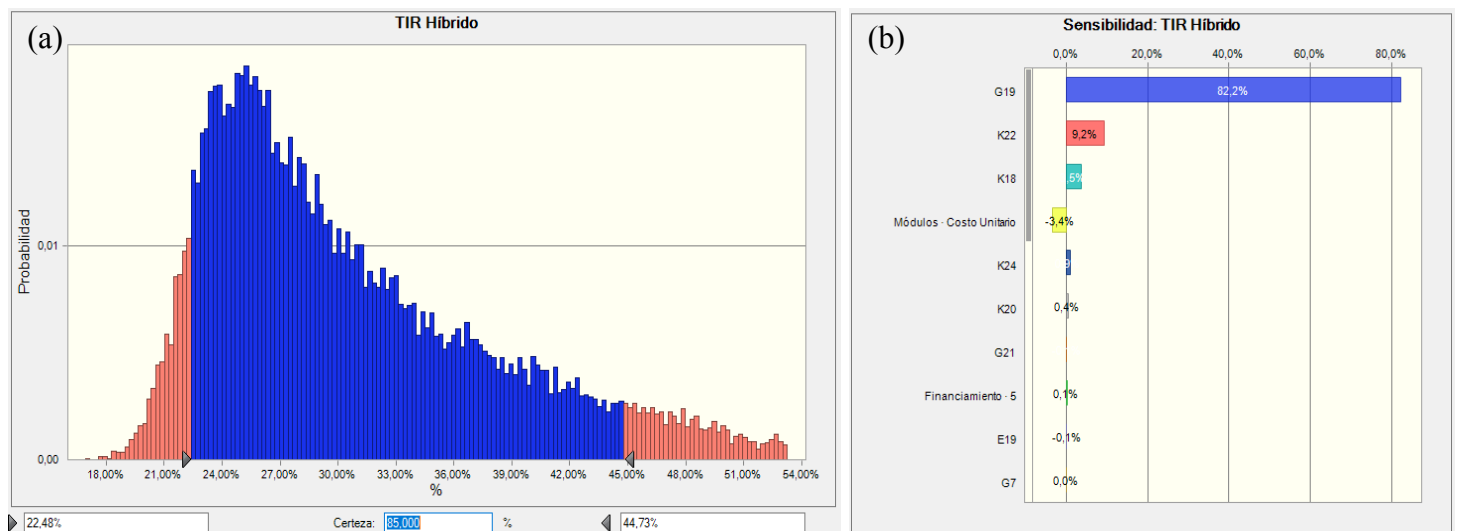


Figura 5.3-5: Simulación TIR proyecto híbrido.

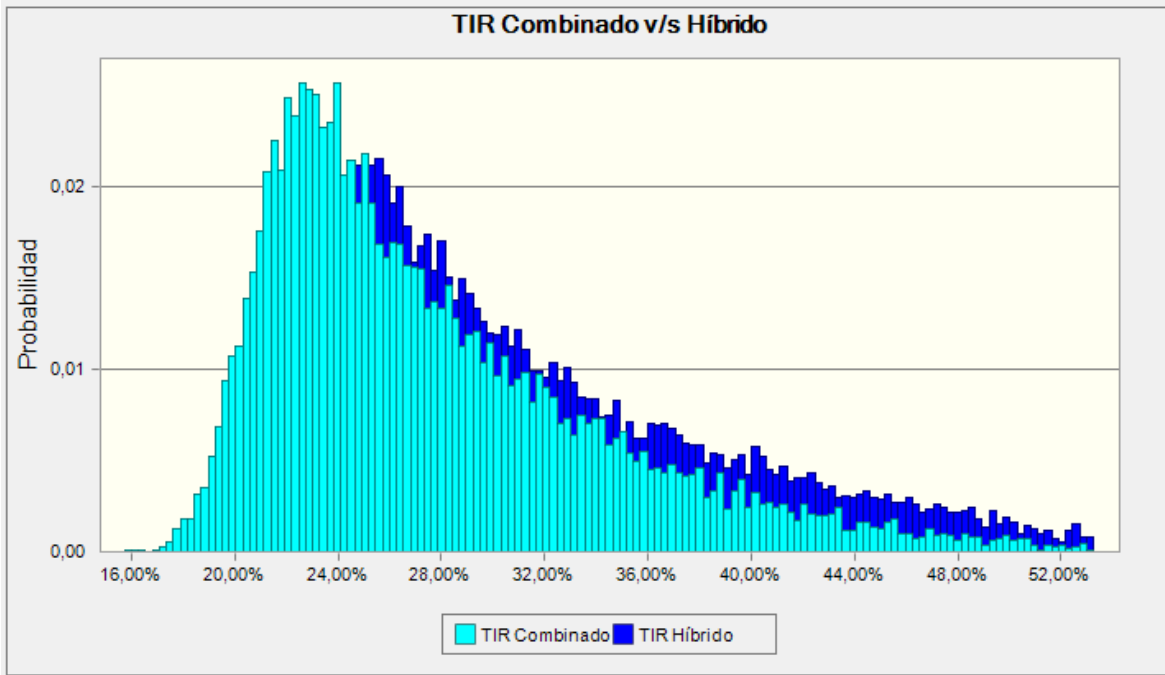


Ambas gráficas, representando los resultados de los 20.000 escenarios probados, denotan una función de distribución normal de asimetría positiva. Para el proyecto combinado, los parámetros que definen la función son la media de 27,96% y una desviación estándar de 6,99%, con un sesgo positivo de 1,42 grados. Su valor mínimo y máximo de tasa corresponden a 15,45% y 79,13%, mientras que el rango que concentra el 85% de certeza de resultados se acota por 20,69% y 39,34%, siendo este último 1,9 veces mayor que el primero. Todos los resultados comprendidos en este intervalo indican una tasa de rentabilidad del proyecto mayor que la tasa de descuento utilizada en cada caso (considerada la variación de esta tasa en los distintos escenarios).

La distribución que describe la TIR para el proyecto híbrido, por su parte, muestra una media de 30,99% y una desviación estándar de 7,99%. Sus valores extremos se delimitan inferior y superiormente por 17,11% y 69,85% respectivamente. Los resultados posibles a obtener con un 85% de certeza se encuentran entre 22,48% y 44,73%, ambas cotas mayores a la tasa de descuento considerada para el proyecto.

En la figura siguiente, se muestra una gráfica comparativa entre los resultados de simulación de TIR para el proyecto combinado y el híbrido.

Figura 5.3-6: Superposición TIR proyectos.



Las Figuras 5.3-4(b) y 5.3-5(b) entregan el análisis de sensibilidad por contribución a la varianza de las variables del caso combinado e híbrido respectivamente en el cálculo de la TIR. En ambos proyectos la variable de mayor incidencia es el **Apalancamiento Financiero**, con un 81,1% para el combinado y un 82,2% en el híbrido en relación directa. Al aumentar el apalancamiento del proyecto, se reducen los beneficios en términos absolutos (flujos de caja menores dado un mayor pago de cuota del crédito) pero aumenta la rentabilidad al compararse estos con una inversión (en mayor medida) menor. En otras palabras, el apalancamiento influye de manera directa en la TIR al reducir en mayor medida el denominador que el numerador de su ecuación. Notar que un gran aumento de la TIR por un mayor endeudamiento no significa un incremento consecuente en el VNA, sino una

pequeña disminución, pues el aumento de rentabilidad ocurre en escalas menores a las de un apalancamiento menor, lo cual no sopesa el pago de los intereses adicionales.

A continuación, las variables de **Generación Térmica** y **Generación Eléctrica** ocupan el segundo y tercer lugar en importancia en ambos proyectos, con 11,9% y 3,6% para el combinado y 9,2% y 3,5% para el híbrido en relación directa. Acorde con el análisis de sensibilidad del VNA, la cuarta variable de relevancia para el proyecto combinado corresponde a la **Tasa de Escalamiento del Combustible**, en un 1,3% en relación directa. Sin embargo, para el proyecto híbrido se identifica el **Costo de Módulos** que, en una relación inversa, contribuye en un 3,4%. En quinto lugar, y al revés que la cuarta variable, se presenta el **Costo Termosolar** y la **Tasa de Escalamiento del Combustible** para el combinado e híbrido respectivamente, con valores de 0,9% en ambas variables.

Cabe decir que, con respecto al Payback de los proyectos, el comportamiento de sensibilidad de las variables es muy similar al de la TIR, en el mismo orden y magnitud aproximadamente iguales, por lo que no es necesario dedicar un apartado específico para su análisis.

