

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
SEDE VIÑA DEL MAR – JOSÉ MIGUEL CARRERA

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE AUTOGENERACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA OPTIMIZAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL PROCESO DE HORNO Y
SECADO DE AISLAPOL S.A PLANTA SANTIAGO**

Trabajo de titulación para optar al Título
Profesional de Ingeniero de Ejecución en
Gestión Industrial

Alumno:

Sebastián Mardones Santibáñez

Profesor:

Dr. Ing. Cristian Ahumada Vera



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Estudio de prefactibilidad técnico-económica de un sistema de autogeneración fotovoltaica para optimizar la eficiencia energética en el proceso de horno y secado de Aislapol S.A Planta Santiago

Nombre del candidato(a): Sebastián Ignacio Mardones Santibáñez

Carrera / Grado: Ingeniería de Ejecución en Gestión Industrial

Campus: Viña del Mar

Departamento: Electrotecnia e informática

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Cristian Ahumada Vera, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

☐ 6 meses

☐ 12 meses

☐ 2 años

☐ 3 años

☐ 5 años

☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

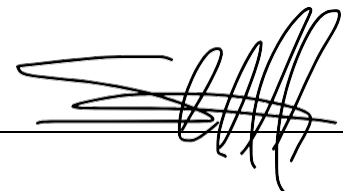
Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 26 de Marzo 2026

Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 26 de Marzo 2026

Firma: 

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

RESUMEN

KEYWORDS: Aislapol S.A – Energía solar – Autogeneración – Net Billing – Eficiencia energética – Fotovoltaico – CO2 – Sostenibilidad Industrial – Poliestireno Expandido (EPS) – ODS

Este estudio desarrolla un análisis de prefactibilidad técnico-económica para la implementación de un sistema de autogeneración solar fotovoltaico en la planta Santiago de Aislapol S.A., ubicada en Avenida Carrascal 3791, comuna de Quinta Normal, Región Metropolitana. El proyecto responde a la necesidad de optimizar la eficiencia energética en los procesos de horno y secado, los cuales representan una de las mayores cargas eléctricas dentro de la operación industrial del poliestireno expandido (EPS).

La iniciativa considera la instalación de un sistema fotovoltaico On-Grid con una potencia de 417,24 kWp (DC) y 300 Kw (AC), conectado bajo régimen de Net Billing (Ley N° 21.118). Este sistema permitirá autogenerar y gestionar el consumo energético de la planta, alcanzando una producción anual estimada de 697.419 kWh, superior al consumo eléctrico promedio actual de 491.656 kWh/año, generando excedentes valorizables a través de la red de Enel Distribución Chile (tarifa BT 4.3).

El estudio demuestra que la solución fotovoltaica es técnica, económica y ambientalmente viable, con una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 22%, un Período de Recuperación de la Inversión (PRI) aproximada de 5 años y un Valor Actual Neto (VAN) superior a \$766 millones CLP. La inversión total asciende a 8408 UF, incluyendo equipos, instalación y certificación SEC.

Desde el punto de vista ambiental, la planta solar permitirá evitar la emisión de cerca de 150 toneladas de CO₂ anuales, equivalentes al consumo eléctrico de 60 viviendas promedio, contribuyendo directamente a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS 7 y ODS 13) y la Política SHE (Seguridad, Higiene y Medio Ambiente) de la compañía.

En términos estratégicos, la implementación del sistema fortalecerá la autonomía energética, reducirá los costos operacionales y mejorará la competitividad de Aislapol S.A bajo un esquema de energía limpia y sostenible, alineado con las tendencias del mercado nacional.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
1. DIAGNÓSTICO Y METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN	4
1.1 DIAGNÓSTICO.....	4
1.1.1 Antecedentes generales y específicos del proyecto.....	4
1.1.2 Objetivos del proyecto	6
1.1.3 Antecedentes cualitativos	7
1.1.4 Contexto de desarrollo del proyecto:.....	11
1.1.5 Tamaño del proyecto.....	12
1.1.6 Impactos relacionados con el proyecto.....	15
1.1.6.1 Impactos técnicos y operacionales	16
1.1.6.2 Impacto Ambiental.....	16
1.1.6.3 Impactos Estratégicos y competitivos	17
1.1.6.4 Impacto Normativo y Administrativo	18
1.2 METODOLOGÍA.....	18
1.2.1 Definición de situación sin proyecto.....	18
1.2.2 Definición de situación con proyecto	20
1.2.3 Análisis de separabilidad	21
1.2.4 Método para medición de beneficios y costos.....	22
1.2.5 Indicadores.....	23
1.2.6 Criterios de evaluación.....	25
1.2.7 Estructura de evaluación del proyecto	26
2. ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD DEL MERCADO.....	30
2.1 Definición del producto.....	30
2.2 Análisis de demanda actual y futura	32
2.3 Variables que afectan a la demanda	35
2.4 Análisis de la Oferta Actual y Futura: Opciones para la Reducción de Costos Energéticos y Justificación de la Solución Fotovoltaica.....	36
2.4.1 Opciones disponibles para reducción de costos energéticos	37
2.4.2 Otras fuentes de generación distribuida.....	38
2.4.3 Justificación técnica y económica de la opción fotovoltaica	38
2.5 Comportamiento del mercado	40
2.6 Determinación de niveles de precio y proyecciones	43
2.7 Análisis de localización	46
3. ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA	51
3.1 Descripción y selección de procesos.....	51
3.1.1 Estudios preliminares.....	52
3.1.2 Diseño de ingeniería	52
3.1.3 Ejecución y montaje.....	53
3.1.4 Operación y seguimiento.....	53
3.2 Diagrama de flujo	54
3.2.1 Proceso de implementación de una planta fotovoltaica.....	54
3.3 Balance de masa y energía.....	55
3.4 Selección de equipos.....	58

3.5 Proyectos complementarios.....	59
3.6 Lay-Out	60
3.6.1 Distribución de módulos	61
3.6.2 Zonificación del sistema	62
3.6.3 Ubicación de equipos eléctricos y canalizaciones	62
3.6.4 Consideraciones claves estructurales de Layout.....	63
3.7 Determinación de insumos, productos y subproductos.....	63
3.7.1 Insumos	64
3.7.2 Productos	64
3.7.3 Subproductos.....	65
3.8 Flexibilidad y rendimiento.....	66
3.9 Consumo de energía	67
3.9.1 Distribución mensual del consumo	67
3.9.2 Caracterización del perfil de carga	68
3.9.3 Relación entre consumo y autogeneración	68
3.9.4 Interpretación técnica del comportamiento energético	69
3.10 Programas de trabajo: Turnos y gastos en personal.....	69
3.11 Personal de operaciones, cargos, perfiles y sueldos.....	72
3.12 Inversiones en equipo y edificaciones.....	73
3.13 Inversiones en capital de trabajo	73
3.14 Costos de instalación y puesta en Marcha	75
3.15 Costos de imprevistos	76
4. Evaluación Económica.....	80
4.1 Consideraciones por utilizar	80
4.1.1 Horizonte del proyecto.....	80
4.1.2 Tasa de descuento	80
4.1.3 Moneda a utilizar.....	80
4.1.4 Impuestos.....	80
4.1.5 Depreciación.....	81
4.1.6 Reinversiones.....	81
4.1.7 Análisis de riesgo	81
4.1.8 Financiamiento	83
5.2 Proyecto Puro	83
5.2.1 Flujo de caja sin financiamiento.....	83
5.3 Proyecto con financiamiento.....	89
5.3.1 Proyecto financiado en un 50%	89
5.3.2 Proyecto financiado en un 75%	92
5.4 Sensibilizaciones.....	97
CONCLUSIÓN.....	100
BIBLIOGRAFÍA	101

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Comparación del mercado regulatorio en Chile.....	10
Tabla 2.1: Consumo eléctrico actual de la Planta Aislapol Santiago	33
Tabla 2.2: Consumo eléctrico proyectado de la Planta Aislapol Santiago	34
Tabla 2.3: Resumen Técnico- Económico de la alternativa fotovoltaica.....	39
Tabla 3.1: Balance de consumo energético mensual de la planta Santiago de Aislapol S.A.....	55
Tabla 3.2:Balance energético anual del proyecto fotovoltaico.....	56
Tabla 3.3:Insumos operacionales del sistema fotovoltaico propuesto.....	64
Tabla 3.4:Productos energéticos del sistema fotovoltaico	65
Tabla 3.5:Subproductos generados por la operación del sistema fotovoltaico.....	65
Tabla 3.6:Cargos, perfiles y remuneraciones del personal del proyecto fotovoltaico.....	72
Tabla 3.7:Detalle de equipos e infraestructura del sistema fotovoltaico propuesto.....	73
Tabla 3.8: Inversiones en capital de trabajo	75
Tabla 3.9:Distribución de costos imprevistos del proyecto fotovoltaico.....	77
Tabla 4.1:Resultados del análisis de riesgo del proyecto bajo distintos escenarios	82
Tabla 4.2: Inversión inicial del proyecto fotovoltaico	84
Tabla 4.3: Depreciación acelerada	85
Tabla 4.4: Desglose de ingresos (UF/año).....	85
Tabla 4.5: Desglose de egresos (UF/año) constante	86
Tabla 4.6: Flujo de caja Proyecto Puro.....	87
Tabla 4.7: Indicadores económicos del flujo de caja puro.....	88
Tabla 4.8:Flujo de caja financiado en un 50%.....	90
Tabla 4.9: Indicadores económicos del flujo de caja financiado en un 50%.....	91
Tabla 4.10:Amortización del crédito por concepto de financiamiento del 50%.....	91
Tabla 4.11: Flujo de caja financiado en un 75%.....	94
Tabla 4.12:Indicadores económicos del flujo de caja financiado en un 75%.....	95
Tabla 4.13: Amortización del crédito por concepto de financiamiento del 75%.....	95
Tabla 4.14: Resumen de indicadores económicos.....	96
Tabla 4.15: Ingresos por autoconsumo.....	97
Tabla 4.16: Sensibilización de ingresos proyecto puro	98
Tabla 4.17: Sensibilización de egresos proyecto puro	99

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Planta Solar Industrial referencial.....	8
Figura 1.2: Emplazamiento de la Planta Solar en Aislapol, Santiago	13
Figura 1.3: Balance energético de Aislapol S.A Planta Santiago	14
Figura 2.1:Diagrama de funcionamiento de componentes	31
Figura 2.2: Imagen satelital de la región metropolitana, Chile	47
Figura 2.3: Imagen satelital de la comuna de Quinta Normal.....	49
Figura 3.1:Diagrama del proceso de implementación de un sistema fotovoltaico.....	54
Figura 3.2: Lay-out del sistema fotovoltaico en la planta Santiago de Aislapol S.A.....	61

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1: Consumo y uso eléctrico	9
Gráfico 2.1: Evolución del precio de la energía (%)	44
Gráfico 2.2:Precio del distribuidor (\$/kWh).....	46
Gráfico 4.1: Sensibilización del VAN frente a la variación de ingresos	98
Gráfico 4.2: Sensibilización del VAN frente a la variación de egresos	99

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1.1: Valor Actual Neto (VAN)	24
---	----

INTRODUCCIÓN

El presente estudio de prefactibilidad técnico-económica tiene por objetivo evaluar la viabilidad de implementar un sistema de autogeneración solar fotovoltaica en la empresa Aislapol S.A., específicamente en su planta de producción ubicada en Avenida carrascal 3791, comuna de Quinta Normal, Santiago de Chile. El proyecto surge como respuesta a la problemática de costos de producción y consumos elevados, con ello, su necesidad de optimizar la eficiencia energética en los procesos industriales de horno y secado, los cuales representan una proporción significativa del consumo eléctrico total de la planta y, por ende, un componente crítico dentro de los costos operacionales asociados a la manufactura de poliestireno expandido (EPS).

En el contexto actual de transición hacia una matriz energética más limpia y descentralizada, las industrias manufactureras se ven desafiadas a incorporar soluciones sostenibles que permitan reducir su dependencia de fuentes convencionales y mitigar el impacto económico de las variaciones tarifarias. En este sentido, la generación solar fotovoltaica se presenta como una alternativa técnicamente viable, ambientalmente sustentable y económicamente atractiva, dada la alta radiación solar promedio existente en la región Metropolitana y la madurez tecnológica alcanzada por este tipo de sistemas.

Aislapol S.A. se caracteriza por ser una empresa líder en el rubro del aislamiento térmico, con una producción continua y automatizada que requiere un suministro eléctrico estable de alta potencia, especialmente en las áreas de horno y secado, donde el consumo energético supera ampliamente el promedio industrial nacional. Este escenario plantea la oportunidad de incorporar un sistema fotovoltaico On-Grid, bajo el régimen regulatorio de la Ley N° 21.118 (Net Billing), que permita la autogeneración de energía eléctrica y la inyección de excedentes a la red, contribuyendo así a la disminución de los costos fijos de energía, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la mejora del desempeño energético de la planta.

El presente documento aborda un análisis integral que comprende la evaluación técnica, económica, ambiental y estratégica de la propuesta, considerando tanto las condiciones de infraestructura y consumo actuales como las proyecciones de demanda energética futura

derivadas del crecimiento productivo. Asimismo, se contemplan los aspectos normativos, financieros y administrativos necesarios para garantizar la correcta implementación y operación del sistema fotovoltaico en un entorno industrial urbano.

El desarrollo de este estudio busca entregar a la organización una base metodológica y técnica sólida para la toma de sus compromisos de sostenibilidad y al fortalecimiento de su competitividad en el mercado. En definitiva, la incorporación de un sistema de autogeneración solar fotovoltaico en la planta Santiago de Aislapol S.A. constituye una estrategia de eficiencia energética y desarrollo sostenible, alineada con las tendencias globales de innovación tecnológica y gestión responsable de los recursos energéticos.

CAPÍTULO 1: DIAGNÓSTICO Y METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

1. DIAGNÓSTICO Y METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

En este capítulo se presenta el diagnóstico energético y operacional de la planta Santiago de Asialpol S.A., junto con la metodología de evaluación utilizada para analizar la prefactibilidad técnica y económica del proyecto de autogeneración fotovoltaica.

1.1 DIAGNÓSTICO

1.1.1 Antecedentes generales y específicos del proyecto

Chile se encuentra en un proceso sostenido de transformación energética, impulsado por políticas públicas orientadas a la descarbonización, la eficiencia energética y el fomento de las energías renovables no convencionales (ERCN). En este contexto, la energía solar fotovoltaica ha adquirido un papel protagónico debido a la alta radiación promedio del territorio nacional y a los beneficios económicos y ambientales asociados a su implementación en distintos sectores productivos.

En particular, la industria manufacturera enfrenta el desafío de compatibilizar su crecimiento productivo con una gestión energética eficiente y sostenible, adoptando soluciones tecnológicas que permitan reducir los costos operacionales y las emisiones de gases de efecto invernadero. Bajo esta premisa, el presente proyecto busca evaluar la factibilidad técnica y económica de instalar un sistema de autogeneración solar fotovoltaico conectado a la red (On-Grid) en la planta Santiago de Aislapol S.A., ubicada en Avenida Carrascal 3791, comuna de Quinta Normal, Región Metropolitana, con el objetivo de optimizar el consumo energético de los procesos de horno y secado, los cuales representan una de las mayores cargas eléctricas dentro del proceso de producción de poliestireno expandido (EPS).

Aislapol S.A. es una empresa líder en manufactura de soluciones de aislamiento térmico, dedicada a la expansión, moldeo y corte de EPS, insumo esencial para la industria de la construcción, el embalaje y la cadena logística. En su planta Santiago, la demanda energética está principalmente concentrada en los equipos de Pre-expansión, hornos de secado, compresores, moldes y sistemas de control térmico, los cuales operan de manera continua durante los tres turnos productivos. Este consumo intensivo se traduce en uso anual proyectado de más de

490.000 kWh, abastecido íntegramente por la red eléctrica bajo la tarifa BT 4.3 del sistema regulado, lo que genera costos mensuales promedio del orden de \$9 a \$10 millones CLP, impactando de manera directa en la rentabilidad operativa y en los márgenes de eficiencia energética de la compañía.

El proyecto contempla la instalación de un sistema fotovoltaico On-Grid con una potencia estimada de 417,24 kWp (DC) y 300 kW (AC), diseñado para cubrir una fracción significativa del consumo eléctrico de la planta, particularmente en las áreas de horno, secado y servicios auxiliares. Este sistema estará compuesto por módulos fotovoltaicos monocristalinos bifaciales de alta eficiencia (Sensibilización y captación en ambas caras del panel), inversores trifásicos industriales certificados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), estructuras metálicas galvanizadas de montaje fijo y un sistema de monitoreo remoto que permitirá el seguimiento en tiempo real de la generación y el consumo energético.

La energía generada será inyectada directamente al sistema eléctrico de la planta, priorizando el autoconsumo instantáneo y los excedentes serán valorizados mediante el mecanismo de Net Billing establecido en la Ley N°21.118, que regula la generación distribuida de pequeña escala en Chile. De este modo, se busca disminuir la dependencia energética externa, reducir los costos operacionales, fortalecer la estabilidad financiera y mejorar el desempeño ambiental de la empresa, alineando sus operaciones con los compromisos corporativos de sostenibilidad y con las normas internacionales de gestión energética (ISO 50001).

El presente estudio incorpora una evaluación integral que considera variables técnicas (radiación solar, superficie disponible, compatibilidad eléctrica), económicas (costos de inversión, ahorros proyectados, retorno financiero), ambientales (reducción de emisiones y huella de carbono) y estrategias (posicionamiento competitivo y cumplimiento normativo). La metodología aplicada se fundamenta en el análisis de prefactibilidad, mediante la estimación de flujos de caja proyectados a un horizonte de evaluación de diez años, bajo supuestos realistas de operación y precios energéticos.

En síntesis, este proyecto representa una oportunidad estratégica para Aislapol S.A. de incorporar un modelo de autogeneración sustentable, capaz de fortalecer su resiliencia energética, aumentar su eficiencia operacional y contribuir al cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) promovidos a nivel nacional y global.

1.1.2 Objetivos del proyecto

Objetivo General

Evaluar la prefactibilidad técnico-económica de la implementación de un sistema de autogeneración solar fotovoltaico en la planta Santiago de Aislapol S.A., con el propósito de optimizar la eficiencia energética de los procesos de horno y secado de poliestireno expandido (EPS), mediante la sustitución parcial del consumo eléctrico proveniente de la red convencional por energía renovable, contribuyendo así a la reducción de costos operacionales, la disminución de emisiones contaminantes y el fortalecimiento del desempeño ambiental y competitivo de la empresa.

Objetivos Específicos

- Caracterizar el perfil energético actual de la planta Santiago, identificando los procesos de mayor consumo eléctrico y las oportunidades de mejora asociadas a la autogeneración de energía.
- Diseñar una propuesta técnica preliminar para un sistema fotovoltaico On-Grid de mediana escala, dimensionado de acuerdo con la demanda energética e los procesos de horno y secado, y compatible con la infraestructura eléctrica existente.
- Evaluar la viabilidad económica y financiera del proyecto a través de indicadores de evaluación como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa interna de Retorno (TIR), el Período de Recuperación de la inversión (PRI) y el Índice de Rentabilidad (IR), considerando distintos escenarios tarifarios y de generación solar.
- Cuantificar el impacto ambiental asociado a la sustitución de energía convencional por energía solar, estimando la reducción anual de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y otros beneficios medioambientales derivados.

- Analizar el marco normativo y regulatorio aplicable a la implementación de sistemas fotovoltaicos en instalaciones industriales urbanas, considerando las exigencias de la Ley N° 21.118 (Net Billing), las normativas de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y los estándares nacionales de seguridad eléctrica.
- Proponer una estrategia de integración energético sostenible que fortalezca la autonomía operativa de la planta, contribuya al cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad corporativa y sirva de modelo replicable para otras unidades productivas de Aislapol S.A.

1.1.3 Antecedentes cualitativos

¿Qué es un Sistema Fotovoltáico y cómo funciona?

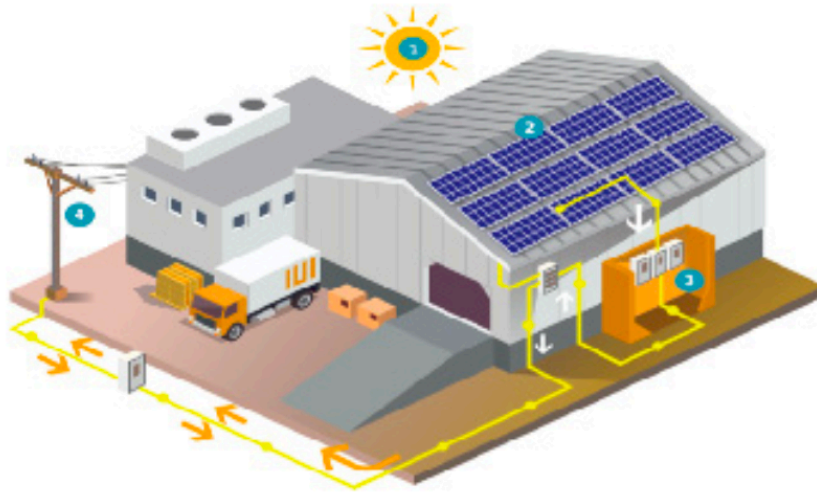
La energía solar fotovoltaica constituye una de las principales tecnologías de generación renovable disponibles actualmente, caracterizada por su fiabilidad, bajo impacto ambiental y capacidad de integración en entornos industriales.

Este sistema se basa en la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica mediante el uso de celdas fotovoltaicas compuestas principalmente por silicio. Dichas celdas, agrupadas en módulos o paneles solares, generan corriente continua (DC) cuando son expuestas a la luz solar.

Posteriormente, un inversor fotovoltaico transforma esta corriente continua en corriente alterna (AC), la cual puede ser utilizada para alimentar los equipos eléctricos de la planta industrial o bien inyectarse a la red pública. En los sistemas On-Grid, como el propuesto para Aislapol S.A., la conexión es bidireccional: cuando la generación supera el consumo instantáneo, el excedente energético es enviado a la red de distribución y valorización según el marco regulatorio vigente.

La eficiencia del sistema depende de múltiples factores, entre ellos la irradiación solar local, la inclinación y orientación de los módulos, la temperatura ambiente (disminución por coeficiente térmico), el tipo de tecnología empleada y las condiciones de mantenimiento. En zonas como Santiago, la radiación solar promedio anual supera los 1.700 kWh/m², lo que representa un escenario altamente favorable para el aprovechamiento de esta tecnología, especialmente en entornos industriales con consumos energéticos sostenidos a lo largo del año.

La integración de un sistema fotovoltaico en la planta Santiago permitirá a Aislapol aprovechar sus espacios techados y áreas de servicio para generar electricidad limpia y renovable, disminuyendo el requerimiento energético proveniente de la red convencional y mejorando la eficiencia energética global de los procesos de horno y secado (ver Figura 1.1).



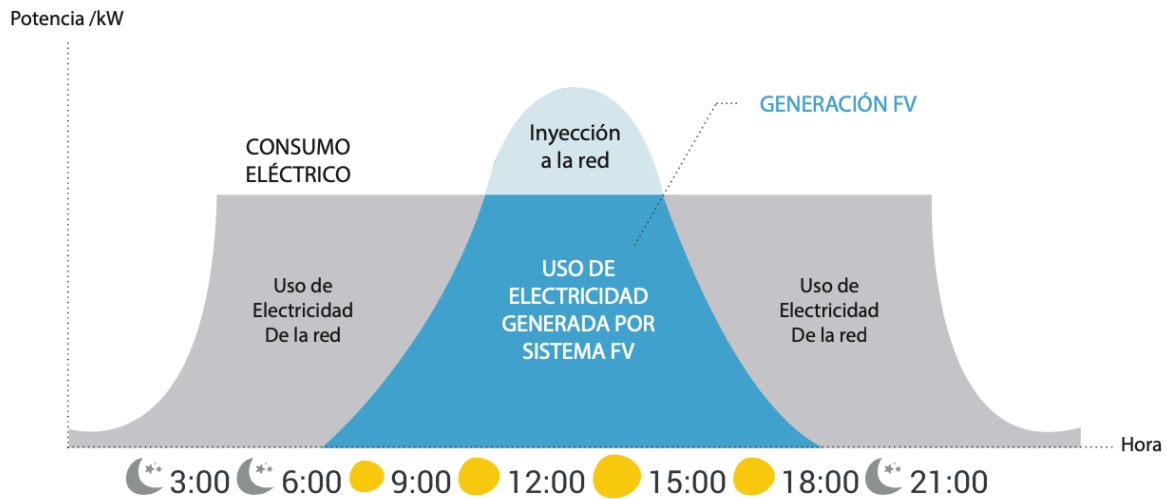
Fuente: solventaenergia (sitio web)

Figura 1.1: Planta Solar Industrial referencial

Marco Regulatorio Disponible

En Chile, la implementación de sistemas solares conectados a la red se encuentra regulada por la Ley N° 21.118 desde el año 2018, conocida como Ley Net Billing, la cual establece un régimen que permite a los usuarios autogenerar electricidad y vender los excedentes a la red mediante un sistema de medición bidireccional.

El principio operativo de esta ley radica en que toda energía producida por el sistema y no consumida por la instalación se registra como “inyección” en la factura eléctrica mensual, siendo valorizada de acuerdo con el precio de compra definido por la empresa distribuidora, en este caso, Enel Distribución Chile, bajo la estructura tarifaria industrial correspondiente (BT4.3). Dicho valor equivalente aproximadamente al 90% del precio de venta del kWh, generando un beneficio económico directo para el usuario (ver Gráfico 1.1).



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 1.1: Consumo y uso eléctrico

Además, las normativas exigen que todo sistema conectado a la red cuente con la autorización y certificación de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), garantizando la seguridad eléctrica y la trazabilidad técnica de los equipos utilizados. Los sistemas fotovoltaicos de 300 kW de potencia instalada pueden acogerse plenamente a este régimen, lo que permite su aplicación en instalaciones industriales como la de Aislapol S.A

La Ley Net Billing se complementa con otros instrumentos normativos relevantes, tales como:

- Decreto Supremo N°88/2019 del Ministerio de Energía, que regula los procedimientos técnicos de conexión y las condiciones de operación de sistemas de generación distribuida.
- Norma Chilena NCH 4/2003 y reglamentos eléctricos vigentes de la SEC, que establecen los estándares de seguridad, puesta a tierra y protección en instalaciones industriales.
- Ley N° 20.571 y su modificación mediante la Ley 21.118, que promueven la participación de los usuarios generadores en el sistema eléctrico nacional (ver Tabla 1.1).

Tabla 1.1: Comparación del mercado regulatorio en Chile

COMPARACIÓN DEL MERCADO REGULATORIO DISPONIBLE			
	Norma 4	Net Billing	PMGD
Capacidad permitida	No definido, pero técnicamente es posible instalar la misma capacidad que la potencia contratada del inmueble.	Hasta 300 kW ^s	Hasta 9 MW
Tamaño de sistema apropiado	Usualmente mayores a 100 kW, sin inyecciones a la red. Aunque cualquier rango de tamaño es posible.	Hasta 300 kW con inyección a la red.	Usualmente mayores a 100 kW, sin inyecciones a la red.
Requerimientos de conexión	Se debe instalar un sistema que asegure no se producirán inyecciones.	Se deben seguir los procedimientos establecidos	Es necesario realizar estudios de conexión dependiendo del tamaño del sistema de la red de distribución.
Valorización de la energía inyectada	No se puede realizar inyecciones	Igual al cargo por energía (excluyendo tarifa BT1)	Costo marginal (horario) o al precio estabilizado.
Ventajas	Nos e debe tramitar la conexión con la distribuidora	Se pueden vender excedentes de generación, bajos costos de conexión.	Permite conectar proyectos de gran tamaño y vender excedentes de generación hasta 1,5 MW existe un procedimiento abreviado.
Desafíos o limitaciones	No se pueden realizar inyecciones	Hasta 300 kW	Se debe participar como generador en el mercado eléctrico, cumpliendo requerimientos mas exigentes que los establecidos en las otras posibilidades.
Clientes apropiados	Usualmente empresas medianas y grandes que tenga siempre demandan durante horas de generación en las distintas estaciones del año.	Clientes regulados, residenciales y empresas con cualquier tipo de demanda. Aunque las demandas estacionales son las que más beneficios sacan de este modelo.	Usualmente empresas medianas y grandes que estén conectados en media tensión.

Fuente: Elaboración propia

El cumplimiento de este marco legal asegura la correcta interconexión del sistema fotovoltaico con la red pública, permitiendo a Aislapol reducir su consumo energético neto, inyectar excedentes con valor comercial, y acceder a beneficios tributarios asociados a la inversión en tecnologías de energía limpia.

En conjunto, la adopción de un sistema fotovoltaico On-Grid bajo la Ley Net Billing no solo representa una medida de eficiencia energética, sino también una herramienta estratégica para avanzar hacia un modelo de operación industrial sostenible, alineado con las metas de descarbonización y competitividad del sector manufacturero chileno.

1.1.4 Contexto de desarrollo del proyecto:

El entorno energético nacional presenta una tendencia sostenida al alza en los costos eléctricos, impulsadas por el aumento de la demanda industrial, los cargos de transmisión y los ajustes tarifarios derivados de la transición hacia una matriz más limpia. En este escenario, las empresas manufactureras con procesos térmicos intensivos, como Aislapol S.A., se ven directamente afectadas por la volatilidad del precio de la electricidad y la dependencia estructural de la red de distribución.

La planta Santiago de Aislapol, ubicada en Avenida Carrascal 3791, comuna de Quinta Normal, mantiene una operación continua orientada a la producción de poliestireno expandido (EPS) proceso que demanda un suministro eléctrico constante para la operación de hornos de secado, compresores, sistemas de vapor y equipos de moldeo. Este consumo energético alcanza una media anual estimada de 491.656 Kwh, con una concentración superior al 40% en los meses de mayor producción (septiembre a marzo por estacionalidad productiva).

Bajo la tarifa BT 4.3 industrial, este nivel de consumo representa costos mensuales superiores a \$9.000.000 CLP, equivalente a un gasto anual aproximado de \$84 millones CLP, lo que impacta de manera significativa la estructura de costos operacionales.

El proyecto propuesto plantea la implementación de un sistema solar fotovoltaico de 417,24 kWp(DC) y 300 kW(AC), con una generación estimada de 697.000 kWh/ año, lo que permitiría cubrir la totalidad del consumo anual de la planta y generar excedentes inyectables a la red bajo régimen de Net Billing (Ley N° 21.118). Con esta capacidad, se proyecta un ahorro anual superior a \$80 millones CLP, una TIR estimada de 21% y un periodo de recuperación de la inversión (PRI) entre 2 y 4 años, valores que evidencian una rentabilidad técnica y económica altamente favorable.

Adicionalmente, la operación del sistema permitiría evitar la emisión de aproximadamente 150 toneladas de CO₂ por año, lo que contribuye de forma directa al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) relacionados con energía asequible y limpia (ODS 7) y acción por el clima (ODS 13).

El contexto urbano-Industrial de la planta Santiago, sumado a su alta irradiación promedio anual (1.700 kWh/m²) y disponibilidad de superficie techada, hace técnicamente viable la instalación del sistema sin afectar la continuidad operacional ni la seguridad de los procesos productivos. En consecuencia, el proyecto se alinea tanto con los objetivos estratégicos corporativos de sostenibilidad y eficiencia energética como con la política nacional de fomento de las energías renovables no convencionales.

1.1.5 Tamaño del proyecto

La planta Santiago de Aislapol S.A., ubicada en Avenida Carrascal 3791, comuna de Quinta Normal, Región Metropolitana, se emplaza dentro de una zona industrial consolidada con infraestructura de gran escala. Mediante análisis geoespacial realizado con Google Earth pro (2005), se estimó una superficie total construida cercana a los 10.000 m², de los cuales aproximadamente 3.000 m² corresponden a techumbres metálicas planas y sin obstrucciones.

Estas cubiertas presentan condiciones estructurales y de orientación favorables para la instalación de módulos fotovoltaicos fijos, con inclinación ideal entre 20° y 25° hacia el norte geográfico con su correspondiente soporte, optimizando así la captación solar.

Considerando un requerimiento promedio de 6,5 m² por cada kWp instalada, la superficie útil permite albergar un sistema de hasta 450 kWp de potencia pico (DC).

El proyecto se dimensiona en una configuración de 417,24 kWp en corriente continua (DC) y una potencia nominal de 300 kW en corriente alterna (AC), lo que implica una ocupación efectiva de aproximadamente 2.700 m² de superficie techada.

Este dimensionamiento asegura un equilibrio técnico y económico entre capacidad instalada, superficie disponible y demanda energética actual de la planta, además de dejar un margen de expansión del 10-15% para futuras ampliaciones (terreno disponible) ver Figura 1.2).