5.3.3 Sensibilización Costos Estimados

Los costos de la instalación fotovoltaica fueron obtenidos a partir de una cotización realizada con una empresa especialista en el rubro, definiendo el detalle de los distintos importes asociados a cada componente del sistema. En contraste, la definición de los costos de instalación tanto del sistema termosolar como híbrido fue realizada en función de

estimaciones en consideración de crecimientos de escala y en observaciones extraídas de documentos específicos del tema.

En el caso termosolar, su estimación se realizó tomando en cuenta los costos de una instalación residencial de 65 colectores térmicos como caso base. Determinando el efecto y proporciones en los costos de economías de escala en instalaciones fotovoltaicas, se analogó para el caso termosolar, obteniéndose la estimación especificada en la sección de costos. Sin embargo, lo más probable es que el comportamiento de escala de los costos de este tipo de instalaciones sea distinto al fotovoltaico, por lo que la estimación podría resultar en valores mayores o menores que el utilizado para la evaluación.

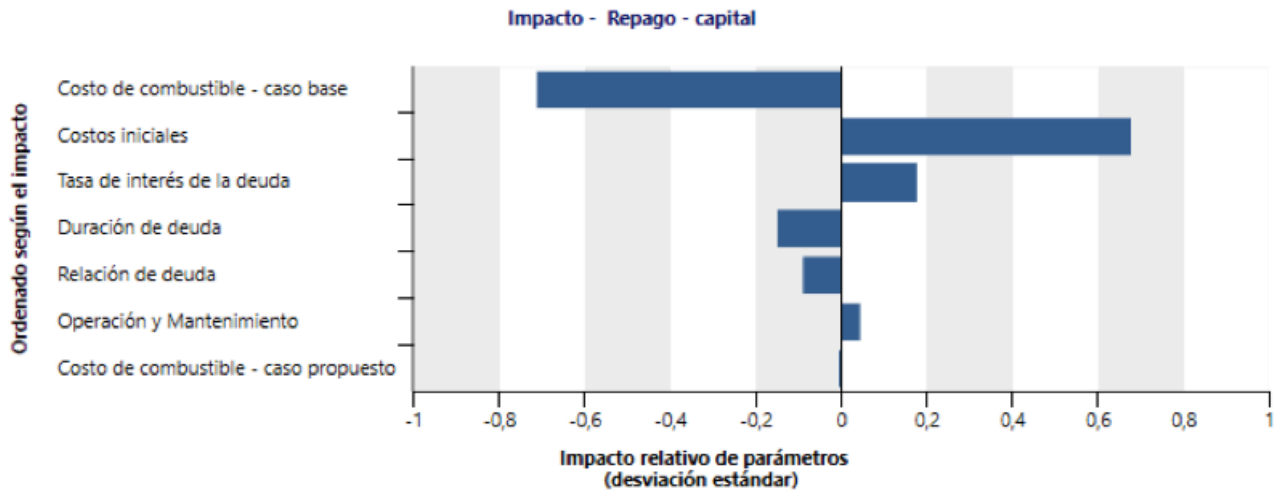
Por otro lado, los costos de los módulos solares híbridos fueron obtenidos en base a una cotización realizada a la empresa productora de estos, que entregó información con respecto a descuentos por volumen de compra de los módulos, donde una compra de 100+ módulos costaría \$380.000 c/u. Aplicando el mismo comportamiento de economías de escala utilizado para la instalación fotovoltaica y termosolar, se estima que sus costos serían de \$309.000 la unidad. Sin embargo, para castigar el proyecto en relación al combinado, se consideran costos de \$350.000 por cada módulo.

RETSscreen cuenta con una sección de análisis de riesgo²² determinando el impacto que tienen las principales variables de la evaluación en el Repago del Capital (Payback). Concordando con los análisis de sensibilidad obtenidos por la Simulación Montecarlo, las variables relacionadas al combustible (Gas Natural) tienen prioridad de incidencia en los indicadores de rentabilidad dado a su alto impacto por la gran capacidad de generación térmica de los sistemas. En seguida, muestra como segunda variable a los **Costos Iniciales**

²² Si bien el análisis de riesgo es un tipo de sensibilización, se diferencia de este último en que se analiza el efecto que tiene cada variable de manera independiente (Ceteris Paribus)

de las instalaciones, por lo que las estimaciones realizadas tiene un gran impacto en la rentabilidad de los proyectos. En la figura a continuación se muestra el análisis de riesgo del software.

Figura 5.3-7: Análisis de riesgo proyectos RETScreen.



Bajo este marco, y en orden de verificar la importancia de las estimaciones de costos en los indicadores financieros y consecuentemente en la comparación entre ambos proyectos, se realiza un estudio de riesgo de la variable **Costos Iniciales Termosolares** del proyecto combinado. Para ello, se considera una distribución triangular con extremos $\pm 40\%$ centrados en la media, correspondiente a la estimación utilizada. A continuación se muestran los resultados para el VNA, TIR y Payback del proyecto combinado, comparándose con los resultados del proyecto híbrido corregido por efecto de temperatura.

Figura 5.3-8: Resultado VNA proyecto combinado del análisis de riesgo costos iniciales termosolares.

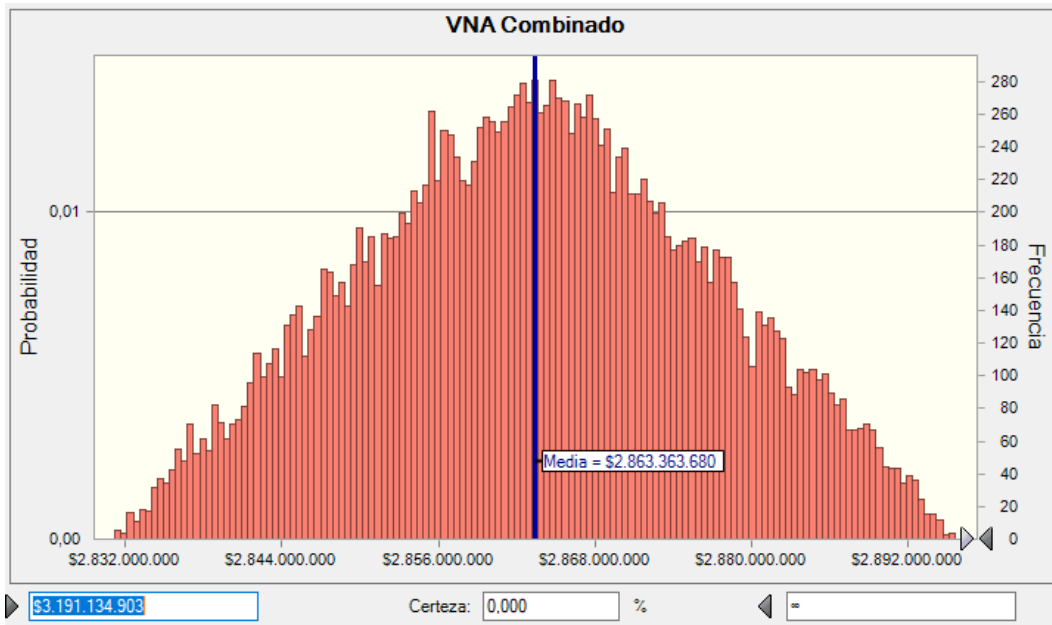


Figura 5.3-9: Resultado TIR proyecto combinado del análisis de riesgo costos iniciales termosolares.

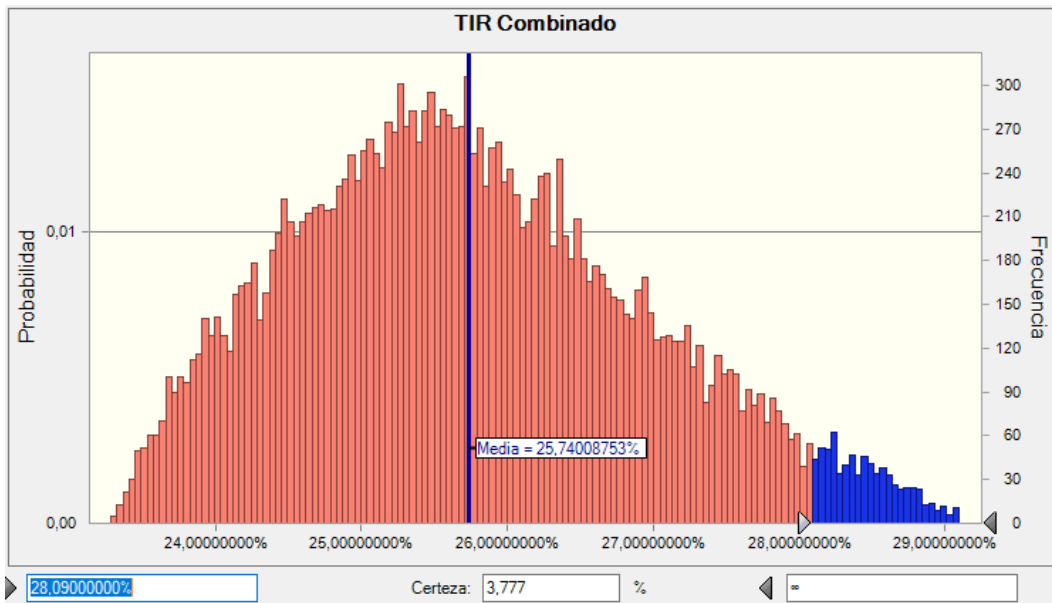
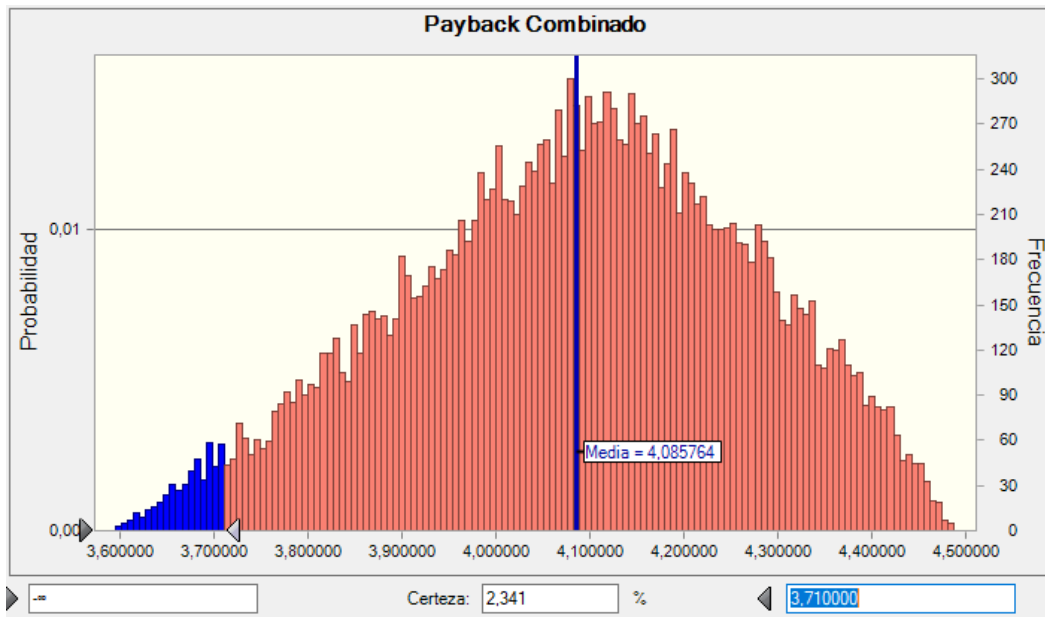


Figura 5.3-10: Resultado Payback proyecto combinado del análisis de riesgo costos iniciales termosolares.



Los resultados del análisis de riesgo para esta variable demuestran que, con una alta probabilidad, el proyecto híbrido tiene mejores indicadores financieros y por ende una mayor rentabilidad que el combinado a pesar de que los costos iniciales termosolares disminuyan en gran medida.

Para la disminución de un 40% como límite de los costos de la instalación termosolar, el proyecto combinado no logra obtener un VNA mayor que el caso base del proyecto solar híbrido en ninguna ocasión. En el caso de la TIR, tomando como discriminante el valor de este indicador en el proyecto híbrido con un 28,09%, muestra que con un 3,78% de certeza se obtendrían valores mayores en el combinado, es decir, mayor rentabilidad. Algo similar ocurre en el Payback, donde con un 2,34% de certeza habría una recuperación del capital en un período menor que el híbrido.

Para el proyecto híbrido, por su parte, se realizó un estudio de riesgo para la variable **Costo Módulos Híbridos**, a la cual se le asignó una distribución triangular con

límites \$309.000 y \$380.000, costo según economías de escala de las otras instalaciones y costo máximo cotizado, respectivamente. Para todos los valores posibles de esta variable, los indicadores financieros no son superados por el caso base del proyecto combinado.

Se analizó por último el caso extremo en el que se fijan los costos de los módulos híbridos en su máximo valor de \$380.000 y se varía el monto total de los costos iniciales termosolares del proyecto combinado, en el mismo intervalo de la simulación anterior. Las gráficas mostrando el comportamiento de los indicadores se muestra en las figuras a continuación.

Figura 5.3-11: Resultado VNA combinado del análisis de riesgo costo módulos híbridos (costos iniciales termosolares fijados en -40%).

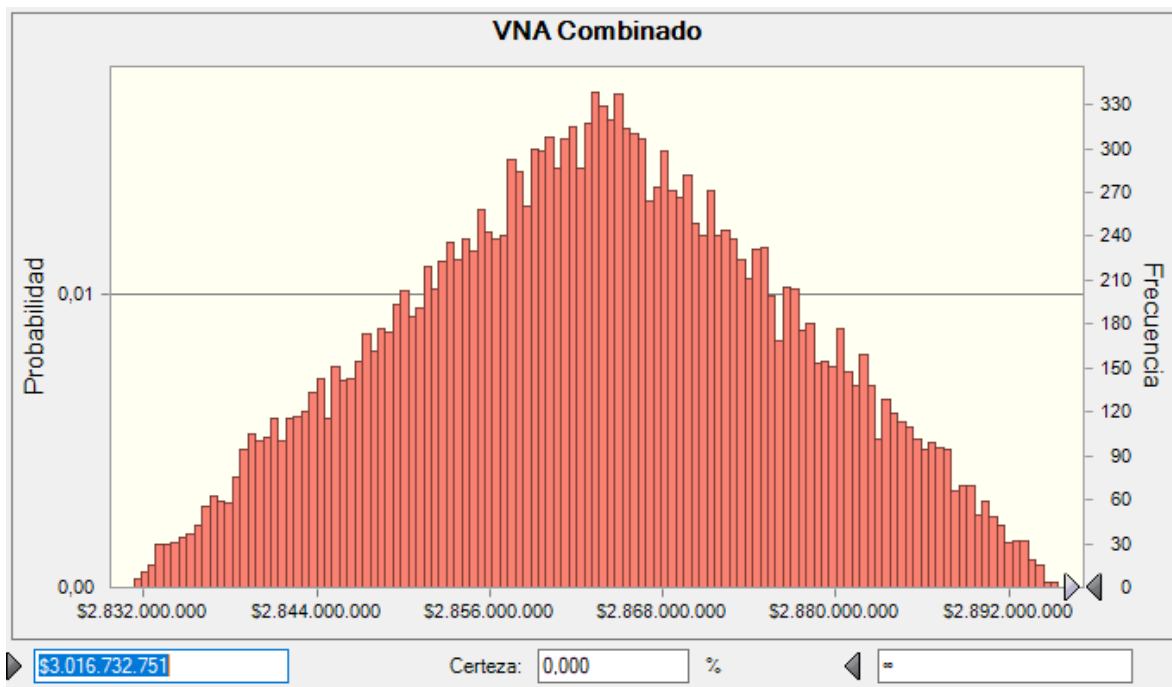


Figura 5.3-12: Resultado TIR combinado del análisis de riesgo costo módulos híbridos (costos iniciales termosolares fijados en -40%).