Fuente: Imagen Satelital [Proyecto sin título - Google Earth](#) / Elaboración propia

Figura 1.2: Emplazamiento de la Planta Solar en Aislapol, Santiago

El sistema fotovoltaico propuesto estará compuesto por los siguientes elementos principales:

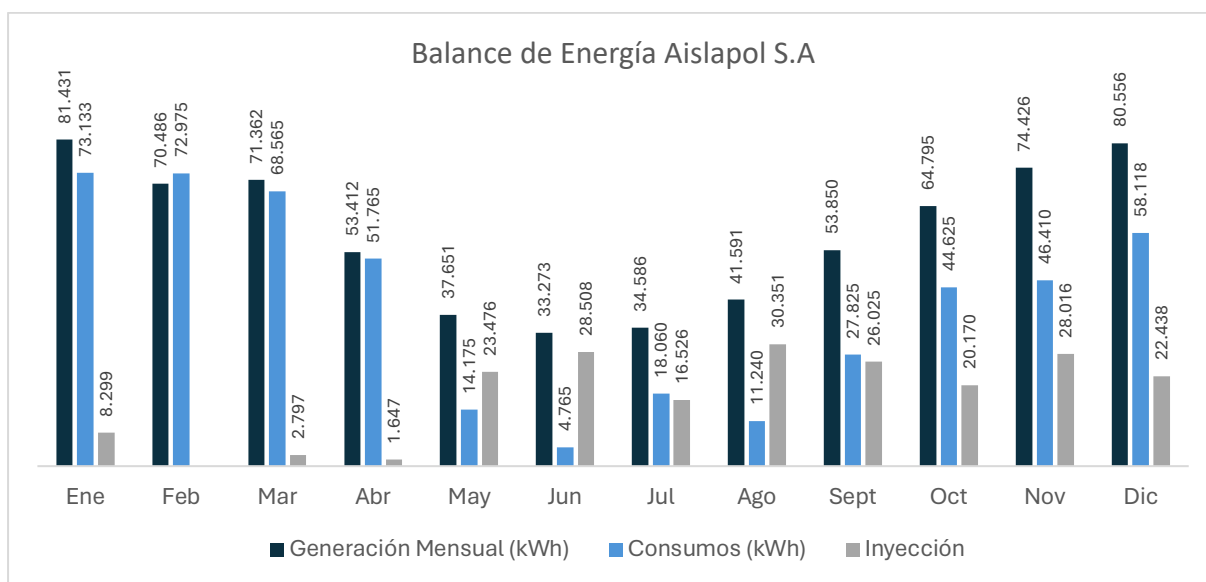
- Módulos fotovoltaicos: 684 paneles bifaciales monocristalinos de alta eficiencia, con potencia unitaria de 610 Wp y rendimiento superior al 21%.
- Estructuras de soporte: montajes metálicos galvanizados fijos con rieles de aluminio anodizado, diseñados para techumbre industrial, con anclajes antivibración y recubrimientos anticorrosivos.
- Inversores: tres unidades trifásicas industriales de 100 kW cada una (marca Fronius o equivalente), configuradas en paralelo para conversión DC/AC y sincronización con el tablero general de baja tensión de la planta.
- Sistema de protección y control: tableros eléctricos seccionados, protecciones magnetotérmicas, fusibles DC, descargadores de sobretensión y sistema de monitoreo remoto online para registro de generación y desempeño en tiempo real.
- Medición y conexión: integración al medidor bidireccional Net Billing, conforme a la ley N° 21.118 y normativas de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Producción energética estimada

El sistema tendrá una generación anual estimada de 697.419 kWh, superando el consumo eléctrico promedio actual de la planta (491.656 kWh/año).

Esto permitirá a Aislapol alcanzar un grado de autosuficiencia energética superior al 100%, generando excedentes de aproximadamente 208.253 kWh/año, los cuales serán inyectados a la red pública bajo el régimen de Net Billing.

Esta generación adicional otorga resiliencia operativa frente a variaciones tarifarias o aumentos futuros en la demanda energética de los procesos industriales (ver Figura 1.3).



Fuente: Evaluación Propia proyecto fotovoltaico para planta Santiago Aislapol S.A

Figura 1.3: Balance energético de Aislapol S.A Planta Santiago

Beneficios ambientales

La generación eléctrica a partir de energía solar permitirá evitar la emisión de aproximadamente 150 toneladas de CO₂ por año, equivalente a:

- El consumo eléctrico anual de 60 hogares promedio en Chile, o

- La plantación de más de 7.000 árboles nativos, o
- 330.000 km no recorridos por vehículos a combustión.

Este beneficio ambiental contribuye al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS 7 (energía limpia) y 13 (acción por el clima)) y la política corporativa de Sostenibilidad y Desempeño Ambiental de Aislapol S.A., fortaleciendo su compromiso con la eficiencia energética, la reducción de huella de carbono y la innovación tecnológica. (Fuente calculo equivalente según factores IPPC (2025)).

Conclusión del tamaño del proyecto

En síntesis, el sistema fotovoltaico propuesto para la planta Santiago de Aislapol S.A. constituye una instalación de mediana escala industrial (300 kW nominales), técnicamente dimensionada para cubrir los requerimientos energéticos críticos del proceso de horno y secado, con viabilidad técnica, económica y ambiental demostrada.

La inversión inicial del proyecto asciende a 8408 UF y permitirá a la empresa avanzar hacia un modelo de autogeneración sustentable, replicable en otras plantas del grupo, y posicionarse como referente nacional en eficiencia energética industrial y economía baja en carbono.

1.1.6 Impactos relacionados con el proyecto

El desarrollo e implementación de un sistema de autogeneración solar fotovoltaico en la planta Santiago, genera una serie de impactos multidimensionales que pueden clasificarse en cuatro categorías principales: económicos, técnicos-operacionales, ambientales y estratégicos.

Cada uno de estos impactos contribuye directa o indirectamente a fortalecer la sostenibilidad, competitividad y resiliencia energética de la empresa dentro del contexto industrial.

Impactos económicos

Desde el punto de vista financiero, la implementación del sistema fotovoltaico generará un impacto económico altamente positivo sobre la estructura de costos de la planta Santiago.

Actualmente, la empresa depende completamente del suministro eléctrico de la red, bajo tarifa BT 4.3 industrial, lo que representa un gasto mensual promedio superior a \$7.000.000 CLP.

Con la puesta en marcha del sistema de autogeneración solar On-Grid, se proyecta una reducción de más de 95% del costo energético, además de ingresos adicionales por inyección de excedentes a la red.

1.1.6.1 Impactos técnicos y operacionales

En el ámbito técnico, el proyecto implica la modernización del sistema eléctrico interno de la planta y la incorporación de tecnología de monitoreo energético en tiempo real, lo que contribuye a mejorar la gestión de la energía y la eficiencia operativa.

La integración del sistema fotovoltaico permitirá:

- Reducir la demanda de potencia controlada en horario punta, estabilizando la curva de carga diaria.
- Optimizar la continuidad de suministro eléctrico mediante generación propia.
- Incorporar un sistema de monitoreo remoto que permitirá registrar indicadores de desempeño energético (kWh generados, consumo, eficiencia, factor de rendimiento PR, etc.).
- Elevar el factor de eficiencia energética general del proceso de hornos y secado, el reemplazar energía de red por fuente limpia autogenerada.

Desde el punto de vista operativo, el proyecto no interfiere con la producción industrial, ya que el montaje se realiza sobre techumbre y su mantenimiento preventivo se limita a limpieza de módulos y revisión de inversores, con baja frecuencia de intervención (trimestral o semestral).

En síntesis, el impacto técnico se traduce en una mejora directa en la eficiencia, estabilidad y control energético de la planta, reforzando la infraestructura eléctrica y alineándola con los estándares de gestión energética ISO 50001.

1.1.6.2 Impacto Ambiental

El impacto ambiental del proyecto es altamente positivo.

La sustitución del suministro energético proviene de fuentes convencionales por energía solar permitirá evitar la emisión de aproximadamente 150 toneladas de CO₂ por año, equivalentes a:

- El consumo eléctrico de 60 viviendas chilenas promedio, o
- La absorción anual de más de 7.000 árboles nativos.

Esta reducción de emisiones contribuye al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (OSD 7: Energía asequible y no contaminante; OSD 13: Acción por el clima) y la Estrategia Nacional de Transición Energética impulsada por el Ministerio de Energía.

Además, al tratarse de una fuente renovable, el sistema fotovoltaico no genera residuos, ruido ni emisiones atmosféricas, reduciendo de forma sustancial la huella de carbono asociada a los procesos productivos de Aislapol.

1.1.6.3 Impactos Estratégicos y competitivos

En el plano estratégico, el proyecto consolida a Aislapol como una organización comprometida con la sostenibilidad industrial y la innovación tecnológica, fortaleciendo su reputación corporativa y su posición competitiva en el mercado.

Entre los impactos estratégicos más relevantes destacan:

- Integración del principio de eficiencia energética en la gestión operativa de la planta.
- Fortalecimiento de la Política SHE (Seguridad, Higiene y Medio Ambiente), incorporando la dimensión energética dentro de los pilares de mejora continua.
- Cumplimiento proactivo de normativas ambientales y energéticas, como la Ley de Eficiencia Energética (Ley N° 21.305) y la Ley Net Billing (N° 21.118).
- Diferenciación competitiva, al posicionarse como una empresa manufacturera con autogeneración limpia y trazabilidad energética certificable.
- Posibilidad de replicabilidad del modelo en otras plantas del grupo (Puerto Montt y Austral), facilitando la estandarización corporativa de sistemas ERNC.

En conjunto, estos efectos estratégicos refuerzan la sostenibilidad del negocio, la resiliencia ante alzas tarifarias y la coherencia con las políticas nacionales de descarbonización.

1.1.6.4 Impacto Normativo y Administrativo

El desarrollo de un sistema de autogeneración solar fotovoltaico conectado a red en planta Santiago de Aislapol este sujeto al cumplimiento de un conjunto de disposiciones normativas, administrativas y técnicas establecidas por la legislación chilena en materia de energía, electricidad, construcción y medio ambiente.

La correcta gestión de estos aspectos garantiza la seguridad eléctrica, la trazabilidad regulatoria y la autorización operativa del sistema ante organismos competentes.

El proyecto cumple con todas las normativas vigentes en materia de generación distribuida, específicamente la Ley N° 21.118 de Net Billing y la regulación de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Esto asegura la legalidad de la operación, la valorización de la energía inyectada, y el reconocimiento formal del sistema por parte de la distribuidora.

Adicionalmente, el proyecto puede acceder a incentivos tributarios y beneficios contables asociados a la depreciación acelerada y devolución de IVA, aspectos que fortalecen su atractivo desde el punto de vista financiero y administrativo.

Adaptabilidad para futuras expansiones: La experiencia adquirida con la implementación del sistema permitirá replicar la solución en otras unidades productivas del grupo.

1.2 METODOLOGÍA

1.2.1 Definición de situación sin proyecto

La situación sin proyecto corresponde al escenario operativo actual de Aislapol Planta Santiago, en el cual la empresa no dispone de fuentes propias de autogeneración eléctrica, dependiendo en su totalidad del suministro proveniente de la red pública bajo la tarifa industrial BT 4.3 de la distribuidora Enel Distribución Chile.

El consumo energético anual asociado principalmente a los procesos de horno, secado y conformado de poliestireno expandido (EPS) alcanza los 491.656 kWh/año, de acuerdo con los

registros históricos de consumo eléctrico de la planta. Este nivel de demanda se traduce en un gasto mensual promedio de \$7.000.000 CLP, equivalente a un costo anual cercano a \$84.000.000 CLP, cifra que representa uno de los principales componentes del gasto operacional fijo del área productiva.

En este escenario, la empresa no posee mecanismos de compensación o generación distribuida que permitan reducir el costo energético o aprovechar los beneficios del marco regulatorio vigente (Ley N° 21.118 de Net Billing). La totalidad de la energía consumida proviene del sistema interconectado nacional, por lo que Aislapol se encuentra expuesta a las fluctuaciones tarifarias del mercado eléctrico, así como a eventuales interrupciones del servicio que afectan la continuidad de la producción.

Desde una perspectiva ambiental y estratégica, la condición actual implica una dependencia completa de fuentes de energía no renovable, con una huella de carbono estimada en 150 toneladas de CO₂ por año solo por concepto de consumo eléctrico.

Esta situación resulta inconsistente con las metas de sostenibilidad corporativa y con los compromisos de reducción de emisiones establecidos en la Política SHE (Seguridad, Higiene y Medio Ambiente) de la empresa.

Así mismo, desde el punto de vista económico, la falta de una estrategia de eficiencia energética limita la competitividad industrial y restringe la posibilidad de reinvertir los recursos destinados al pago de energía en mejoras tecnológicas o programas de innovación.

Finalmente, desde el plano técnico la infraestructura eléctrica existente opera de manera convencional, sin sistemas de monitoreo de consumo en tiempo real ni control de eficiencia energética, lo que dificulta la gestión proactiva de la demanda y la planificación energética.

En síntesis, la situación sin proyecto refleja un modelo de operación altamente dependiente, costoso y ambientalmente insostenible, que justifica la evaluación de alternativas de autogeneración fotovoltaica como estrategia de optimización energética, económica y medio ambiental para Aislapol S.A.

1.2.2 Definición de situación con proyecto

La situación con proyecto corresponde al escenario futuro en el que la planta Santiago de Aislapol, implementa un sistema de autogeneración solar fotovoltaico interconectado (ON GRID), con una potencia instalada de 417.24 kWp (corriente continua DC) y una potencia nominal de 300 kW (corriente Alterna AC).

El sistema será instalado sobre las techumbres metálicas del complejo industrial, aprovechando una superficie útil de aproximadamente 2.700 m², orientada hacia el norte y con una inclinación de 20° - 25°, optimizando la captación solar.

Estará compuesto por 684 módulos bifaciales monocristalinos de 610 Wp, de alta eficiencia (> 21%), y tres inversores trifásicos industriales de 100 kW cada uno (marca Fronius o similar), con monitoreo digital integrado y conexión al tablero general de baja tensión de la planta.

La energía generada permitirá cubrir la totalidad del consumo eléctrico anual estimado (491.656 kWh/año), con una producción anual proyectada de 697.419 kWh/año, lo que garantiza autosuficiencia energética superior al 100%.

Los excedentes de generación, equivalentes a aproximadamente 208.253 kWh/año, serán inyectados a la red eléctrica pública bajo el mecanismo de Net Billing (Ley N° 21.118), permitiendo su valorización económica mediante la compensación en la facturación mensual emitida por Enel Distribución Chile.

Desde la perspectiva económica, el proyecto permitirá una reducción significativa de los costos energéticos de la planta, generando ahorros anuales cercanos a \$80.000.000 CLP, equivalentes al 95% del gasto eléctrico actual, además de ingresos adicionales por la valorización de excedentes.

El monto total de inversión asciende a 8408 UF, incluyendo equipos, estructuras, montaje, permisos SEC, pruebas de conexión y certificaciones. Los indicadores financieros obtenidos en la evaluación de prefactibilidad estiman un Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) de 4 años,

una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 21% y un Índice de Rentabilidad (IR) de 1,3, demostrando una alta viabilidad técnico-económica.

Desde el punto de vista ambiental, la sustitución de energía convencional por energía solar permitirá evitar la emisión de aproximadamente 150 toneladas de CO₂ por año, contribuyendo directamente a la reducción de la huella de carbono institucional y al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS 7 y ODS13).

Finalmente, desde la perspectiva estratégica y de sostenibilidad, la ejecución del proyecto permitirá a Aislapol reducir su dependencia de la red eléctrica nacional, aumentar su autonomía energética y consolidar su imagen como una organización innovadora, responsable y alineada con las políticas nacionales de transición energética y descarbonización.

Este modelo de autogeneración, una vez implementado y validado en la planta Santiago, podrá replicarse progresivamente en otras plantas del grupo Aislapol (Puerto Montt y Austral) constituyendo un estándar corporativo en materia de eficiencia energética industrial y sostenibilidad ambiental.

1.2.3 Análisis de separabilidad

El proyecto consiste en la instalación de una planta solar fotovoltaica de generación distribuida con capacidad de 417,24 kWp DC y 300 kW AC, destinada a suplir el consumo energético de la operación de producción horno y secado de Aislapol en su planta Santiago.

Por tratarse de un proyecto de carácter puntual y localizado, se considera no separable y de etapas funcionales independientes del proceso productivo. Es decir, su ejecución debe abordarse en una sola fase, abarcando el diseño, suministro de equipos, instalación, conexión a red y puesta en marcha del sistema completo.

No obstante, para fines administrativos y de planificación interna, se pueden identificar componentes diferenciables dentro del proceso global: estudios preliminares y permisos, ejecución técnica de la instalación, y monitoreo/operación. Sin embargo, estos no son técnicamente separables desde el punto de vista de la inversión, ya que el funcionamiento efectivo del sistema depende de la integración completa y operativa de todos sus elementos.

En caso de replicarse esta solución en otras instalaciones de la empresa o en otras unidades productivas del mismo grupo empresarial, será necesario realizar nuevas evaluaciones de prefactibilidad considerando las particularidades de cada emplazamiento: disponibilidad de superficie útil, niveles de irradiación, consumo eléctrico, condiciones estructurales y normativa local. En tal sentido, la experiencia adquirida en este proyecto podrá ser utilizada como insumo de referencia, pero no reemplaza el análisis técnico y económico individual de futuros proyectos.