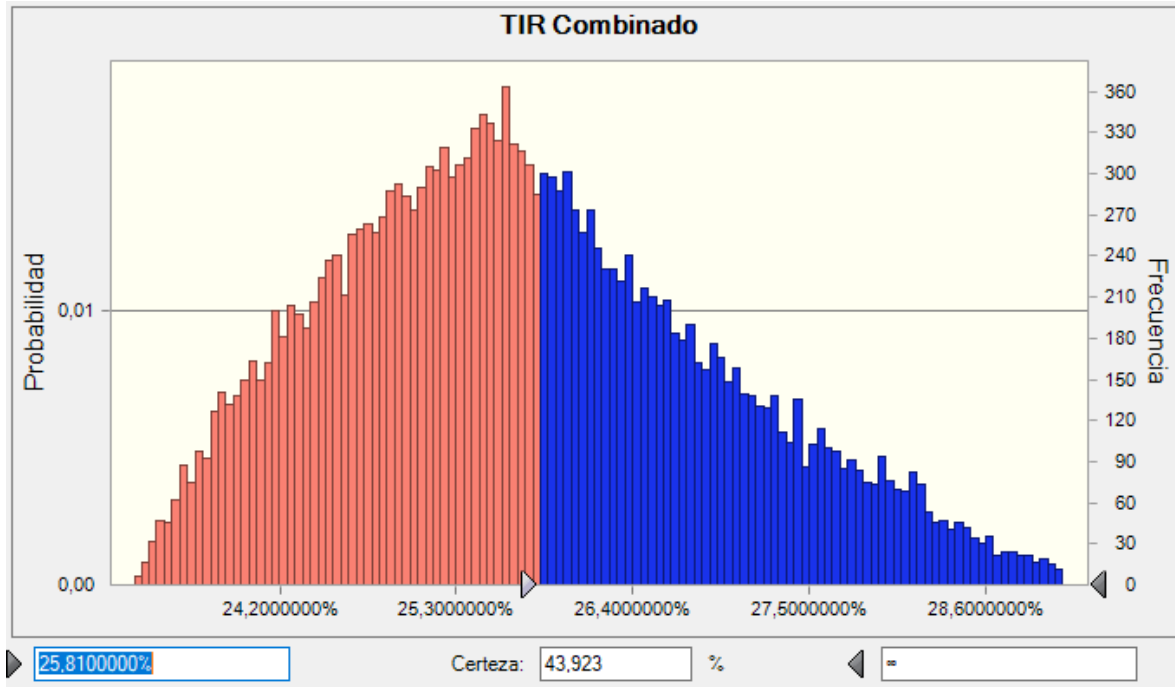
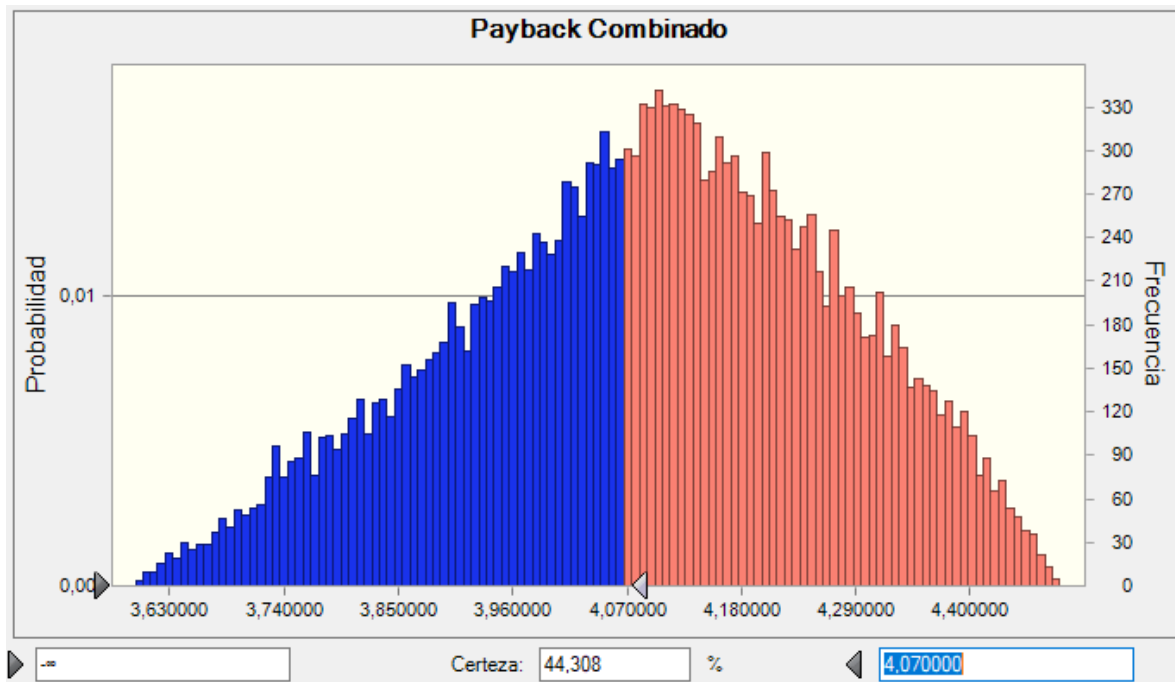


Figura 5.3-13: Resultado Payback combinado del análisis de riesgo costo módulos híbridos (costos iniciales termosolares fijados en -40%).



Los escenarios presentados en las gráficas son comparados con los valores de los indicadores correspondientes del proyecto híbrido evaluado con los costos de módulos mencionados. Para el caso del VNA, en ningún caso el indicador del proyecto combinado resulta ser mayor que el del híbrido. Sin embargo, con respecto a la TIR, en un 43,92% de escenarios analizados (porcentaje de certeza) este indicador sería mayor para el proyecto combinado, superando el valor de 25,81% del caso híbrido. De una manera similar, con un 44,31% de certeza podría obtenerse en retorno del capital en el proyecto combinado en menor tiempo que el híbrido. Es necesario mencionar que este porcentaje de certeza no corresponde a un valor real, ya que para que se tenga el caso de que el costo de los módulos híbridos sea de \$380.000 existe otro factor de probabilidad asociado, de modo que el producto entre ambos entrega un valor menor; sin embargo permite tener una visión de los resultados más focalizada.

En base a esto, se determina que bajo los supuestos de una posible disminución de los costos iniciales de la instalación termosolar y un posible aumento del costo de los módulos híbridos, los resultados de los proyectos (en términos comparativos) no se ven significativamente alterados, de modo que desde este punto de vista el sistema híbrido correspondería a una mejor opción que el proyecto combinado.

5.4 Energía Térmica en LX

La energía térmica producida por medio de las instalaciones solares tiene un uso en el proceso de lixiviación por pilas del mineral concentrado de cobre. El aumento de

temperatura de la solución ácida lixiviante genera un aumento de la eficiencia del proceso, donde en el rango de 0 a 25° C logra un incremento desde 0 a 84%, significando un aumento marginal superior en comparación con temperaturas mayores.

El resultado entregado por el Software RETScreen con respecto a la energía térmica generada por los sistemas solares propuestos corresponde a 11.141.357 kWh anuales. Haciendo un desglose de esta unidad, se define una capacidad nominal promedio diaria de generación de energía térmica de 109.887.356,71 kJ/día. Esta aproximación permite estimar el flujo de agua diario para el enfriamiento de los paneles, elevando su temperatura hasta la deseada.

Tomando en consideración la temperatura horaria promedio mensual del absorbedor de los módulos híbridos, se propone calentar el flujo de agua a 30 °C. La temperatura promedio del agua corriente en Chuquicamata, Antofagasta, calculada por RETScreen en función de los parámetros atmosféricos establecidos, considerando temperaturas mínimas y máximas diarias, es de 12,75 °C. Para calcular el flujo diario de agua que puede ser elevado a una temperatura de 30 °C se utiliza la primera ley de la termodinámica de conservación de la energía, considerando un 90% de eficiencia en la transferencia de calor.

Ecuación 5.4-1:

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot C_p \cdot \Delta T$$

$$109.887.356,71 \left[\frac{kJ}{día} \right] \cdot 90\%_{ef} = \dot{m}_{H_2O} \left[\frac{kg}{día} \right] \cdot 4.186 \left[\frac{J}{kg^{\circ}C} \right] \cdot (30 - 12,75)[^{\circ}C]$$

$$\dot{m}_{H_2O} = 1.369.625 \left[\frac{kg}{día} \right]$$

Con la capacidad de generación térmica promedio diario, se calcula un calentamiento de 1.369.625 kg de agua al día hasta una temperatura de 30 °C.

Como se vio anteriormente, la composición de la solución lixivante a considerar con una proporción de 50 g/L de ácido sulfúrico presenta una densidad de 1,0124 g/cm³. Su elevación de temperatura se realiza mediante el uso de intercambiadores de calor a contracorriente²³. Considerando que el mayor aumento de eficiencia de la lixiviación del cobre se consigue en el rango de 0 – 25 °C, se elevará la temperatura de la solución hasta 27 °C a modo de asegurar lo anterior. Suponiendo una eficiencia de 85% de estos equipos y un 5% de pérdidas de energía por transporte del agua caliente, según conservación de la energía se calcula el flujo de masa diario de solución.