1.2.4 Método para medición de beneficios y costos

Para la evaluación económica del proyecto, se utilizará el análisis de flujo de caja descontado, proyectado en un horizonte de 10 años, considerando los ingresos y egresos anuales asociados a la operación del sistema fotovoltaico.

La metodología busca determinar la rentabilidad y viabilidad del proyecto mediante indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) e índice de Rentabilidad (IR).

Ingresos

Los ingresos se estimarán en función de dos componentes principales:

- **Ahorro directo en costos de energía:** corresponde al monto que la empresa dejará de pagar por concepto de consumo eléctrico al generar energía mediante el sistema fotovoltaico. Se calculará con base en la tarifa vigente BT4.3, aplicando las proyecciones de generación anual.
- **Valorización de excedentes inyectados a la red:** durante los meses en que la generación supere el consumo, los excedentes serán valorizados según el mecanismo de Net Billing, a una tasa aproximada del 90,5% del valor de compra de energía, conforme a lo indicado por la empresa Enel Distribución.

Egresos

Los egresos asociados al proyecto se descomponen en:

- Inversión inicial: incluye el suministro e instalación de 684 paneles solares, 3 inversores Fronius, estructuras de montaje, cableado, protecciones, tableros, memorias de cálculo, estudios de conexión y otros elementos técnicos.
- Costos de operación y mantenimiento (O&M): Incluye la limpieza periódica de paneles, monitoreo del sistema, eventuales reemplazos de componentes y mano de obra especializada. Estos costos serán considerados anualmente según estándares del mercado.
- Costos administrativos y de permisos: Corresponde a gastos por obtención de permisos SEC, tramitaciones con la empresa distribuidora, documentación legal, y eventuales adecuaciones normativas.
- Reinversiones : Se considerarán provisiones por renovación de equipos en caso de desgaste o falla fuera de garantías, así como la depreciación contable del activo.

Esta metodología permitirá obtener un análisis financiero completo del proyecto, evaluar distintos escenarios de sensibilidad (como variación de tarifas eléctricas, erradicación o vida útil de componentes), y facilitar la toma de decisiones de inversión con criterios objetivos y cuantificables.

1.2.5 Indicadores

Para determinar la rentabilidad del proyecto de implementación de un sistema solar fotovoltaico, se utilizarán los siguientes indicadores financieros, aplicados sobre flujos netos generados a lo largo del horizonte de evaluación definido (10 años):

Valor actual Neto (VAN):

El VAN representa el valor actualizado de los beneficios netos generados por el proyecto, descontados a una tasa determinada que refleja el costo de oportunidad del capital. Un VAN positivo indica que el proyecto genera valor económico por sobre su costo de inversión, siendo un criterio fundamental para su aprobación.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{Bt - Ct}{(1 + r)^t}$$

Fuente: Libro de Finanzas.com

Ecuación 1.1: Valor Actual Neto (VAN)

Tasa Interna de Retorno (TIR):

La TIR es la tasa de descuento que iguala el valor actual de los ingresos futuros al valor de la inversión inicial, es decir, cuando el VAN es igual a cero.

Este indicador expresa la rentabilidad esperada del proyecto en términos porcentuales. Si la TIR es mayor que la tasa de descuento utilizada, el proyecto es considerado rentable.

Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)

El PRI indica el número de años necesarios para recuperar la inversión inicial a partir de los beneficios netos generados por el proyecto. Es un escritorio útil para medir el riesgo y el tiempo de retorno del capital invertido. Se busca que el PRI esté dentro del horizonte de evaluación del proyecto y, preferiblemente, en sus primeros años.

Índice de Rentabilidad (IR)

El IR es el cociente entre el valor presente de los beneficios futuros y le valor de la inversión inicial. Este indicador muestra la rentabilidad relativa del proyecto. Un IR mayor a 1 indica que por cada peso invertido se obtiene más de un peso de retorno en valor actual.

$$IR = \frac{VAN + Inversión Inicial}{Inversión Inicial}$$

Estos indicadores serán calculados considerando distintas tasas de descuento, escenarios de sensibilidad energética (variaciones en precios de la electricidad y niveles de generación solar), y eventuales ajustes inflacionarios.

1.2.6 Criterios de evaluación

La decisión de ejecución del proyecto está fundamentada por criterios de evaluación financiera basados en los indicadores previamente definidos. Estos criterios permiten tomar decisiones objetivas respecto a la convivencia y viabilidad del proyecto, bajo distintos escenarios de análisis. A continuación, se detallan los parámetros y condiciones de aceptación:

Valor Actual Neto (VAN):

Se aceptará el proyecto si el VAN calculado es mayor a cero, lo que implica que los beneficios descontados superan los costos durante todo el horizonte de evaluación. Este criterio es el más relevante desde una perspectiva económica, ya que mide el valor creado por el proyecto en términos absolutos.

Tasa Interna de Retorno (TIR):

El proyecto será considerado viable si la TIR calculada es mayor o igual a la tasa de descuento establecida para la evaluación. En este estudio, se consideran los siguientes apartados para la utilización de una TIR objetiva:

- El sistema fotovoltaico está bien dimensionado
- Se cuenta con ahorro inmediato por sustitución de energía
- La inversión es de bajo riesgo y con normativa estable (Net Billing)
- No hay complejidad tecnológica ni múltiples actores.

La Tasa de descuento objetiva razonada para la evaluación del proyecto es de un 9%.

Periodo de Recuperación de la inversión (PRI):

El proyecto será más atractivo cuanto menor sea el PRI, ya que implica un menor tiempo para recuperar el capital invertido. Si el PRI se encuentra dentro de los primeros años del horizonte de evaluación (menor o igual a 10 años del horizonte de evaluación), se considerará como una señal positiva de bajo riesgo y buena liquidez del proyecto.

Índice de rentabilidad (IR)

El proyecto será evaluado favorablemente si el IR es superior a 1,0, lo que indica que por cada peso invertido se genera un retorno superior al capital inicial en términos de valor presente. Este índice es especialmente útil para comparar alternativas de inversión en escenarios de restricción presupuestaria.

Análisis de sensibilidad

Como complemento a los indicadores base, se realizará un análisis de sensibilidad frente a las variables más influyentes del modelo, tales como:

- Variación del precio de la energía eléctrica.
- Reducción en la generación proyectada por condiciones climáticas adversas.
- Realización de mantenimientos preventivos y correctivos.
- El objetivo es identificar el grado de vulnerabilidad del proyecto y evaluar su comportamiento bajo distintos escenarios económicos, para garantizar una toma de decisiones informada y robusta.

1.2.7 Estructura de evaluación del proyecto

Para garantizar una evaluación integral y ordenada del proyecto bajo el modelo Net Billing, se ha definido una estructura metodológica compuesta por los siguientes cuatro ejes de análisis:

Análisis de Prefactibilidad de Mercado

Este apartado tiene como propósito determinar la pertinencia de la inversión desde el punto de vista estratégico y operacional, analizando:

- El perfil energético de la empresa y su nivel de la inversión eléctrico histórico.
- El comportamiento tarifario vigente en la zona de operación (Tarifa BT4.3).
- La proyección de ahorro energético a partir de la autogeneración y valorización de excedentes.
- El contexto normativo y regulatorio que permite la operación del sistema en modalidad Net Billing.

Análisis de Prefactibilidad Técnica

Se desarrolla un análisis detallado del diseño y ejecución del sistema fotovoltaico, incluyendo:

- La capacidad instalada (417,24 kWp DC y 300 kW AC).
- La selección y especificación de componentes (paneles, inversores, estructuras, cableado).
- El layout de la planta y su integración con el sistema eléctrico existente.
- Requerimientos técnicos para conexión a red, normativas eléctricas aplicables y condiciones del sitio.
- Evaluación de pérdidas energéticas y eficiencia del sistema.

Análisis de Prefactibilidad Administrativa, Legal, societaria y Tributaria

Este apartado evaluará la viabilidad del proyecto desde una perspectiva de cumplimiento normativo y sostenibilidad institucional. Se incluirán:

- Permisos y tramitaciones exigidas por la Superintendencia de Electricidad y combustibles (SEC) y la empresa distribuidora.
- Aspectos contractuales vinculados a la ley N°21.118 (Net Billing).
- Evaluación de beneficios tributarios o incentivos vigentes para proyectos de energías renovables.
- Consideraciones societarias en caso de financiamiento conjunto o alianzas estratégicas.

Evaluación económica

Este análisis consolidará los antecedentes anteriores y calculará la rentabilidad del proyecto, considerando:

- Costos de inversión, operación y mantenimiento.
- Beneficios económicos derivados del ahorro y la valorización de excedentes.
- Indicadores financieros como VAN, TIR, PRI e IR.
- Análisis de sensibilidad frente a principales variables críticas del proyecto.

Esta estructura permitirá abordar el proyecto de manera integral, facilitando la toma de decisiones desde una perspectiva técnica, económica, normativa y estratégica.

CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD DEL MERCADO

2. ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD DEL MERCADO

Este capítulo analiza el contexto energético y las condiciones de mercado que justifican la implementación del sistema fotovoltaico, evaluando la demanda energética actual y futura, las alternativas disponibles y la viabilidad de la solución propuesta.

2.1 Definición del producto

El presente proyecto propone la implementación de un sistema de generación fotovoltaica conectado a la red (ON-GRID), de mediana escala, orientado a abastecer parcialmente la demanda energética de la empresa Aislapol S.A, emplazada en la comuna de Quinta Normal, Región Metropolitana. Esta iniciativa se enmarca en el contexto de transición energética nacional y responde a la necesidad de reducir los costos operacionales derivados del consumo eléctrico del proceso de horno y secado, mediante la integración de fuentes renovables no convencionales (ERNC) en el proceso productivo Industrial.

El sistema propuesto contempla la instalación de 684 módulos fotovoltaicos bifaciales de alta eficiencia, marca Longi Solar, cuya eficiencia nominal alcanza el 22,6%, con un adicional estimado de hasta un 5% derivado del aprovechamiento del recurso por su bifacialidad. Estos paneles estarán conectados a inversores trifásicos Fronius Tauro, que presentan una eficiencia de conversión del 98,5%, lo cual contribuye significativamente a maximizar la producción energética. En conjunto, el sistema entregará una potencia nominal de 417,24 kWp en corriente continua (DC) y 300 kW en corriente alterna (AC), permitiendo la operación bajo el marco regulatorio de la Ley 21.118, que regula el mecanismo de Net Billing en Chile.

Entre las principales características técnicas y operativas que respaldan la confiabilidad del sistema, se destacan las siguientes:

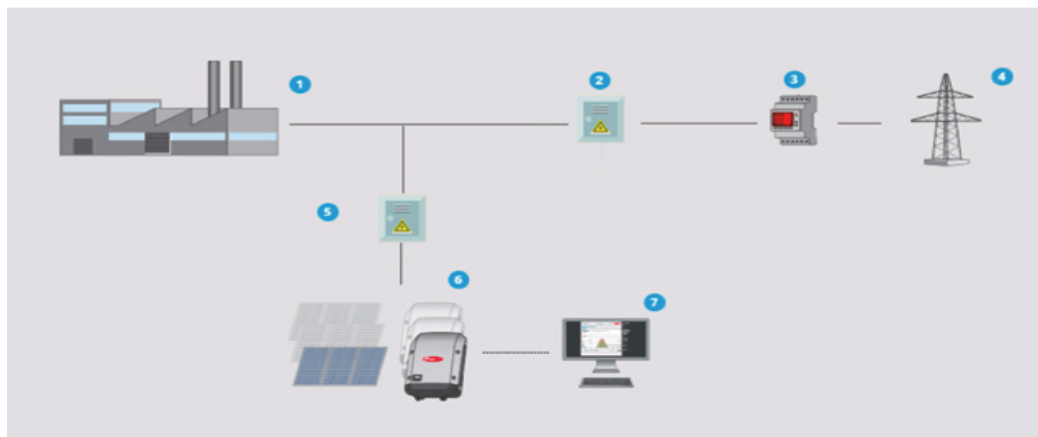
- Alta eficiencia energética por metro cuadrado instalado, lo que optimiza la relación entre superficie ocupada y energía generada.
- Vida útil estimada superior a 25 años, respaldada por garantías de fábrica tanto en producto como en rendimiento.

- Incorporación de monitoreo remoto y planes de mantenimiento preventivo, lo que reduce significativamente la probabilidad de fallas críticas y permite una gestión proactiva del sistema.
- Modularidad del sistema, que permite escalabilidad futura en función del crecimiento productivo de la empresa.

Desde el punto de vista de la factibilidad técnica, el emplazamiento propuesto dispone de condiciones favorables, tales como disponibilidad de superficie física apta para la instalación (terrenos planos y sin sombreado estructural relevante), y un nivel de irradiación solar superior al promedio nacional, lo cual incrementa la densidad energética generada anualmente. Estos factores permiten anticipar un alto rendimiento energético con bajos niveles de pérdidas técnicas.

Por tanto, la definición del producto no solo contempla un conjunto de componentes físicos con atributos tecnológicos avanzados, sino también una solución energética integral, alineada con los objetivos de sostenibilidad, eficiencia y reducción de costos de operación Industrial.

Diagrama de Funcionamiento de una Planta Fotovoltaica, ver Figura 2-1.



Fuente: Elaboración propia

Figura 2.1: Diagrama de funcionamiento de componentes

Leyenda

1. Consumo empresa
2. Tablero General
3. Medidor bidireccional
4. Red
5. Tablero Fotovoltaico
6. Sistema Fotovoltaico
7. Monitoreo

2.2 Análisis de demanda actual y futura

La evaluación de la demanda energética de la planta Santiago de Aislapol S.A., constituye un elemento fundamental en la etapa de prefactibilidad, dado que permite dimensionar la magnitud del sistema de generación requerido y proyectar su comportamiento a lo largo del horizonte de evaluación. Esta sección analiza tanto la situación actual como la proyección futura del consumo energético de la empresa, en función de su actividad Industrial y estacional y sus planes de expansión productiva.

Demanda actual

La planta Santiago, dedicada a la expansión, moldeo, secado y corte de poliestireno expandido (EPS), presenta un consumo energético concentrado principalmente en los equipos de horno y secado, compresores de aire, motores de pre-expansión y sistemas de control térmico.

Según los registros de consumo eléctrico suministrados por Enel Distribución Chile, la planta mantiene un consumo promedio mensual del orden de 40.970 kWh, alcanzando un total anual de 491.656 kWh.

Este patrón de consumo evidencia una distribución relativamente constante a lo largo del año, con incrementos notables en los meses de septiembre a marzo (Ciclo de construcción más estacionalidad de la Industria del EPS), coincidentes con los periodos de mayor demanda de producción industrial y pedidos estacionales del sector de la construcción.

Durante los meses de invierno (junio a agosto), la demanda disminuye en promedio 6,8% debido a la menor carga térmica en los procesos de secado.

Tabla 2.1: Consumo eléctrico actual de la Planta Aislapol Santiago

Mes	Consumo (kWh)	% de total anual	Observación
Enero	48.000	9,8%	Alta producción estival
Febrero	45.000	9,2%	Producción estable
Marzo	44.000	9,0%	Fin de temporada alta
Abril	42.000	8,5%	Producción media
Mayo	38.000	7,7%	Inicio baja temporada
Junio	34.000	6,9%	Menor carga térmica
Julio	32.000	6,5%	Mínimo estacional
Agosto	35.000	7,1%	Recuperación demanda
Septiembre	42.000	8,5%	Inicio alta temporada
Octubre	44.000	9,0%	Demanda sostenida
Noviembre	45.000	9,2%	Alta carga de hornos
Diciembre	42.656	8,8%	Demanda estable

Fuente: Elaboración propia

Proyección de demanda futura

Considerando las tendencias de crecimiento industrial de Aislapol S.A. y las proyecciones de incremento de producción asociadas al plan estratégico de 10 años 2025-2035, se estima un aumento progresivo del consumo eléctrico derivado de la expansión de líneas de producción, modernización de equipos y aumento de la capacidad operativa en turnos adicionales.

Se plantea una tasa anual de crecimiento compuesto promedio de 2,5% en la demanda eléctrica durante los próximos 10 años, asociada principalmente a:

- Incremento histórico (plan de producción) de la producción en las áreas de horno y secado.
- Incorporación de nuevos sistemas automatizados de Pre-expansión y corte.
- Mayor consumo por ventilación forzada y climatización industrial.
- Expansión de la capacidad logística interna (carga y almacenamiento).