Ecuación 5.4-2:

$$\begin{aligned}
 -\dot{Q}_{H_2O} &= \dot{Q}_{H_2SO_4} \\
 -1.369.625 \left[\frac{kg}{día} \right] \cdot 4.186 \left[\frac{J}{kg^{\circ}C} \right] \cdot (20 - 30)[^{\circ}C] \cdot 85\%_{ef} \cdot 95\%_{pérdidas} \\
 &= \dot{m}_{H_2SO_4} \left[\frac{kg}{día} \right] \cdot 4081 \left[\frac{J}{kg^{\circ}C} \right] \cdot (27 - 12,75)[^{\circ}C] \\
 \dot{m}_{H_2SO_4} &= 796.090 \left[\frac{kg}{día} \right] \\
 \dot{V}_{H_2SO_4} &= 788.023 \left[\frac{L}{día} \right]
 \end{aligned}$$

Así, se estima que se logra calentar diariamente 788.023 L de solución lixivante a 27 °C

²³ Los intercambiadores de calor a contracorriente permiten que las curvas de temperatura de ambos fluidos “se crucen” debido a los gradientes de temperatura a la entrada y salida.

En función del flujo promedio diario de solución lixivante, la tasa de riego establecida, la densidad del mineral determinada y considerando una altura de 7 metros de las pilas, se calcula la cantidad de mineral abarcado.

$$Tasa\ de\ riego = \frac{20 \left[\frac{L}{h \cdot m^2} \right] \cdot 24 \left[\frac{h}{día} \right]}{7[m]} = 68,57 \left[\frac{L}{día \cdot m^3} \right]$$

$$Volumen\ Mineral = \frac{788.023 \left[\frac{L}{día} \right]}{68,57 \left[\frac{L}{día \cdot m^3} \right]} = 11.492,24[m^3]$$

$$Masa\ Mineral = 5.662,88[m^3] \cdot 4,01 \left[\frac{ton}{m^3} \right] = 46.083,9[ton]$$

5.5 Análisis de Emisiones

Si bien el principal motivo de inversión en instalaciones de generación de este tipo es la producción y venta (en este caso ahorro) de la energía ya sea como negocio o como autosustentabilidad, también cumple un rol en la consecución de la meta establecida por el gobierno de Chile de lograr un 20% de generación energética en base a fuentes de ERNC para el año 2025.

RETScreen cuenta con una herramienta que permite calcular la reducción en emisiones de GEI dada la generación energética de los proyectos, considerando para la comparación al caso base una fuente alternativa de generación. Para la generación térmica, como el caso base es considerada su obtención por medio de calderas de Gas Natural, se compara su ahorro con la cesación de quema de este combustible en la cantidad de energía correspondiente a la generada. Con respecto a la generación eléctrica, el caso base al cual

es comparada corresponde a la obtención de dicha energía a través de conexión al SING; al estar este compuesto por inyecciones eléctricas por diversas fuentes de generación en el SING (fotovoltaica, termoeléctricas de distintos combustibles, etc.), se considera para la comparación la mezcla de todos los tipos de fuentes existentes en el sistema.

En la tabla a continuación, se muestran los factores de emisión de las fuentes de energía térmica y eléctrica del caso base.

Tabla 5.5-1: Factor de emisión fuentes de energía Chile.

Energía	Fuente	Factor de Emisión [tCO₂/MWh]
Térmica	Gas Natural	0,410
Eléctrica	Todos los tipos	0,441

La tecnología solar no tiene contaminantes al ambiente asociados a su funcionamiento, por lo que para calcular la reducción de emisión de GEI toma en cuenta la cantidad de energía generada de cada tipo, considerando el factor de emisión correspondiente. Al tratarse de instalaciones de autoconsumo (ahorro energético, no venta) no se consideran pérdida de transmisión y distribución. A continuación se presentan las reducciones en emisiones de GEI anuales de ambos proyectos.

Tabla 5.5-2: Reducción emisiones GEI.

Proyecto	Energía	Generación [kWh]	Reducción GEI [tCO₂ eq.]
Combinado	Térmico	11.141.357	4.567,96
	Eléctrico	3.396.181	1.497,72

	Total	14.537.538	6.065,68
Híbrido	Térmico	11.141.357	4.567,96
	Eléctrico	3.662.781	1.615,29
	Total	14.804.138	6.183,25

Evidentemente, dado que la generación de energía del proyecto híbrido es mayor por el factor en la eficiencia eléctrica, la reducción de emisiones de GEI es mayor en su proporción. Estos valores, calculados en toneladas de CO₂ equivalentes, pueden ser llevados a otras unidades para comprender su magnitud, de modo que se calcula que las reducciones de emisión del proyecto híbrido son equivalentes a 2.656.750,21 litros de gasolina no consumidos al año.

6 CONCLUSIONES

Resulta alarmante la situación medioambiental en el marco mundial tanto por el agotamiento de recursos naturales como por la contaminación atmosférica dados los niveles de emisión de GEI emanados por la industria, transporte, sector residencial y producción eléctrica de las generadoras. La composición de la matriz energética mundial, donde dos tercios de la generación energética proviene de fuentes no renovables, supone una realidad que compromete a los países a formar protocolos de cuidado del medioambiente, a modo de prevención de los escenarios futuros planteados por especialistas. Bajo este contexto, en consideración de la situación chilena donde en la actualidad el 63% de la energía producida es en base a fuentes no renovables, surgen políticas de incentivo a los inversionistas para la implementación de centrales generadoras ERNC y para el desarrollo de estas tecnologías, lo que ha permitido la reducción de los costos de estos sistemas alcanzando grados de competitividad que hacen cada vez más atractivo este negocio, aprovechando en particular el recurso solar.

Los proyectos evaluados en este trabajo muestran una rentabilidad positiva cada uno por sí solo, reflejado en los valores obtenidos por sus indicadores de viabilidad financiera. Los resultados de la Simulación Montecarlo con 20.000 iteraciones para ambos muestra que incluso en los escenarios más desfavorecidos los indicadores presentaron rentabilidad positiva. Las variables de mayor impacto en la rentabilidad de los proyectos corresponden a las asociadas a la componente térmica, debido a la alta capacidad de producción de los sistemas, al costo del combustible y su tasa de escalamiento proyectada. En el caso base de evaluación, el proyecto combinado tiene un VNA de \$2.863.288.698, una TIR de 25,64% y un repago del capital en 4,09 años; mientras que el proyecto híbrido, por su parte, presenta

un VNA de \$3.191.134.903, una TIR de 28,09% y un Payback de 3,71 años. Considerando que fueron utilizados los mismos valores de parámetros financieros para la evaluación, el proyecto híbrido resulta más conveniente que el combinado, presentando ventajas reflejadas en menores costos iniciales de instalación y una mayor eficiencia de la componente eléctrica del sistema debido a los efectos de la temperatura de las celdas.

La producción de energía térmica de los sistemas permite el abastecimiento de 46 mil toneladas de mineral concentrado de cobre aproximadamente, considerando una lluvia de solución lixivante a 25 °C. Esto, dependiendo de factores como la real composición del concentrado, pérdidas de energía y pH de la solución, permite mejorar la eficiencia de lixiviación de dicha masa de mineral, de modo que al cumplir con el tiempo total que requiere este proceso, se logre extraer un 26% más de cobre del total aproximadamente (correspondiente a un aumento de 43% considerando lo que se obtendría con la utilización de la solución lixivante a temperatura ambiente de la zona).

La evaluación de los proyectos fue realizada para tamaños definidos de las instalaciones, donde las capacidades de generación energéticas de ambos sistemas permitiese producir 3.369.181 kWh eléctricos y 11.141.357 kWh térmicos anuales. Sin embargo, la consideración de mayores tamaños de escala de estos proyectos para la satisfacción de demandas energéticas mayores o incluso de la totalidad de la mina no debe ser descartado. Tomando en cuenta que el área superficial de módulos solares del proyecto combinado constituye aproximadamente un 75% más que la del sistema híbrido, el factor de escala es un punto a favor de este último debido a la limitada disponibilidad de terreno y a los costos extra asociados a su adecuación y adquisición.

Es importante destacar que las condiciones meteorológicas de la zona norte de Chile son extremadamente favorables para el desarrollo de proyectos solares debido a su alta

intensidad de radiación solar. Sin embargo, el estudio y evaluación de este tipo de instalaciones en la zona centro del país no debe ser descartado debido a las nuevas tendencias de la industria minera hacia aquellas regiones, y a que el PPM de la electricidad del SIC es más elevado que en el SING, lo cual entrega un balance para el efecto de las condiciones atmosféricas.