Tabla 2.2: Consumo eléctrico proyectado de la Planta Aislapol Santiago

Año	Demanda proyectada (kWh/año)	Evaluación anual (%)	Observación
2025	491.656	-	Línea base (situación actual)
2026	504.947	+2,7%	Inicio de expansión productiva
2027	517.570	+2,5%	Normalización del consumo
2028	530.509	+2,5%	Incremento sostenido
2029	543.772	+2,5%	Mayor carga térmica anual
2030	557.336	+2,5%	Aumento por equipos auxiliares
2031	571.300	+2,5%	Incremento lineal
2032	585.583	+2,5%	Producción extendida
2033	600.222	+2,5%	Proyección conservadora
2034	615.228	+2,5%	Mantenimiento de crecimiento
2035	630.609	+2,5%	Horizonte de evaluación del proyecto

Fuente: Elaboración propia

Capacidad de generación del sistema propuesto

El sistema fotovoltaico diseñado para la planta Santiago de Aislapol S.A., presenta una capacidad anual de generación energética estimada en 697.419 kWh, lo cual permite satisfacer en su totalidad la demanda proyectada a corto plazo. Además, se estima una generación de excedentes por 208.252 kWh anuales, los cuales serán inyectados a la red eléctrica bajo el régimen de Net Billing, permitiendo a la empresa obtener ingresos adicionales o compensaciones económicas en su factura eléctrica.

Este excedente energético es especialmente relevante, ya que garantiza un margen operativo equivalente al 42,3% de la demanda energética frente a variaciones estacionales no previstas o ampliaciones futuras de la capacidad instalada, otorgando flexibilidad y resiliencia al sistema.

La evaluación comparada entre la demanda proyectada y la capacidad de generación del sistema propuesto confirma la suficiencia técnica del diseño, permitiendo no solo abastecer los requerimientos actuales y futuros, sino también generar beneficios económicos a través de la inyección de excedentes. Este análisis respalda la viabilidad del proyecto desde la perspectiva energética y contribuye de manera significativa a la sostenibilidad operativa de la empresa en el mediano y largo plazo.

2.3 Variables que afectan a la demanda

La demanda energética de la empresa no depende exclusivamente de su escala productiva, sino que está sujeta a un conjunto de variables técnicas, económicas, regulatorias y climáticas que inciden en su comportamiento y evolución en el tiempo. En este apartado se analizan las principales variables que afectan el consumo eléctrico de Aislapol S.A., y que deben considerarse para la evaluación de la prefactibilidad del proyecto fotovoltaico.

a) Precio de la electricidad y estructura tarifaria

Uno de los factores más determinantes en la evolución de la demanda eléctrica es el costo unitario del suministro. La empresa actualmente opera bajo el régimen tarifario BT4.3, correspondiente a clientes en media tensión con demanda trifásica, lo cual implica una estructura tarifaria compuesta por distintos componentes: generación (70%), transmisión (10%) y distribución (20%). Estos componentes se reajustan periódicamente: los dos primeros de forma semestral y el último cada cuatro años, generando una variabilidad relevante en los costos operacionales.

b) Acceso al financiamiento y costo de inversión inicial

La viabilidad del proyecto fotovoltaico está estrechamente ligada a la posibilidad de acceder a mecanismos de financiamiento accesibles y flexibles. A pesar de que la inversión inicial supera los \$280 millones (más IVA), existen alternativas como leasing operativo, créditos verdes y programas de fomento a la eficiencia energética que permiten reducir la barrera de entrada financiera. El acceso a este tipo de instrumentos no solo facilita la implementación del sistema, sino que mejora su atractivo económico, considerando que los indicadores de rentabilidad —una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 21% y un periodo de recuperación inferior a 5 años— justifican ampliamente la inversión desde un enfoque financiero.

c) Conciencia ambiental y exigencias normativas

En un contexto de creciente preocupación por la sostenibilidad, tanto los consumidores como los entes reguladores valoran positivamente la adopción de tecnologías limpias. La incorporación de energía solar no solo permite reducir la huella de carbono de la empresa, sino

que también contribuye al cumplimiento de futuras exigencias normativas asociadas a la mitigación del cambio climático, tales como los reportes de sostenibilidad, certificaciones ambientales y normativas de descarbonización del sector Industrial manufacturero. En este sentido, la generación fotovoltaica se transforma en un activo estratégico dentro de la política energética corporativa.

d) Estacionalidad y flexibilidad operativa

El carácter estacional de la actividad manufacturera implica una demanda energética variable a lo largo del año. Esta variabilidad exige soluciones energéticas que puedan ajustarse a distintos niveles de consumo sin generar sobrecostos. En este aspecto, los sistemas fotovoltaicos presentan ventajas competitivas al permitir el autoconsumo directo en los meses de mayor demanda y la inyección de excedentes durante los periodos de menor utilización, bajo el régimen de Net Billing. Esta capacidad de adaptación operativa es clave para mantener la eficiencia económica del sistema.

e) Confiabilidad tecnológica y servicios de mantenimiento

La percepción de riesgo por parte del inversionista o del usuario final también afecta la demanda potencial de sistemas fotovoltaicos. La confiabilidad de los equipos instalados, las garantías ofrecidas por los fabricantes y la disponibilidad de servicios de operación y mantenimiento (O&M) son variables críticas que inciden en la decisión de adopción tecnológica. En el caso de este proyecto, los equipos seleccionados (paneles bifaciales Longi y inversores Fronius) cuentan con eficiencia superior al 22% y al 98% respectivamente, junto con garantías de rendimiento superiores a los 25 años. Asimismo, se considera un plan de mantenimiento preventivo y monitoreo remoto que asegura la continuidad operacional del sistema.

2.4 Análisis de la Oferta Actual y Futura: Opciones para la Reducción de Costos Energéticos y Justificación de la Solución Fotovoltaica

La necesidad de reducir los costos operacionales en el sector Industrial ha llevado a explorar diversas alternativas energéticas que permitan disminuir la dependencia de la red eléctrica tradicional. En el caso específico de la empresa Aislapol S.A., ubicada en la comuna de

Quinta Normal, el gasto energético anual supera los \$84 millones de pesos, situación que compromete su competitividad y rentabilidad operativa. A continuación, se analizan distintas opciones disponibles para disminuir los costos energéticos, considerando criterios técnicos, económicos, normativos y de viabilidad para el contexto manufacturero.

2.4.1 Opciones disponibles para reducción de costos energéticos

Estudio tarifario y cambio de tarifa dentro del régimen regulado

- Una de las primeras acciones evaluables para reducir costos energéticos es la revisión de la tarifa actual (BT4.3) mediante un estudio tarifario detallado. Esto implica analizar si el patrón de consumo de Aislapol es compatible con otras tarifas reguladas que ofrezcan menores costos unitarios por kWh. Sin embargo, en la mayoría de los casos, el régimen tarifario BT4.3 es el único disponible para empresas manufactureras de esta envergadura debido a sus características de consumo trifásico, carga conectada y potencia contratada.

Cambio de cliente regulado a cliente libre

- El paso desde cliente regulado a cliente libre permite negociar directamente con generadoras o comercializadoras de energía. Esto, en principio, otorga la posibilidad de acceder a precios más competitivos por kWh y condiciones contractuales personalizadas. No obstante, esta opción presenta múltiples riesgos para la empresa:
- Compromisos contractuales de largo plazo: Los contratos suelen requerir compromisos entre 5 a 10 años, lo que limita la flexibilidad del cliente para migrar a otras soluciones.
- Cláusulas de Take or Pay: El cliente debe pagar por una energía mínima comprometida, aunque no la consuma, lo cual es riesgoso considerando la estacionalidad del consumo.
- Penalidades por término anticipado: Existen cláusulas que establecen multas si el cliente desea salirse anticipadamente del contrato por cambio de operación, reducción de consumo o implementación de generación propia.
- Vulnerabilidad ante condiciones de mercado: A pesar de la negociación inicial, los contratos pueden incluir reajustes semestrales por condiciones macroeconómicas, como tipo de cambio, inflación o precio internacional del petróleo.

2.4.2 Otras fuentes de generación distribuida

Existen también otras fuentes de generación distribuida para autoconsumo energético:

Biogás: Requiere una fuente constante de residuos orgánicos, como guano, purines o restos de cosecha. Aislapol no cuenta regularmente con estos insumos.

Pequeñas hidroeléctricas: Su implementación depende de la existencia de un caudal regular y una topografía apropiada, condiciones que no se presentan en el predio evaluado.

Energía eólica: Si bien podría complementar la generación solar, su implementación a escala menor (distribuida) en la zona central presenta baja eficiencia debido a la insuficiencia eólica distribuida en la RM.

2.4.3 Justificación técnica y económica de la opción fotovoltaica

A partir del análisis anterior, se concluye que la implementación de un sistema de generación fotovoltaico representa la alternativa más viable para reducir costos operacionales de manera sostenible. La solución propuesta considera un sistema ON-GRID bajo el marco normativo de la Ley 21.118 (Net Billing), que permite el autoconsumo y la inyección de excedentes energéticos a la red.

Resumen Técnico-Económico de la Alternativa Fotovoltaica

Tabla 2.3: Resumen Técnico- Económico de la alternativa fotovoltaica

Criterio de Evaluación	Evaluación Solución Fotovoltaica
Costo de Inversión	8408 UF (\$333.200.000 CLP)
Vida Útil Esperada	>30 años
Payback	4 años
TIR	21%
Ahorro Anual Proyectado	>\$84 millones CLP
Excedentes Inyectables	208.252 kWh/año (Net Billing)
Dependencia Externa	Mínima (Alta autonomía energética)
Riesgo Contractual	Bajo (Sin Cláusula Take or Pay)

Fuente: Elaboración propia

La solución fotovoltaica se adapta perfectamente a las condiciones geográficas y operacionales de la planta Santiago de Aislapol S.A:

Desde el punto de vista técnico, el sistema aprovecha la alta irradiación solar en la Región Metropolitana, estimando una generación anual de 697.419 kWh. Esta producción permite cubrir completamente la demanda futura de la empresa, con posibilidad de inyectar el excedente a la red pública, generando ingresos adicionales.

Además, el sistema no requiere consumo de combustibles fósiles, no depende de variables externas como el precio del petróleo o tipo de cambio, y es escalable según las necesidades futuras de la empresa.

Desde el punto de vista estratégico, la solución mejora la resiliencia energética, disminuye la exposición a riesgos tarifarios futuros y posiciona a la empresa en un marco de sostenibilidad ambiental, cumpliendo estándares crecientes de exigencias regulatorias.

Finalmente, la generación fotovoltaica representa una inversión estratégica de largo plazo que mejora la competitividad, permite reducir la huella de carbono y otorga independencia energética progresiva sin los riesgos contractuales y técnicos asociados a otras opciones. Esta

evaluación objetiva y comparativa justifica plenamente que la alternativa seleccionada sea la instalación de una planta solar para autoconsumo con inyección de excedentes a la red eléctrica.

2.5 Comportamiento del mercado

El mercado eléctrico chileno ha experimentado profundas transformaciones durante la última década, impulsadas por objetivos estratégicos nacionales orientados a diversificar la matriz energética, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y aumentar la participación de fuentes renovables no convencionales. En este contexto, la energía solar fotovoltaica ha emergido como uno de los pilares de la transición energética en Chile, posicionando al país como líder latinoamericano en desarrollo e implementación de tecnologías limpias.

Las condiciones geográficas privilegiadas, como la elevada radiación solar en gran parte del territorio, especialmente en zonas centro sur del país junto a un marco regulatorio favorable (Ley 20.698 y Ley 21.118), han favorecido la proliferación de proyectos solares tanto a gran escala como de generación distribuida. Sin embargo, este crecimiento acelerado también plantea desafíos técnicos, económicos y sociales que deben ser considerados para asegurar una expansión equilibrada y sostenible del sector.

Desde una perspectiva estructural, la interconexión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), resultado de la fusión entre los antiguos sistemas SIC y SING, ha mejorado la confiabilidad y estabilidad del suministro eléctrico. No obstante, persisten cuellos de botella en la capacidad de transmisión, especialmente en zonas de alta generación, que pueden limitar la incorporación eficiente de nuevos proyectos.

A continuación, se presenta un análisis FODA del mercado energético chileno enfocado en la energía solar fotovoltaica y su proyección como alternativa estratégica para el sector manufacturero.

Fortalezas

- Disponibilidad de terrenos propios aptos para la instalación, sin interferencias ni costos adicionales.
- Consumo energético elevado y concentrado, lo que permite justificar técnicamente la inversión en generación propia.
- Capacidad técnica y administrativa interna para gestionar el proyecto y su operación (experiencia en manufactura e infraestructura eléctrica existente).
- Alineación con los objetivos de sostenibilidad y mejora de imagen corporativa.
- Reducción inmediata de costos operacionales al generar energía propia.
- Infraestructura eléctrica existente compatible con la instalación del sistema fotovoltaico.
- Acceso al sistema de monitoreo remoto y mantenimiento preventivo ya planificado.

Oportunidades

- Alta radiación solar en la Región Metropolitana, superior al promedio nacional, que permite maximizar la generación de energía.
- Marco regulatorio favorable (Ley 21.118 de Net Billing y Ley de Energías Renovables) que permite inyectar excedentes a la red.
- Tendencia nacional y global hacia la transición energética y la descarbonización.
- Acceso a financiamiento verde, subsidios estatales y beneficios tributarios (ej.: devolución de IVA, depreciación acelerada).
- Aumento proyectado en las tarifas eléctricas, lo que mejora la rentabilidad del sistema fotovoltaico.
- Conciencia ambiental creciente en los mercados nacionales e internacionales, que valora la sostenibilidad en las empresas Industriales manufactureras.
- Avances tecnológicos constantes en almacenamiento (baterías) que podrían complementar la solución en el futuro.

Debilidades

- Alta estacionalidad del consumo energético, con picos en verano y muy bajos consumos en invierno.
- Dependencia de servicios externos especializados para mantenimiento eléctrico y gestión técnica avanzada.
- Inversión inicial elevada que requiere financiamiento o asignación significativa de recursos propios.
- Limitada experiencia previa en gestión de activos energéticos dentro de la empresa (primera incursión en energía renovable).
- Dependencia del correcto funcionamiento de los sistemas de monitoreo y de la estabilidad de la red pública para el esquema ON-GRID.

Amenazas

- Cambios futuros en las políticas públicas, tarifas o normativas que puedan afectar los beneficios del Net Billing o aumentar las exigencias regulatorias.
- Problemas en la red de transmisión o distribución que afecten la capacidad de inyectar energía excedente.
- Eventos climáticos extremos (sequías, polvo en suspensión, tormentas) que puedan reducir la generación o dañar la infraestructura.
- Aumento en los costos de importación de equipos solares debido a factores externos (inflación, tipo de cambio, restricciones logísticas).
- Competencia de tecnologías emergentes que puedan hacer obsoleta la solución en el mediano plazo (ej. baterías comunitarias o modelos de energía compartida).
- Oposición social o comunitaria en algunos territorios frente a proyectos energéticos, aunque el riesgo es bajo en este caso.

En este marco, la energía solar fotovoltaica representa una oportunidad estratégica para sectores como la manufactura, que requieren soluciones energéticas autónomas, escalables y

ambientalmente sostenibles. Su capacidad de integración con modelos de autoconsumo e inyección de excedentes —bajo esquemas como Net Billing— permite no solo reducir los costos operacionales, sino también generar ingresos adicionales, mejorar la trazabilidad energética y proyectar una imagen corporativa alineada con los objetivos globales de sostenibilidad.

Además, el contexto regulatorio chileno favorece la adopción de estas tecnologías mediante marcos normativos claros, mecanismos de compensación económica y la posibilidad de deducciones tributarias por inversión en activos energéticos. En consecuencia, la implementación de un sistema fotovoltaico no sólo responde a una lógica de eficiencia económica, sino que también se alinea con los lineamientos estratégicos del país hacia una matriz energética diversificada y descentralizada.

Por tanto, el comportamiento del mercado eléctrico chileno no solo valida la pertinencia de proyectos solares en el ámbito industrial, sino que refuerza su carácter prioritario como herramienta de desarrollo económico, autonomía operativa y adaptación al cambio climático.

2.6 Determinación de niveles de precio y proyecciones

El análisis de los niveles de precio y su proyección futura es un componente fundamental en la evaluación de viabilidad económica de proyectos energéticos. En el caso chileno, la evolución del precio de la electricidad está sujeta a una serie de factores estructurales, regulatorios y macroeconómicos que afectan directamente al costo unitario por kWh, especialmente en sectores como la manufactura, cuya demanda energética es estacional y de alto consumo en periodos específicos.

En este contexto, se presenta un análisis de la evolución esperada del precio de la energía durante los próximos diez años, tomando como base la estructura tarifaria vigente (tarifa BT4.3) y los efectos proyectados del descongelamiento tarifario estipulado en la Ley 21.472, cuyo horizonte se extiende hasta el año 2035.

Evolución porcentual del precio de la energía (2026–2035):

La proyección indica un incremento progresivo del precio de la energía con variaciones interanuales marcadas, alcanzando un crecimiento estimado del 11,2% en el año 2026. Este comportamiento responde al reajuste de los componentes tarifarios, en particular:

- Generación (70% de la tarifa): Reajustado semestralmente, influenciado por costos de combustibles y tipo de cambio.
- Transmisión (10%): Reajuste semestral según inversiones y costos operacionales del sistema troncal.
- Distribución (20%): Reajuste cuatrienal, afectado por índices IPC y estructuras regionales.

En el siguiente gráfico, podemos observar que en el año 4 el precio baja considerablemente, pero aun así es un valor más alto que en el año 1, lo mismo ocurre en el año 10, ambas diferencias se consideran marginales considerando dicha diferencia con el año 1. Todo esto tiene relación directa con el congelamiento de las tarifas eléctricas

Evolución del precio de la energía en los primeros 10 años (2026–2035):



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 2.1: Evolución del precio de la energía (%)

Los datos evidencian que, pese a eventuales caídas puntuales (como en el año 4), la tendencia general es al alza, con un precio final en 2035 significativamente mayor al registrado en 2026. Esto refuerza la conveniencia de adoptar soluciones energéticas que permitan amortiguar estos aumentos a largo plazo.

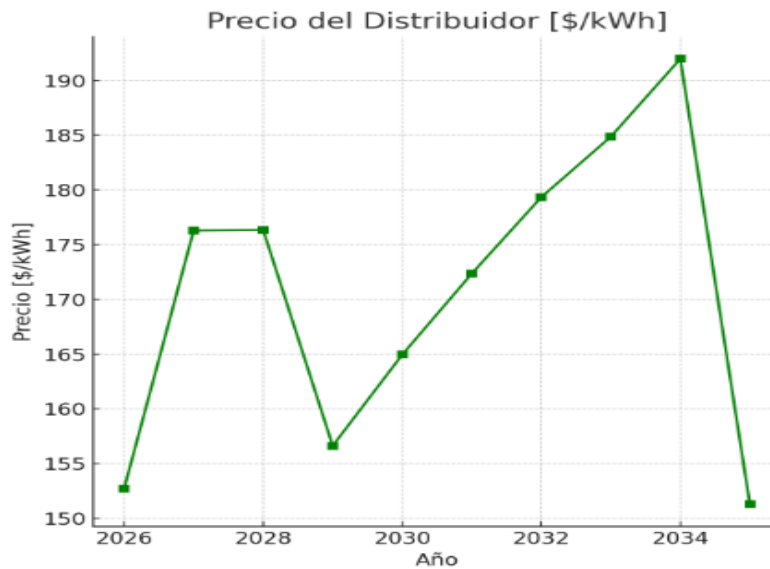
Precio del distribuidor (\$/kWh):

La simulación arroja un crecimiento sostenido en el precio del distribuidor, desde aproximadamente \$152/kWh en 2026 hasta \$184/kWh en 2035. Esta evolución proyectada, aunque moderada, representa un aumento acumulado superior al 20%, lo cual puede tener un impacto significativo en el costo operativo anual de la empresa, considerando que su consumo estimado futuro supera los 639.000 kWh anuales.

Implicancias para la evaluación del proyecto:

- **Mayor ahorro acumulado:** Cuanto mayor sea el precio de la energía en el futuro, mayor será el ahorro relativo generado por el sistema fotovoltaico.
- **Mayor valor presente neto (VPN):** El incremento del precio de la energía incrementa los flujos de caja positivos del proyecto, mejorando los indicadores económicos.
- **Mitigación del riesgo tarifario:** Un sistema de generación propia estabiliza los costos energéticos frente a volatilidades del mercado regulado.
- **Alineación estratégica:** En un escenario de aumento tarifario, las empresas que anticipen inversiones en generación distribuida adquirirán una ventaja competitiva estructural.

En consecuencia, la evolución proyectada del precio de la energía en Chile valida, desde una perspectiva económica y estratégica, la decisión de implementar un sistema fotovoltaico como herramienta de control de costos, gestión de riesgo y posicionamiento sustentable a largo plazo.



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 2.2: Precio del distribuidor (\$/kWh)

2.7 Análisis de localización

El análisis de localización constituye un elemento clave para determinar la viabilidad técnica y operativa del proyecto, considerando tanto variables geográficas como logísticas y regulatorias. Esta sección se estructura en dos niveles de análisis: macro localización y micro localización.

Macro localización: Región Metropolitana

La selección de Aislapol, en la comuna de Quinta Normal como emplazamiento del proyecto responde a una convergencia de condiciones geográficas, energéticas y productivas favorables para la implementación de sistemas fotovoltaicos.

- **Radiación solar:** Esta región presenta un alto índice de irradiación solar promedio anual, con valores superiores a los 1.700 kWh/m² por año, lo que favorece una generación constante y eficiente de energía solar durante todas las estaciones.
- **Infraestructura eléctrica disponible:** La región cuenta con un sistema de distribución eléctrica robusta, lo cual facilita la conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en

modalidad ON-GRID. Esto permite la inyección de excedentes bajo el marco regulatorio de la Ley 21.118.

- **Actividad Industrial:** La fuerte presencia del sector Industrial en esta región ofrece un contexto propicio para la integración de soluciones energéticas limpias orientadas a disminuir los costos operativos y mejorar la competitividad del sector.
- **Accesibilidad logística:** La región dispone de rutas de conectividad primaria y secundaria que facilitan el transporte de módulos fotovoltaicos, inversores y demás componentes, así como el desplazamiento de personal técnico durante la construcción y mantenimiento del sistema.

Estas condiciones justifican, desde una perspectiva técnico-estratégica, el emplazamiento regional seleccionado para el proyecto fotovoltaico.



Fuente: Google Maps, Satélite

Figura 2.2: Imagen satelital de la región metropolitana, Chile

Micro localización: Predio Industrial – Comuna de Quinta Normal

La elección del predio específico de Aislapol S, A., situado en la comuna de Quinta Normal, obedece a un conjunto de atributos físicos, técnicos y operacionales que favorecen directamente la instalación y operación de un sistema fotovoltaico de mediana escala:

- **Disponibilidad de superficie útil:** El predio cuenta con techos planos inmediatos y con exposición directa al sol, lo que permite el montaje de estructuras fotovoltaicas sin interferencias por sombras u obstáculos.
- **Conexión eléctrica existente:** La ubicación ya posee empalme trifásico activo, lo cual optimiza los costos de conexión a red y reduce los plazos administrativos y técnicos del proceso de implementación.
- **Viabilidad técnica de interconexión:** El predio se encuentra próximo a líneas de distribución de media tensión, lo que permite la inyección de excedentes con bajo nivel de pérdidas por distancia. Además, el sistema proyectado cumple con los requisitos técnicos exigidos por la SEC para su homologación.
- **Proximidad a centros de abastecimiento:** La comuna de Quinta Normal y sus alrededores disponen de acceso a proveedores de materiales eléctricos, servicios técnicos y soporte logístico, lo que reduce los costos y tiempos asociados a la construcción, operación y mantenimiento del sistema.
- **Factibilidad operativa:** La disposición del terreno y la planificación Industrial permiten coordinar sinérgicamente las actividades productivas con el funcionamiento del sistema fotovoltaico, evitando interferencias en la operación diaria de la empresa.



Fuente: Google Maps, Satélite

Figura 2.3: Imagen satelital de la comuna de Quinta Normal

En conjunto, tanto la macro como la micro localización presentan condiciones técnicas, logísticas y regulatorias óptimas que sustentan la decisión de emplazar el proyecto en este punto geográfico específico. La región de Metropolitana y el predio de Industrial configuran un entorno propicio para la ejecución exitosa de un proyecto de generación distribuida, maximizando los rendimientos energéticos y reduciendo los costos operativos a largo plazo.

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA

3. ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA

En este capítulo se desarrolla el análisis técnico del proyecto, incluyendo el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, la selección de equipos, el diseño de layout y los requerimientos operacionales para su implementación en la planta Santiago.

3.1 Descripción y selección de procesos

El proceso objeto del proyecto corresponde a la implementación de un sistema de generación solar fotovoltaica conectado a la red (On-Grid), destinado a la autogeneración energética para abastecer parcialmente la demanda eléctrica de la empresa Aislapol S.A., Planta Santiago, ubicada en la comuna de Quinta Normal, Región Metropolitana.

El sistema está diseñado para cubrir una porción significativa del consumo eléctrico anual de la planta, que actualmente asciende a 491.656 kWh/año, con una tendencia al alza conforme se incrementen las operaciones industriales asociadas a los procesos de expansión, moldeo, secado y corte de poliestireno expandido (EPS).

La solución fotovoltaica seleccionada contempla una capacidad instalada de 417,24 kWp en corriente continua (DC) y 300 kW en corriente alterna (AC), lo que permitirá generar más de 697.419 kWh/año en condiciones estándar, equivalentes a una cobertura superior al 100% del consumo energético actual y un ahorro potencial mayor a \$80 millones anuales en factura eléctrica.

La decisión de seleccionar un sistema fotovoltaico se sustenta en un análisis comparativo de alternativa energéticas, que incluyó la reconversión a cliente libre, la adopción de sistemas de cogeneración y la evaluación de otras fuentes de generación distribuida.

No obstante, dichas opciones fueron decretadas por razón técnicas, regulatorias o económicas:

- La cogeneración presenta baja aplicabilidad al no existir fuentes térmicas continuas aprovechables.

- Las tecnologías eólica o mini-hidro no son viables debido a restricciones urbanas y ausencia de recursos naturales locales.
- La reconversión a cliente libre no garantiza disminuciones sostenidas de precios bajo los volúmenes de consumo actuales.

Por el contrario, la generación solar fotovoltaica permite capitalizar las altas tasas de irradiación solar presentes en la Región Metropolitana, así como la disponibilidad de superficie útil en techumbres industriales sin interferir con las operaciones productiva.

Además, el proyecto se encuentra plenamente amparado por la ley 21.118 de Net Billing, que regula la inyección de excedentes y facilita la valorización de energía no consumida, fortaleciendo la rentabilidad del sistema.

Etapas técnicas del proceso de implementación

El proceso técnico de implementación se compone de las siguientes etapas:

3.1.1 Estudios preliminares

- Revisión de condiciones estructurales de techumbre metálicas.
- Evaluación de irradiación solar mediante software especializado.
- Validación de factibilidad de conexión con Enel Distribución Chile.
- Inspección de posibles interferencias, sombreado y cargas estructurales.
- Gestión de Permisos ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): declaración TE1, registro de instalador, memoria técnica.
- Tramitación formal para operación bajo régimen Net Billing.

3.1.2 Diseño de ingeniería

- Definición del layout óptimo para maximizar generación energética.
- Cálculo de orientación (Azimut 0°) e inclinación (20°-25°) de los módulos.
- Dimensionamiento de estructuras metálicas, cableado AC/DC y protecciones.
- Selección de paneles bifaciales de 610 Wp e inversores trifásicos de 100 kW.
- Análisis de pérdidas y determinación del Performance Ratio del sistema.

3.1.3 Ejecución y montaje

- Instalación de estructuras de soporte sobre techumbre industrial.
- Montaje y conexión de los módulos fotovoltaicos.
- Instalación de inversores, tableros de protección y sistemas de puesta a tierra.
- Interconexión con el tablero general de baja tensión (TGBT).
- Instalación de medidor bidireccional requerido para Net Billing.
- Pruebas de funcionamiento y certificación SEC.

3.1.4 Operación y seguimiento

- Implementación de sistema de monitoreo remoto 24/7.
- Medición continua de generación, inyección y autoconsumo.
- Ejecución de mantenimiento preventivo semestral.
- Gestión documental y reportabilidad energética interna.

Justificación del proceso seleccionado

La elección del proceso fotovoltaico se justifica por los siguientes elementos:

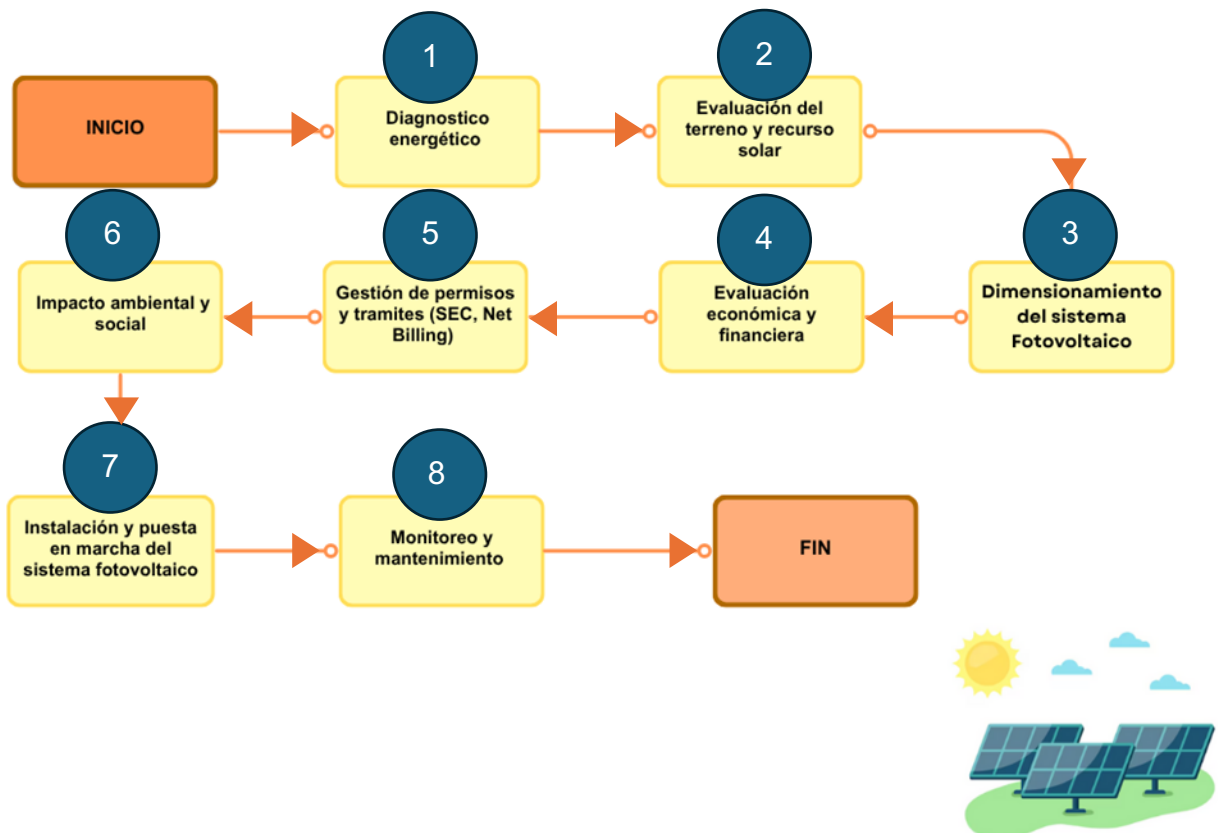
- Alta compatibilidad con el perfil de consumo industrial de Aislapol, que se mantiene estable durante el día, maximizando autoconsumo.
- Bajo impacto operacional, al instalarse sobre techumbres sin afectar la producción.
- Viabilidad regulatoria plena, gracias a la ley 21.118 y las normativas SEC vigente.
- Menor costo nivelado de energía (LCOE) en comparación con alternativas energéticas convencionales.
- Elevado rendimiento energético, dada la irradiación local cercana a 1.100 kWh/m²/año.
- Alta rentabilidad, con un periodo de recuperación inferior a 4 años y una TIR aproximada del 21%.

En consecuencia, el proceso técnico seleccionado, Implementación de un sistema solar fotovoltaico industrial On-Grid, constituye la alternativa más eficiente, económicamente viable y operativamente compatible con las necesidades de Aislapol S.A.

3.2 Diagrama de flujo

3.2.1 Proceso de implementación de una planta fotovoltaica

En el diagrama de flujo se describirá los procesos que llevan a determinar un proyecto para llevar a cabo la instalación de una planta fotovoltaica (ver Figura 3.1).



Fuente: Elaboración propia

Figura 3.1:Diagrama del proceso de implementación de un sistema fotovoltaico

3.3 Balance de masa y energía

En los siguientes ítems se analiza el comportamiento energético de la planta Santiago de Aislapol S.A., con el fin de comprender los patrones de consumo eléctrico que caracterizan a la operación industrial y, a partir de ello, evaluar cómo el sistema fotovoltaico propuesto contribuye a satisfacer dicha demanda y generar excedentes bajo régimen de Net Billing.

El análisis se centra exclusivamente en el balance energético, dado que el proyecto no introduce ni transforma flujos de masa en los procesos productivos, sino que modifica la fuente de abastecimiento eléctrico asociada a equipos críticos como hornos, sistemas de secado, compresores y líneas de moldeo.

Tabla 3.1: Balance de consumo energético mensual de la planta Santiago de Aislapol S.A.