El estudio de las ERNC, aplicadas tanto a la industria como para inyección a los sistemas interconectados, no debe detenerse aquí. Estas tecnologías han estado en constante mejoramiento, lo que ha permitido abaratar costos y desarrollar diversos sistemas de producción que logran cada vez mayores eficiencias y aprovechamiento de los recursos mientras minimizan las pérdidas.

7 REFERENCIAS

- Abella, A. (s.f.). *Energía Solar Fotovoltaica: Sistemas Fotovoltaicos*. (Máster). Escuela de Organización Industrial, CIEMAT. Madrid, España.
- Ahonen, L. & Tuovinen, O. (1990). Temperature Effects on Bacterial Leaching of Sulfide Minerals in Shake Flask Experiments. *Applied and Environmental Microbiology* (57), 138-145.
- Álvarez, M. (2012). *Lixiviación ácida no-oxidativa de Calcopirita a 70° C*. (Memoria de Titulación). Universidad de Chile. Santiago, Chile.
- Al-attab, K. & Zainal, Z. (2014). Performance of a Biomass Fueled Two-stage Micro Gas Turbine (MGT) System with Hot Air Production Heat Recovery Unit. *Applied Thermal Engineering*. (Manuscrito Aceptado).
- Asociación Chilena de Energías Renovables a.g. (2017). *Capacidad Acumulada en ERNC en Operación*. Recuperado de: <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/>
- Banco Central de Chile (2018). *Base de Datos Estadísticos: Principales Estadísticas Macro*. Recuperado de: <https://si3.bcentral.cl/siete/secure/cuadros/arboles.aspx>

Berk, I. & Ediger, V. (2016). Forecasting the coal production: Hubbert curve application on Turkey's lignite fields. *Resources Policy* 50, 193-203.

Bloomberg New Energy Finance (2016). *Climatescope 2016: The Clean Energy Country Competitiveness Index*. Recuperado de: <http://global-climatescope.org/en/country/chile/#/details>

Casanova, J., Bilbao, J., Cachorro, V., Casanova, C., González, M., Castrillo, A., (...) & Villamañán, M. (1993). *Curso de Energía Solar*. Zaragoza, España: Secretariado de Publicaciones Universidad de Valladolid, Caja Salamanca y Soria.

Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central (2015). *Estudio de Previsión de Demanda 2015-2035 (2050)*. Recuperado de: <https://cdecsic.dev.ida.cl/novedades/cdecsic-publico-primer-estudio-de-prevision-de-demanda-electrica-2015-2035/>

Cerón, J. (2012). *Análisis del mecanismo de calor en colectores solares térmicos y de la influencia de las condiciones de contorno*. (Tesis de Titulación). Universidad Politécnica de Cartagena. Cartagena, España.

Chavez-Rodriguez, M., Szklo, A. & Frossard, A. (2015). Analysis of past and future oil production in Peru under a Hubbert approach. *Energy Policy* 77, 140-151.

Climatescope 2017 (2018). *Country Chile*. Recuperado de: <http://global-climatescope.org/en/country/chile/#/enabling-framework>

Codelco Educa (s.f.) *Flotación*. Recuperado de: https://www.codelcoeduca.cl/procesos_productivos/tecnicos_flotacion.asp

Codelco Educa (s.f.) *Biolixiviación*. Recuperado de: https://www.codelcoeduca.cl/procesos_productivos/escolares_biolixiviacion.asp

Codelco Educa (s.f.) *Lixiviación*. Recuperado de: https://www.codelcoeduca.cl/procesos_productivos/escolares_lixiviacion.asp

Comisión Chilena del Cobre & Ministerio de Minería (2017). *Informe de actualización del consumo energético de la minería del cobre al año 2016*. Recuperado de: <https://www.cochilco.cl/Paginas/Estudios/Mercados%20de%20metales%20e%20insumos%20estrat%C3%A9gicos/Energ%C3%ADa.aspx>

Comisión Chilena del Cobre & Ministerio de Minería (2017). *Producción cobre de mina mundial y Chile*. Recuperado de: <https://www.cochilco.cl/Paginas/Estadisticas/Bases%20de%20Datos/Producci%C3%B3n-Minera.aspx>

Comisión Nacional de Energía & Ministerio de Energía (2016). *Anuario Estadístico de Energía*. Recuperado de: <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/reportes/informacion-y-estadisticas/>

Comisión Nacional de Energía (2016). *Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2016-2031: Para Fijación de Precios de Nudo*. Recuperado de: <https://www.cne.cl/en/estudios/hidrocarburo/>

Comisión Nacional de Energía (2017). *Generación Bruta SIC – SING*. Recuperado de: <https://www.cne.cl/en/estadisticas/electricidad/>

Comisión Nacional de Energía (2017). *Generación Bruta Sistemas Medianos de Aysén*. Recuperado de: <https://www.cne.cl/en/estadisticas/electricidad/>

Comisión Nacional de Energía (2017). *Generación Bruta Sistemas Medianos de Los Lagos*. Recuperado de: <https://www.cne.cl/en/estadisticas/electricidad/>

Comisión Nacional de Energía (2017). *Generación Bruta Sistemas Medianos de Magallanes*. Recuperado de: <https://www.cne.cl/en/estadisticas/electricidad/>

Comisión Nacional de Energía (s.f.). *Explorador Solar: Explorar Recurso Solar y Datos Meteorológicos*. Recuperado de: <http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/exploracion>

Comisión Nacional de Energía (s.f.). *Tarificación Eléctrica: Precio Medio de Mercado*.

Recuperado de: <https://www.cne.cl/en/precio-medio-de-mercado-2/>

Dirección Nacional de Aduanas (s.f.). *Preguntas Frecuentes Importaciones*. Recuperado

de: <https://www.aduana.cl/importaciones-de-productos/aduana/2007-02-28/161116.html>

Duffie, J. & Beckman, W. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* (4ta ed.).

Hoboken, New Jersey: Wiley.

Enriquez, G. (2009). *Tecnologías de la generación eléctrica*. España: Limusa.

Etcheberrigaray, M. (2007). *Diseño de bancos de pruebas para placas de filtración de polietileno de ultra alto peso molecular*. (Memoria de Titulación). Universidad de Chile.

Santiago, Chile.

García-Carmona, A. & Criado, A. (2011). Física de semiconductores en la enseñanza básica de la electrónica: primeros pasos de un proceso de transposición didáctica.

Enseñanza de las Ciencias 29 (1), 89-100.

García-Heller, V., Paredes, S., Ong, C., Ruch, P. & Michel, B. (2014). Exergoeconomic analysis of high concentration photovoltaic thermal co-generation system for space cooling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 34, 8-19.

Gasch, R. & Twele, J. (2004). *Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation*. Berlín, Alemania: Solarpraxis AG.

Generadoras de Chile (2017). *Boletín de Mercado Eléctrico: Sector Generación*.

Recuperado de: <http://generadoras.cl/documentos/boletines>

Glasstone, S. & Sesonske A. (1994). *Nuclear Reactor Engineering: Reactor Design Basics* (4ta ed.). USA: Springer Science+Business Media.

Guerrero, J. (2013). *Enfriamiento de Paneles Fotovoltaicos mediante el aprovechamiento de Energía Geotérmica de superficie*. (Tesis de Titulación). Universidad Autónoma de Occidente. Santiago de Cali, Colombia.

Huhtala, A. & Remes, P. (2017). Quantifying the social costs of nuclear energy: Perceived risk of accident at nuclear power plants. *Energy Policy* 105, 320-331.

Ibrahim, T., Basrawi, F., Awad, O., Abdullah, A., Najafi, G., Mamat, R. & Hagos, F. (2017). Thermal performance of gas turbine power plant based on exergy analysis. *Applied Thermal Engineering*. (Research Paper).

Imtiaz, M. & Hyun, G. (2014). Parametric performance analysis of a concentrated photovoltaic co-generation system equipped with a thermal storage tank. *Energy Conversion and Management* 92, 215-222.

International Energy Agency (2016). *Key Renewable Trends: Excerpt from: Renewables information. Statistics.* Recuperado de: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/renewables-information---2016-edition---excerpt---key-renewables-trends.html>

IPCC (2007). *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability.*

Kaufmann, R. & Shiers, L. (2008). Alternatives to conventional crude oil: When, how quickly, and market driven? *Ecological Economics* 67, 405-411.

Ley N° 20.257. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. Santiago de Chile, 01 de abril de 2008.

Ley N° 20.698. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. Santiago de Chile, 22 de octubre de 2013.

López, E. (2012). *Estudio experimental de la permeabilidad de materiales depositados en pilas de lixiviación.* (Memoria de Titulación). Universidad de Chile. Santiago, Chile.

Maggio, G. & Cacciola, G. (2009). A variant of the Hubbert curve for world oil production forecasts. *Energy Policy* 37, 4761-4770.

Maluquer, J. (1992). Los pioneros de la segunda revolución industrial en España: la Sociedad Española de Electricidad (1881-1894). *Revista de Historia Industrial* (2), 121-142.

Ministerio de Energía (s.f.). *Antecedentes sobre la matriz energética en Chile y sus desafíos para el futuro*. Recuperado de:
http://www.cchen.cl/mediateca/PDF/antecedentes_matriz_energetica.pdf

Ministerio de Energía (s.f.). *Energías Renovables*. Recuperado de:
<http://www.energia.gob.cl/energias-renovables>

Ministerio de Energía (2016). *Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos: Programa techos solares públicos*. Recuperado de:
http://www.minenergia.cl/techossolares/?page_id=1374

Ministerio de Medioambiente (s.f.). *Cambio Climático: Capítulo 11*. Recuperado de:
http://www.mma.gob.cl/1304/articles-52016_Capitulo_11.pdf

Natural Resources Canada (2005). *Clean Energy Project Analysis: RETScreen Engineering & Cases Textbook, Third Edition*.

Ntengwe, F. (2010). The Leaching of Dolomitic-Copper Ore Using Sulphuric Acid Under Controlled Conditions. *The Open Mineral Processing Journal* 3, 60-67.

Pasquevich, D. (s.f.). La creciente demanda mundial de energía frente a los riesgos ambientales. Recuperado de: <http://aargentinapciencias.org/2/index.php/grandes-temas-ambientales/energia-y-ambiente/161-la-creciente-demanda-mundial-de-energia-frente-a-los-riesgos-ambientales>

Ricaurte, P. (2015). *Análisis de las energías renovables no convencionales (ERNC), situación actual y costos de producción con énfasis en los tipos de generación más comunes: Energía Solar Fotovoltaica, Energía Hidroeléctrica, Energía Eólica y Biomasa*. (Tesis de Titulación). Universidad San Francisco de Quito. Quito, Ecuador.

Salaet, S. & Roca, J. (2010). Agotamiento de los combustibles fósiles y emisiones de CO₂: algunos posibles escenarios futuros de emisiones. *Revista Galega de Economía*, 19(1), 1-19.

Schnaidt, M. (2010). *Evaluación de la rentabilidad en un sistema solar térmico. Caso de estudio en un edificio residencial de la comuna de Vitacura, Santiago*. (Memoria de Titulación). Universidad de Chile. Santiago, Chile.

Sosa, M. & Fushimi, A. (s.f.). *La cogeneración en el contexto de las tecnologías de conversión energética del futuro*. Recuperado de: <http://www.cricyt.edu.ar/asades/modulos/averma/trabajos/2000/2000-t007-a001.pdf>

- Thakare, M., Priya, G., Ghosh, P. & Bandyopadhyay, S. (2016). Optimization of photovoltaic-thermal (PVT) based cogeneration system through water replenishment profile. *Solar Energy* 133, 512-523.
- The World Bank (1999). *World Development Indicators*. Washington, D.C.: International Bank.
- Timmermann, A., Oberhuber, J., Bacher, A., Esch, M., Latif, M. & Roeckner, E. (1999). Increased El Niño frequency in a climate model forced by future greenhouse warming. *Nature* (398), 694-697.
- Tiwari, S., Agrawal, S & Tiwari, G.N. (2018). PVT air collector integrated greenhouse dryers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 90, 142-159.
- Tripanagnostopoulos, Y., Nousia, Th., Souliotis, M. & Yianoulis, P. (2001). Hybrid Photovoltaic/Thermal Solar Systems. *Solar Energy* 3 (72), 217-234.
- Tshilombo, A., Petersen, J. & Dixon, D. (2002). The influence of applied potentials and temperature on the electrochemical response of chalcopyrite during bacterial leaching. *Minerals Engineering* 15, 809-813.
- U.S. Energy Information Administration (2018). *Annual Energy Outlook 2018 with projections to 2050*. Recuperado de: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>

Vargas, H. (2017). Mineras ponen sus fichas en la zona central del país para iniciar exploraciones. *El Mercurio Economía y Negocios*. Recuperado de: <http://impresa.elmercurio.com/Pages/NewsDetail.aspx?dt=2017-09-11&dtB=11-09-2017%200:00:00&PaginaId=14&bodyid=2>

Wheatley, S., Sovacool, B. & Sornette, D. (2016). Reassessing the safety of nuclear power. *Energy Research & Social Science* 15, 96-100.

Xu, Z. & Kleinstreuer, C. (2014). Concentration photovoltaic-thermal energy co-generation system using nanofluids for cooling and heating. *Energy Conversion and Management* 87, 504-512.

8 ANEXOS

8.1 Ficha técnica panel fotovoltaico Jinko Solar JKM270P-60.

www.jinkosolar.com



JKM270P-60
255-270 Watt
POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0/+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory.
IEC61215, IEC61730 certified products.

(4BB)

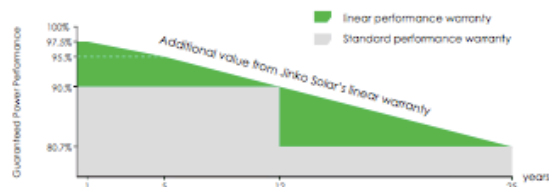


KEY FEATURES

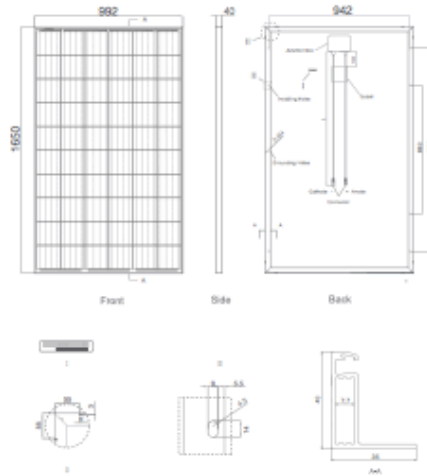
- 4 Busbar Solar Cell:**
 4 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- High Efficiency:**
 High module conversion efficiency (up to 16.50%), through innovative manufacturing technology.
- Low-light Performance:**
 Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- Severe Weather Resilience:**
 Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- Durability against extreme environmental conditions:**
 High salt mist and ammonia resistance certified by TÜV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Engineering Drawings

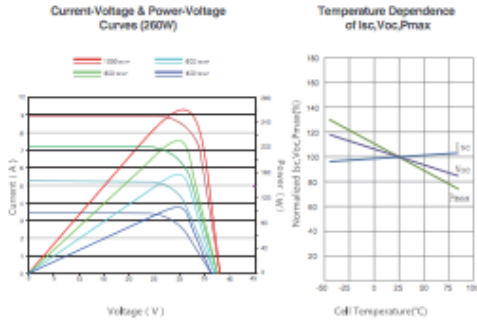


Packaging Configuration

(Two boxes=One pallet)

25pcs/ box, 50pcs/pallet, 700 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline	156x156mm (6 inch)
No. of cells	60 (6x10)	
Dimensions	1650x992x40mm (65.00x39.05x1.57 inch)	
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)	
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass	
Frame	Anodized Aluminium Alloy	
Junction Box	IP67 Rated	
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² , Length: 900mm or Customized Length	

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM255P		JKM260P		JKM265P		JKM270P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	255Wp	189 Wp	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp	270Wp	200Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	30.8V	28.5V	31.1V	28.7V	31.4V	29.0V	31.7V	29.4V
Maximum Power Current (Imp)	8.28A	6.63A	8.37A	6.71A	8.44A	6.78A	8.52A	6.80A
Open-circuit Voltage (Voc)	38.0V	35.2V	38.1V	35.2V	38.6V	35.3V	38.8V	35.4V
Short-circuit Current (Isc)	8.92A	7.26A	8.98A	7.31A	9.03A	7.36A	9.09A	7.38A
Module Efficiency STC (%)	15.57%		15.88%		16.19%		16.50%	
Operating Temperature(°C)	-40°C→+85°C							
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)							
Maximum series fuse rating	15A							
Power tolerance	0→+3%							
Temperature coefficients of Pmax	-0.41%/°C							
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C							
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C							
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C							

STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 🌡 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 🌡 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌬 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-MKT-270P_v1.0_rev2015

8.2 Estructura de costos instalación fotovoltaica 3MW FluxSolar.

Estructura de costo

Sistemas industriales

- Paneles solares → 47%
- Sistema de montaje → 16%
- Inversor de inyección → 10%
- Materiales de instalación → 10%
- Instalación y puesta en marcha → 16%
- Tramitación → 1% (?)