Mes	Consumo kWh
Enero	73.133
Febrero	72.975
Marzo	68.565
Abril	51.765
Mayo	14.175
Junio	4.765
Julio	18.060
Agosto	11.240
Septiembre	27.825
Octubre	44.625
Noviembre	46.410
Diciembre	58.118

Fuente: Elaboración propia

La planta Santiago de Aislapol registra un consumo anual total de 491.656 kWh, con una distribución mensual influenciada por la intensidad operativa de los procesos de expansión y secado del poliestireno expandido (EPS). La empresa demuestra un patrón estable con dos segmentos diferenciados del año:

- Periodo de mayor consumo: entre septiembre y marzo, que corresponde a meses de mayor actividad industrial asociada al sector de construcción. En este tramo se concentra aproximadamente el 44% del consumo anual.
- Periodo de menor consumo: entre junio y agosto, donde algunas líneas operan con menor carga térmica, disminuyendo levemente el consumo energético total.

Según los registros energéticos de la planta, la carga eléctrica mensual se mantiene siempre por encima de los niveles mínimos críticos gracias a la operación continua de los equipos industriales, lo que permite un aprovechamiento significativo de la energía generada por el sistema fotovoltaico.

Balance energético anual del proyecto

Tabla 3.2: Balance energético anual del proyecto fotovoltaico

Mes	Consumo kWh	Generación kWh	Inyección kWh
Enero	71.133	81.431	8.299
Febrero	72.975	70.486	0
Marzo	68.565	71.362	2.797
Junio	4.765	33.273	28.508
Total, Año	491.656	697.419	208.525

Fuente: Elaboración propia

Conforme al diseño del sistema (417,24 kWp DC y 300 kW AC), la generación fotovoltaica estimada alcanza:

- Generación anual: 697.419 kWh/año
- Consumo anual de la planta: 491.656 kWh/año
- Excedentes inyectables estimados: 205.000 – 209.000 kWh/año (Según modelo y curva de irradiación)

Este comportamiento energético evidencia:

- La generación proyectada supera el consumo anual, permitiendo la cobertura total de la demanda.
- El excedente energético puede ser valorizado económicamente a través del mecanismo de inyección regulado por la ley 21.118.
- La existencia de un margen superior al 40% por sobre la demanda actual otorga resiliencia técnica frente a incrementos futuros de la carga.

Interpretación del balance según estacionalidad

En relación con el balance energético anual, se aprecia que:

- El sistema fotovoltaico genera niveles máximos de producción entre octubre y marzo, coincidiendo con los meses de mayor irradiación y con el periodo de mayor actividad productiva de la planta.
- En los meses de invierno, si bien la generación disminuye, el consumo también presenta una leve reducción, lo que mejora la correspondencia entre oferta y demanda, asegurando altos niveles de autoconsumo y minimizando pérdidas energéticas.

Conclusiones del balance energético

En síntesis, el balance de energía evidencia que:

- El sistema de autogeneración solar fotovoltaico es energéticamente suficiente para abastecer la totalidad de la demanda actual.
- La inyección de excedentes constituye un componente relevante del flujo económico del proyecto, aportando ingresos adicionales y reduciendo el costo energético neto de la planta.
- El comportamiento energético anual de Aislapol se adapta de manera óptima a la curva de generación solar, permitiendo maximizar el autoconsumo y consolidar un modelo operativo energéticamente eficiente.

- El margen de generación excedentaria proyectado entrega flexibilidad técnica ante expansiones productivas futuras, manteniendo la viabilidad del sistema en el largo plazo.

3.4 Selección de equipos

La selección de los equipos que conforman el sistema fotovoltaico se realizó considerando criterios de eficiencia, calidad, durabilidad, compatibilidad técnica y disponibilidad en el mercado nacional. Se priorizaron marcas con respaldo técnico y certificaciones internacionales.

A continuación, se describen los principales componentes seleccionados:

a. Paneles fotovoltaicos

- i. Modelo: Longi solar HI-MO 5
- ii. Potencia nominal (Wp): 610 Wp por módulo
- iii. Tipo: Módulo bifacial monocristalino
- iv. Cantidad: 684 paneles
- v. Eficiencia: 22,6%
- vi. Ventajas: Tecnología bifacial que permite captar radiación solar por ambas caras del módulo, aumentando el rendimiento total, alta resistencia a condiciones ambientales adversas y vida útil de más de 25 años con garantía mínima.

b. Inversores

- i. Marca y modelo: Fronius Eco 27.0-3-S
- ii. Cantidad: 3 unidades
- iii. Potencia nominal: 27 kW por inversor (total instalado: 81 kW)
- iv. Tipo: Inversor string trifásico
- v. Ventajas: Alta eficiencia (hasta 98,3%) y excelente tolerancia térmica, compatibilidad con monitoreo remoto a través de Fronius solar. Web y certificación para conexión bajo normativa chilena (SEC).

- c. Estructuras de montaje
 - i. Tipo: Estructuras fijas galvanizadas inclinadas a 28°
 - ii. Material: Acero galvanizado
 - iii. Ventajas: Optima inclinación para maximizar captación solar en la zona Metropolitana, alta resistencia a la corrosión y condiciones climáticas rurales y fácil montaje y mantenimiento.
- d. Sistema de monitoreo
 - i. Plataforma: Fronius Solar. Web
 - ii. Funciones: Visualizar en tiempo real de generación, fallos y rendimiento, acceso remoto desde cualquier dispositivo con conexión a internet y herramientas de análisis comparativo y generación de reportes.
- e. Sistema de protección eléctrica
 - i. Componentes: Tableros certificados, Seccionadores de corriente continua y alterna, protecciones contra sobretensiones y puesta a tierra.
 - ii. Objetivo: Garantizar la seguridad del personal y la integridad del sistema ante fallos o eventos externos.

3.5 Proyectos complementarios

a. Subestación eléctrica de 300 kVA

- Se incluye la instalación de un transformador dedicado exclusivamente a la planta solar.

Este transformador permite:

- Asegurar una conexión estable a la red eléctrica.
- Habilitar un punto de conexión para futuros consumos del cliente.
- Facilitar la integración con la red de media tensión.

b. Sistema de monitoreo inteligente

- Se instalar un Fronius Smart Meter, cuya función será:
- Medir el consumo y la generación en tiempo real

- Permite detectar discrepancias entre la energía inyectada y la reconocida por la distribuidora.
- Proporciona datos minutos a minuto para respaldar reclamos ante la SEC.

c. Plan de operación y Mantenimiento (O&M)

Un plan de mantenimiento para sistemas fotovoltaicos ofrece numerosos beneficios, incluyendo la optimización del rendimiento, la prolongación de la vida útil de los paneles y la reducción de costos a largo plazo. Al mantener los planes limpios y en buen estado, se asegura una mayor producción de energía y se evita el deterioro prematuro, lo que se traduce en un mayor retorno de la inversión. Donde como complemento se ofrece lo siguiente:

- Reporte mensuales y anuales con métricas como energía generada, autoconsumo, disponibilidad, etc.
- Monitoreo remoto del sistema.
- Mantenimiento preventivo (limpieza, inspección, verificación de conexiones).
- Mantenimiento correctivo ante fallas detectadas.
- Garantía de rendimiento: si el sistema no cumple con el rendimiento esperado, La empresa prestadora de servicios compensa al cliente por la pérdida de ahorro.

3.6 Lay-Out

El diseño de layout del sistema fotovoltaico propuesto para la planta Santiago de Aislapol S.A. considera la distribución óptima de los 684 módulos fotovoltaicos bifaciales sobre las techumbres industriales del complejo, de manera de maximizar la captación solar, garantizar la seguridad estructural y asegurar una integración adecuada con la infraestructura eléctrica existente.

El emplazamiento seleccionado corresponde a una superficie aproximada de 2.700 m², ubicada en las cubiertas metálicas principales del área de producción, las cuales presentan condiciones favorables de orientación, inclinación y ausencia de sombreados relevantes.



Fuente: Elaboración propia/Imagen satelital Google Earth

Figura 3.2: Lay-out del sistema fotovoltaico en la planta Santiago de Aislapol S.A.

3.6.1 Distribución de módulos

Los paneles fotovoltaicos se dispondrán en filas paralelas orientadas hacia el norte geográfico, con una inclinación entre 20° y 25° , lo que permite alcanzar un rendimiento energético óptimo bajo las condiciones de irradiación de Santiago.

La distribución considera:

- 684 módulos bifaciales de 610 Wp
- Organización en Strings equilibrados, compatibles con los inversores de 100 kW.
- Separación entre filas para evitar sombreados propios (autoshading).
- Aprovechamiento del 80% de la superficie útil disponible.

La disposición propuesta permite una ventilación suficiente de los módulos, mejorando su rendimiento térmico, y deja corredores de mantenimiento para inspección, limpieza y maniobras operativas.

3.6.2 Zonificación del sistema

El layout se divide en tres zonas principales, cada una asociada a un inversor:

Zona A: Cubierta Norte

- Superficie utilizada: Aprox 1.000 m²
- Instalación: 250 Módulos
- Conexión al inversor: 1 (100 kW)
- Ubicación: próxima a la sala eléctrica auxiliar, minimizando ductos y canalizaciones.

Zona B: Cubierta Central

- Superficie utilizada: Aprox 900m²
- Instalación: 220 Módulos
- Conexión al inversor: 2 (100 kW)
- Ubicación: zona con mayor continuidad estructural y mejor exposición solar.

Zona C: Cubierta Oriente

- Superficie utilizada: Aprox 800m²
- Instalación: 214 Módulos
- Conexión al inversor: 3 (100 kW)
- Ubicación: accesibilidad directa al corredor técnico donde se ubican protecciones y el TGBT.

La división zonificada facilita la operación y el mantenimiento del sistema, permite una distribución eléctrica equilibrada y reduce pérdidas por longitud de cableado DC y AC.

3.6.3 Ubicación de equipos eléctricos y canalizaciones

El diseño de layout contempla también la ubicación estratégica de los elementos eléctricos principales:

- Inversores fotovoltaicos: montados en muro técnico interior o exterior protegido, próximos al punto de conexión AC.

- Tableros de protección DC y AC: centralizados en una sala eléctrica existente.
- Canalizaciones: Trazadas por bandejas metálicas a nivel de cubierta, con bajadas verticales protegidas.
- Medidor bidireccional Net Billing: Instalado en la cámara de medición principal vinculada a Enel.

3.6.4 Consideraciones claves estructurales de Layout

Las siguientes consideraciones de layout aseguran que no solo se maximice la generación, sino también la estabilidad del sistema y la seguridad operativa.

- Revisión de la resistencia de la techumbre para cargas adicionales de 15-18 kg/m²
- Evaluación de cargas de viento según NCh 2369 para estructuras industriales.
- Selección de estructuras galvanizadas con anclajes certificados para techumbre metálica.
- Mantención de pasillos técnicos de seguridad y puntos de acceso para emergencias.

3.7 Determinación de insumos, productos y subproductos

El proceso de generación de energía eléctrica mediante un sistema solar fotovoltaico conectado a la red, propuesto en este proyecto, se caracteriza por un bajo consumo de insumos, una producción constante de energía limpia y una mínima generación de residuos. A continuación, se detallan cualitativa y cuantitativamente los principales insumos, productos y subproductos estimados para la operación anual del sistema:

3.7.1 Insumos

La siguiente tabla presenta los principales insumos operacionales asociados a la implementación y operación del sistema fotovoltaico propuesto para la planta Santiago de Aisapol S.A. La identificación y cuantificación de estos elementos permite estimar costos operacionales del sistema y evaluar su impacto en la sostenibilidad técnica y económica del proyecto.

Tabla 3.3: Insumos operacionales del sistema fotovoltaico propuesto

N°	Insumo	Cantidad estimada anual	Observaciones
1	Irradiación solar	1.800 kWh/m ² /año	Recurso natural
2	Infraestructura instalada	684 módulos de 610 Wp (417,24 kWp) 3 inversores Fronius Tauro ECO 100.0-3	Instalación única (Vida útil >25 años)
3	Electricidad Auxiliar	697 kWh/año (1% de la generación esperada)	Energía consumida por inversores. comunicaciones
4	Mano de obra técnica (mantenimiento)	32 horas hombre/año	2-4 limpieza/año + revisiones técnicas
5	Agua para limpieza de módulos	3 m ³ / año (1.000 litros por limpieza)	Estimado en 2-3 limpiezas anuales

Fuente: Elaboración propia

3.7.2 Productos

La siguiente tabla detalla los productos energéticos generados por el sistema fotovoltaico propuesto, diferenciando entre la energía eléctrica destinada al autoconsumo interno de la planta y los excedentes de generación inyectados a la red eléctrica bajo el régimen de Net Billing. Asimismo, se incorpora una estimación del valor económico asociado a cada componente, lo que permite dimensionar el impacto financiero directo del proyecto en la reducción de costos energéticos y en la generación de ingresos adicionales.

Tabla 3.4: Productos energéticos del sistema fotovoltaico

N°	Productos	Cantidad estimada anual	Valor económico
1	Energía eléctrica generada (Autoconsumo)	697.419 kWh/año	\$77.430.000 CLP/año (a tarifa promedio \$111/kWh)
2	Excedentes de energía inyectados	Variable estacional (5%-10% de generación) 35.000-70.000 kWh/año.	\$3.500.000 - \$7.000.000 CLP/año (Según valorización Net Billing)

Fuente: Elaboración propia

3.7.3 Subproductos*Tabla 3.5: Subproductos generados por la operación del sistema fotovoltaico*

N°	Productos	Cantidad estimada anual	Valor económico
1	Residuos electrónicos menores (RAEE)	1-2 kg/año aprox. (fusibles, conectores, piezas menores)	Gestión con empresa especializada (RAEE)
2	Embalajes de componentes	200-3.000 kg (única vez en instalación inicial)	Retiro por empresa gestora de residuo
3	Polvo/Suciedad en módulos	No se cuantifica como residuo	Eliminación por limpieza (sin generación de residuos sólidos).

Fuente: Elaboración propia

En resumen, el proceso se caracteriza por:

- Bajo consumo de insumos externos (agua y mano de obra)
- Generación de energía limpia y estable
- Subproductos mínimos y fácilmente gestionables, sin impacto significativo
- El balance de este análisis confirma la sostenibilidad ambiental del proyecto y su bajo impacto operativo.

3.8 Flexibilidad y rendimiento

El sistema fotovoltaico diseñado para la Aislapol S.A Planta Santiago ha sido proyectada con un enfoque modular y escalable, lo que otorga un alto grado de flexibilidad operativa y estratégica. Esta característica permite al sistema adaptarse fácilmente a las variaciones estacionales en la demanda energética, así como a futuras expansiones productivas que impliquen un aumento en los requerimientos eléctricos de la empresa.

Entre sus principales ventajas, destacan:

- Escalabilidad: La estructura de montaje y el diseño de layout están pensados para permitir la incorporación de nuevos paneles fotovoltaicos en el futuro, sin interferir con la operación actual.
- Adaptación a nuevas cargas: En caso de que aumente la demanda energética, el sistema puede ser ampliado de forma sencilla, sin necesidad de rediseñar completamente la instalación.
- Eficiencia de generación: Al contar con paneles bifaciales, la planta aprovecha tanto la radiación directa como la reflejada, aumentando significativamente la captación de energía solar.
- Rendimiento estacional: La orientación norte, la inclinación de 28° de los paneles y la alta radiación solar de la comuna de Quinta Normal permiten mantener una generación constante y elevada durante todo el año, especialmente en los meses de mayor actividad industrial.

3.9 Consumo de energía

El consumo de energía eléctrica constituye uno de los componentes operacionales más relevantes en la planta Santiago de Aislapol S.A., debido a la naturaleza térmica e industrial de sus procesos asociados a la expansión, moldeo, secado y corte de poliestireno expandido (EPS). A fin de evaluar adecuadamente la prefactibilidad técnica del sistema fotovoltaico propuesto, resulta necesario caracterizar el comportamiento del consumo energético de la planta, tanto en su dimensión anual como en su distribución mensual.

El antecedente base corresponde al consumo anual de 419.656 kWh, registrado mediante las facturaciones eléctricas emitidas por Enel Distribución Chile. Este valor representa la energía total requerida para mantener la continuidad operacional de la planta bajo un régimen productivo estándar.

3.9.1 Distribución mensual del consumo

El consumo eléctrico presenta variaciones moderadas a lo largo del año, influenciadas principalmente por la intensidad de operación de los equipos térmicos y por la demanda del mercado del EPS, que suele incrementarse en los periodos asociados a mayor actividad del sector construcción.

La planta se caracteriza por dos etapas energéticas diferenciadas:

a. Periodo de mayor consumo (septiembre-marzo)

Corresponde al tramo operativo donde se concentra la mayor actividad de producción, debido a la demanda estacional del EPS en aplicaciones de aislamiento y embalaje industrial.