Dávila aLarrain 2453, San Joaquín, Santiago, Chile.

www.fluxsolar.cl

Estructura de costo

Sistemas industria

Cotización Sistema FV On Grid 3MWp

Cantidad	Código	Descripción	Unidad	TOTAL
11400	13785	PANEL SOLAR CANADIAN SOLAR QUARTECH CS6P-P 265WP	70.660	805.524.000
4		INVERSOR DE INYECCIÓN FRONIUS ECO 27.0-3-S FULL	1.692.654	6.770.616
91		INVERSOR DE INYECCIÓN FRONIUS ECO 27.0-3-S LIGHT	1.631.675	148.482.425
11400		ESTRUCTURA DE MONTAJE ALUSIN SOLAR MUNIELLOS MONOPOSTE 20°	24.678	281.329.200
1		MATERIAL DE INSTALACIÓN	173.707.500	173.707.500
1		INSTALACIÓN Y PUESTA EN MARCHA	294.142.588	294.142.588
1		PLANIMETRÍA	9.994.118	9.994.118

Condiciones de pago: por confirmar

Entrega material:

Tiempo de instalación y entrega: 6 meses
Validez oferta: 10 días

Subtotal:	\$ 1.719.950.447
IVA:	\$ 326.790.585
TOTAL:	\$ 2.046.741.032

\$/Wp instalado 569



Dávila aLarrain 2453, San Joaquín, Santiago, Chile.

www.fluxsolar.cl

8.4 Presupuesto para una instalación fotovoltaica en suelo de 500 kW.



ASESORAMIENTO Y GESTION EN INSTALACIONES CLIMATICAS Y DE ENERGIAS RENOVABLES

www.agiceringenieros.es info@agiceringenieros.es 03730-JAVE A-Alicante 681 299 777 – 686 832 433

MEDICION VALORADA INSTALACION TIPO CONEXIÓN A RED INSTALACION 500 Kw NOMINALES (537600Wp)

Descripción	Uds.	Precio (€)	Importe (€)
Módulo fotovoltaico A-280 de 7,64A, 36,26V, 8,14Aco 45,32Vco	1920	271,60	521.472,00
Fijación HOOK taladro D6,5 (bolsa 25 uds)	4100	0,96	3.936,00
Tubo aluminio cuadrado 40x40x2 – 0,824 Kg/m	4000	6,12	24.480,00
Angulo 40x40x3 – 0,625 Kg/m	1220	4,24	5.172,80
Juego anclaje químico M-10*10 cm y accesorios	183	4,56	834,48
Tornillo autotaladrante 4,8x16 con arandela de caucho (caja 1000 uds) DIN 7301	6000	0,05	300,00
Caja IDE ecology CD-04	120	13,67	1.640,40
Magnetotérmico de CC.16A	120	61,54	7.384,80
Pequeño material y portes			8.478,31
M.O. montaje	1920	18,00	34.560,00
TOTAL MODULOS Y SOPORTES			608.258,79
Monobloc INVERSOR+CT 500 Kw.HES-05000H	1	140000,00	140.000,00
Cableado corriente continua (incluida M.O)	1920	27,00	51.840,00
Cableado corriente alterna trifásica(incluida M.O.)	150	133,00	19.950,00
Pequeño material y portes			3.176,85
M.O. montaje	500	18,00	9.000,00
TOTAL EQUIPOS CC – 20,000V			223.966,85
Hormigón solera soportes 3,00x0,15x80 m * 12 líneas	432	72,00	31.104,00
Trabajos mecánicos, explanación y compactación del terreno.	1000	2,50	25.000,00
Apertura, limpieza y cierre de zanjas conducciones eléctricas	400	16,00	6.400,00
M.O.	1920	18,00	34.560,00
TOTAL ADECUACIÓN DEL TERRENO			97.064,00
Proyectos de legalización y dirección de obra			37.171,59
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCION			966.461,22
Margen industrial			57.987,67
Gastos generales de gestión y desarrollo			125.639,96
TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA			1.150.088,85
I.V.A.	18%		207.015,99
TOTAL DESEMB. HUERTO SOLAR			1.357.104,84

8.5 Ficha técnica panel solar híbrido EndeF Engineering Ecomesh.



PANEL SOLAR HÍBRIDO



- Fabricado y desarrollado en España
- Tecnología CTA
- Reduce al 40% la superficie de captación frente a Fotovoltaica + Térmica
- Mejora hasta un 15% el rendimiento del panel fotovoltaico convencional
- Mejora el rendimiento a alta T° de los colectores.
- Pruebas de Certificación según EN-12975
- Ensayo de Durabilidad y Fiabilidad según norma ISO 9806:2013

Fabricado en la UE    © EndeF Engineering S.L. Reservados todos los derechos. Los datos incluidos en el presente documento están sujetos a modificación sin previo aviso.

976 365 811
www.ecomesh.es
info@endef.com



Características generales

Tamaño de célula	156x156mm
Nº de células	60
Vidrio frontal	3.2mm vidrio templado
Peso (vacío)	45.8 kg
Dimensiones (LxAxE)	1645 x 978 x 93(+25)mm
Caja de conexiones	IP65 / IP67 disponibles
Longitud de cable	1000mm
Sección de cable	4mm ²
Nº de diodos	3
Conectores	MC4 compatible
Marco	Aluminio

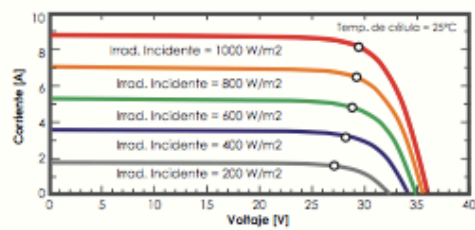
Especificaciones eléctricas

Valores testados bajo Condiciones Estándar STC (AM 1.5, Irradiancia 1000 W/m², Temperatura de Célula 25°C)

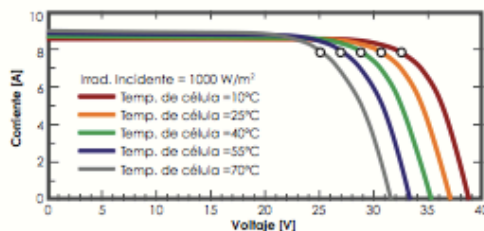
Potencia nominal (Pmax)	255 Wp
Voltaje nominal (Vmp)	31.65 V
Corriente nominal (Imp)	8.06 A
Voltaje de Circuito Abierto (Voc)	38.58 V
Corriente de Cortocircuito (Isc)	9.06 A
Tolerancia de potencia	0 + 4.99 Wp
Eficiencia del módulo	15.98%
Coefficiente temp. voltaje	-0.37%/K
Coefficiente temp. intensidad	+0.06%/K
Coefficiente temp. potencia	-0.47%/K
Voltaje máximo del sistema	DC 1000V (TUV)
Tº de funcionamiento	-40°C / +85°C
Corriente inversa máxima	1.5A
Nivel de protección IP	IP65
Clase de seguridad	II

Los paneles Ecomesh se diferencian por disponer la tecnología CTA, que mejora el rendimiento global, recuperando el calor que otros paneles pierden por su cara frontal. Esta tecnología ha sido validada, patentada, testada e instalada por EndeF Engineering.

Curva I-V según la irradiancia incidente



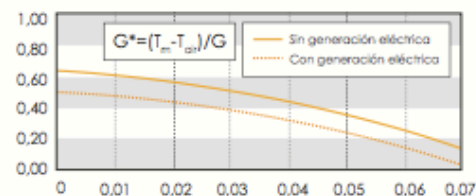
Curva I-V según la temperatura



Especificaciones Térmicas

Presión máxima	10 bar
Recuperador	Cobre
Capacidad	1,2 L
Rendimiento óptico (η _o)	0.51
Coef. pérdidas térmicas, a1	4.93 W/m²k
Coef. pérdidas térmicas, a2	0.021 W/m²k²
Pérdida de presión	0.04 bar

Rendimiento Térmico



Fabricado en la UE



CENER
ADitech



GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

© EndeF Engineering S.L. Reservados todos los derechos. Los datos incluidos en el presente documento están sujetos a modificación sin previo aviso.

976 365 811
www.ecomesh.es
info@endef.com

ecomesh
by EndeF