Durante estos meses, los equipos de Pre-expansión, hornos y secadores operan con mayor intensidad, lo que se traduce en un consumo mensual promedio superior a 42.000 kWh, alcanzando picos en torno a 45.000 – 48.000 kWh.

b. Periodo de menor consumo (abril-agosto)

En esta etapa la actividad productiva disminuye parcialmente, en especial la utilización de equipos térmicos, lo que genera una reducción moderada del consumo eléctrico, situándose en torno a 32.000 – 38.000 kWh mensuales.

3.9.2 Caracterización del perfil de carga

El análisis de los datos permite identificar que la planta mantiene un perfil de carga constante, sin variaciones extremas, lo que facilita una adecuada integración con la curva de generación del sistema fotovoltaico.

Este patrón se caracteriza por:

- Consumo base estable proveniente de compresores, sistemas de aire, bombas, iluminación industrial y equipos auxiliares.
- Cargas variables asociadas a los procesos térmicos de hornos y secado.
- Demandas puntuales en horas de mayor actividad logística o de preparación de moldes.

En promedio, la planta presenta una demanda diaria distribuida de manera uniforme durante los periodos diurnos de operación, lo que es altamente favorable para un sistema de autoconsumo fotovoltaico, cuyo aporte energético coincide con los horarios de mayor actividad.

3.9.3 Relación entre consumo y autogeneración

Se evalúa comparativamente el consumo energético de la planta con la generación proyectada del sistema fotovoltaico.

- Consumo anual: 491.656 kWh
- Generación fotovoltaica proyectada: 697.419 kWh
- Excedente estimado: 205.000 kWh.

La diferencia positiva entre generación y consumo confirma que el sistema fotovoltaico propuesto es técnicamente capaz de abastecer la totalidad del consumo eléctrico actual de la planta, generando además un volumen considerable de energía excedentaria que se inyectara a la red bajo la ley 21.118.

3.9.4 Interpretación técnica del comportamiento energético

En línea con el estilo interpretativo del documento base, el análisis del consumo de energía permite establecer las siguientes conclusiones:

- a. La estabilidad del consumo mensual favorece la integración fotovoltaica, dado que existe una demanda constante que absorbe gran parte de la energía generada durante el día.
- b. Los periodos de mayor demanda coinciden con los meses de mayor irradiación solar, lo que incrementa la eficiencia del autoconsumo.
- c. Los excedentes generados no representan pérdida energética, ya que pueden ser valorizados económicamente mediante el sistema Net Billing.
- d. El perfil energético industrial de Aislapol es altamente compatible con la generación fotovoltaica, minimizando el riesgo de sobredimensionamiento improductivo.
- e. El consumo base de la planta asegura un uso continuo del sistema, evitando caídas drásticas en la demanda que pudieran perjudicar los índices de eficiencia o económica del proyecto.

3.10 Programas de trabajo: Turnos y gastos en personal

La ejecución del sistema fotovoltaico proyectado para la planta Santiago de Aislapol S.A. requiere una adecuada planificación del programa de trabajo, siguiendo las consideraciones técnicas, operacionales y de seguridad que permitan una correcta instalación y posterior operación del sistema.

- a. Fase de implementación (Montaje, conexión y puesta ne marcha)

La instalación del sistema fotovoltaico se programará entre los meses de junio y agosto, dado que este periodo coincide con la menor interferencia para las actividades internas de la empresa y facilita la disponibilidad de infraestructura para trabajos en cubierta.

Aunque Aislapol no presenta estacionalidad productiva tan marcada, esta ventana temporal minimiza riesgos operativos y facilita la coordinación con las áreas de producción, mantención y prevención de riesgos.

Durante esta fase, se requerirá mano de obra especializada para ejecutar el montaje estructural, la instalación eléctrica y la conexión oficial del sistema. Los perfiles necesarios son los siguientes:

Perfiles requeridos

- Ingeniero Eléctrico (SEC Clase A): Ingeniería y certificación del sistema FV.
- Electricista certificado (SEC Clase B o C): Instalación eléctrica conforme a normativa.
- Ayudantes eléctricos certificados (SEC C o D) Apoyo en canalizaciones y montaje.
- Técnicos instaladores de estructuras: Ensamble y fijación de las estructuras de soporte.
- Supervisor técnico de obra: Control de calidad, avance y cumplimiento de plazos.

El trabajo se ejecutará en jornada completa de lunes a viernes, bajo modalidad de subcontratación por proyecto, con una duración estimada entre 45 y 60 días calendario. El costo total de mano de obra para esta etapa asciende a: \$ 22.000.000 CLP.

b. Fase operativa (Mantenimiento y Supervisión)

Una vez en funcionamiento, el sistema fotovoltaico no requiere personal exclusivo en terreno, debido a su carácter automatizado y al monitoreo remoto que proporciona el sistema de gestión. No obstante, se contemplarán turnos periódicos de mantenimiento preventivo y correctivo, realizados por un equipo técnico externo especializado. Las tareas incluyen:

- Limpieza de paneles
- Revisión de conexiones y aprietes
- Verificación de rendimiento
- Diagnóstico de fallas
- Mantenimiento preventivo: Cada 3 meses (4 veces al año)
- Mantenimiento correctivo: Bajo demanda

El costo mensual estimado del servicio es de \$817.550 CLP incluyendo la mano de obra técnica, insumos menores y desplazamientos.

Además, en caso de fallas en los inversores se activará soporte técnico autorizado del fabricante, cubierto por garantía durante los primeros 5 años, reduciendo el riesgo financiero para Aislapol.

3.11 Personal de operaciones, cargos, perfiles y sueldos

Personal involucrado en la ejecución y operación del sistema:

Tabla 3.6: Cargos, perfiles y remuneraciones del personal del proyecto fotovoltaico

Cargo	Requisito	Funciones	Sueldo
Instalador Eléctrico	Licencia SEC clase A	1. Supervisar y ejecutar la instalación eléctrica. 2. Asegurar el cumplimiento de normativas técnicas y de seguridad.	\$973.310
Ing. Civil Eléctrico	Licencia SEC clase A	1. Diseñar el proyecto eléctrico. 2. Firmar planos y memorias de cálculo. 3. Asegurar que el diseño cumpla con la normativa chilena.	\$1.780.607
Profesional estructural Competente	Competencias	1. Diseñar la estructura de soporte de los paneles solares. 2. Firmar la memoria de cálculo estructural. 3. Garantizar la resistencia y durabilidad de la instalación frente a condiciones climáticas	\$1.396.044
Técnicos de mantenimiento	Título técnico de mantenimiento	1. Ejecutar el plan de mantenimiento preventivo y correctivo. 2. Realizar inspecciones periódicas, limpieza de paneles, verificación de conexiones, etc.	\$817.550
Servicio Técnico autorizado Fronius	Título técnico de mantenimiento	1. Atender fallas en los inversores. 2. Realizar reparaciones o reemplazos bajo garantía. 3. Asegurar la disponibilidad de repuestos y soporte técnico especializado.	N/A

Fuente: Elaboración propia

3.12 Inversiones en equipo y edificaciones

Las inversiones en equipos a instalar corresponden principalmente a los paneles fotovoltaicos (47%), luego la estructura inclinada sobre el suelo (25%), los accesorios de montaje (15%) y los inversores (12%), completando un total de \$178.880.836 +IVA.

Tabla 3.7:Detalle de equipos e infraestructura del sistema fotovoltaico propuesto

Producto	Descripción	Cantidad
Paneles Fotovoltáicos	Longi Solar 610 WP Bifaciales (2261X1134X35)-0/+5w. Certificado SEC. Garantía de 12 años de equipo. 30 años de Garantía de rendimiento lineal.	684
Inversor On-Grid	Fronius Tauro Eco 100-3-D. 100000 VA, Trifásico, WLAN/LAN/webserve. Certificado SEC. Garantía: 5 años, extensible a 10-15 años.	3
Medidor Inteligente	Fronius Smart Meter Trifásico Indirecto.	1
Estructura	Estructura de aluminio a medida. Montaje sobre poyos hormigón.	684
Monitoreo	Sistema de Monitoreo. Aplicación Web y Smartphone.	1
Accesorios de Montaje y Cableado	Conectores y Cableado Externo. MC4, Cables AC y DC, cajas de distribución, materiales eléctricos y mecánicos. Señaléticas.	684

Fuente: Elaboración propia

3.13 Inversiones en capital de trabajo

Dado que el proyecto corresponde a la implementación de un sistema solar fotovoltaico de generación distribuida, su operación no implica procesos productivos continuos ni la gestión de inventarios de materias primas, productos en proceso o productos terminados. En consecuencia, los requerimientos de capital de trabajo asociados a su operación son significativamente reducidos.

No obstante, para efectos de una evaluación económica rigurosa, el capital de trabajo fue determinado mediante el método del máximo déficit acumulado, considerando un horizonte de

análisis de 12 meses. Este método permite identificar el mayor descalce temporal entre ingresos y egresos operacionales durante la fase inicial de operación del proyecto.

Para el cálculo se consideró un escenario conservador que incorpora un rezago de dos meses en la percepción de los ingresos, asociado a los ciclos de facturación eléctrica y a la valorización de excedentes bajo régimen Net Billing, mientras que los egresos por operación y mantenimiento se mantienen constantes desde el inicio de la operación. Bajo estos supuestos, el análisis mensual de flujos muestra que el déficit máximo acumulado se produce en el mes 2, alcanzando un valor de -34,84 UF.

En función de lo anterior, se establece que la inversión en capital de trabajo requerida para el proyecto asciende a 35 UF, monto destinado exclusivamente a cubrir eventuales descalces temporales de caja durante los primeros meses de operación. Este valor es marginal respecto de la inversión total del proyecto y no afecta de manera significativa su viabilidad económica.

Por lo tanto, la inversión total requerida para la ejecución del proyecto se concentra principalmente en activos fijos, contemplando únicamente un requerimiento mínimo de capital de trabajo, consistente con la naturaleza del sistema fotovoltaico y con su bajo nivel de riesgo operativo y financiero.

Tabla 3.8: Inversiones en capital de trabajo

Mes	Ingresos (UF/Mes)	Egresos (UF/Mes)	Flujo neto Mensual (UF/mes)	Flujo Acumulado (UF)
1	0,00	14,42	-17,42	-17,42
2	0,00	17,42	-17,42	-34,84
3	208,33	17,42	190,91	156,07
4	208,33	17,42	190,91	346,98
5	208,33	17,42	190,91	537,89
6	208,33	17,42	190,91	728,80
7	208,33	17,42	190,91	919,71
8	208,33	17,42	190,91	1.110,62
9	208,33	17,42	190,91	1.301,53
10	208,33	17,42	190,91	1.492,44
11	208,33	17,42	190,91	1.683,35
12	208,33	17,42	190,91	1.874,26

Fuente: Elaboración propia

3.14 Costos de instalación y puesta en Marcha

La etapa de instalación y puesta en marcha de la planta fotovoltaica considera todos los costos asociados a la ejecución física del proyecto, incluyendo materiales, mano de obra especializada, transporte, habilitación eléctrica, pruebas funcionales y conexión oficial a la red de distribución.

A continuación, se detallan los ítems principales involucrados en esta etapa:

a. Mano de obra especializada

Se requiere un equipo técnico compuesto por electricistas certificados clase A o B, ayudantes eléctricos, instaladores de estructuras y supervisores de obra.

Valor estimado total en mano de obra: \$22.000.000 CLP

b. Transporte y logística

Incluye el traslado de todos los equipos y materiales desde los centros de distribución hasta el predio industrial en Quinta Normal, además de los gastos operacionales del equipo de instalación.

Valor estimado de transporte y logística: \$2.500.000 CLP

c. Implementación eléctrica

Consiste en la instalación y conexión del sistema completo, incluyendo:

- Cableado de corriente continua (DC) y alterna (AC)
- Interconexión de paneles e inversores
- Montaje y conexión de tableros eléctricos
- Instalación de protecciones, seccionadores y puesta a tierra
- Configuración del monitoreo (Fronius Solar. Web)

Valor estimado de materiales eléctricos e instalación: \$9.000.000 CLP

d. Pruebas, certificaciones y puesta en marcha

- Verificación de continuidad y aislamiento eléctrico
- Medición de parámetros operativos
- Configuración final de inversores
- Inspección técnica del instalador autorizado
- Certificación de la SEC y activación del medidor bidireccional por CGED

Valor estimado de certificación y puesta en marcha: \$2.000.000 CLP

3.15 Costos de imprevistos

Este costo corresponde a un fondo de respaldo que se destina exclusivamente para cubrir eventuales gastos no previstos durante la ejecución del proyecto. En este caso particular, el monto asignado a costos por imprevistos equivale al 10% del valor total de la inversión, y no del capital directamente. Esta proporción fue calculada tomando como base el monto de la inversión

proyectada, con el fin de garantizar la disponibilidad de recursos ante cualquier contingencia técnica, logística o administrativa que pudiera surgir.

Tabla 3.9: Distribución de costos imprevistos del proyecto fotovoltaico

ítem	% Estimado	Monto CLP	Descripción
Equipos principales	48%	\$135.651.312	Paneles solares, inversores, estructura, medidor inteligente.
Ingeniería y diseño	10%	\$28.260.690	Proyectos eléctricos, memoria de cálculo, layout, permisos.
Montaje e instalación	15%	\$42.391.035	Mano de obra, instalación, canalizaciones, protecciones.
Tramitación legal y SEC	4%	\$11.304.276	SEC, Net Billing, empalme, Coordinación técnica con distribuidora.
Transporte y logística	3%	\$8.478.207	Envío de equipos, traslado de materiales.
Costos de supervisión y puesta en marcha	5%	\$14.130.345	Pruebas de funcionamiento, entrega técnica, monitoreo.
Capital de trabajo inicial	5%	\$14.130.345	Gastos de arranque, herramientas, insumos.
Gastos generales del proyecto	5%	\$14.130.345	Gestión administrativa, seguimiento técnico y financiero.
Imprevistos	10%	\$28.260.690	Reserva para sobrecostos, ajustes técnicos o estructurales inesperados.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3.10: Tabla resumen de costos

Tabla resumen por Concepto	Inversión UF
Activos Fijos	7.565
Gastos de puesta en Marcha	388
Capital de trabajo	35
Imprevistos	420
Inversión total	8408

Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO 4: EVALUACIÓN ECONÓMICA

4. Evaluación económica

4.1 Consideraciones por utilizar

Este capítulo presenta la evaluación económica del proyecto mediante el análisis de flujos de caja y la aplicación de indicadores financieros como el VAN, TIR y PRI, junto con el análisis de escenarios y sensibilización de variables críticas.

4.1.1 Horizonte del proyecto

El horizonte que se utilizará para medir el presente proyecto es de 10 años, en función de la vida útil estimada de los módulos fotovoltaicos y la naturaleza de largo plazo de la inversión. Este periodo permite reflejar adecuadamente los beneficios económicos esperados del sistema, tales como el ahorro en el consumo de energía, la inyección de excedentes mediante el mecanismo Net Billing, y la estabilidad operativa en los costos asociados al mantenimiento del sistema.

Al finalizar dicho horizonte, se podrá evaluar la continuidad del proyecto, considerando eventuales actualizaciones tecnológicas o repotenciaciones del sistema.

4.1.2 Tasa de descuento

La tasa de descuento utilizada en el presente estudio corresponde al 9% , valor definido por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Esta institución establece anualmente la tasa de descuento aplicable para la evaluación entre 2022 y 2026, la CNE ha determinado una tasa del 9%, según lo dispuesto en sus resoluciones oficiales.

4.1.3 Moneda a utilizar

La moneda para utilizar es la Unidad de Fomento (UF) Valorada al 1 de diciembre del 2025 en \$39.643.

4.1.4 Impuestos

Dado que el proyecto no genera ingresos directos, sino que produce ahorros en los costos energéticos dentro de una operación existente, el efecto tributario se encuentra parcialmente compensado por mecanismos como la depreciación acelerada de los activos y la integración de los resultados dentro del balance general de la empresa.

En ese contexto se utiliza una tasa efectiva reducida del 7%, representativa del impacto marginal del impuesto sobre los beneficios netos del proyecto.

4.1.5 Depreciación

Se aplicará un régimen de depreciación acelerada en un plazo de 6 años, conforme a lo establecido en la tabla oficial del Servicio de Impuestos Internos (SII), como obra Civil.

4.1.6 Reinversiones

Durante el periodo de evaluación no se consideran reinversiones. Esto se debe a que el proyecto corresponde a una obra civil con equipos de larga vida útil, por lo tanto, no se requiere capital de trabajo adicional una vez que el sistema está instalado y funcionando.

Los costos asociados a su operación y mantenimiento son bajos y estables, por lo que no es necesario realizar nuevas inversiones durante los 10 años del proyecto.

4.1.7 Análisis de riesgo

El análisis de riesgo permite evaluar cómo se comportaría la rentabilidad del proyecto bajo distintas condiciones de mercado, considerando principalmente cambios en la tasa de descuento que reflejan el nivel de incertidumbre o riesgo financiero asumido.

Para la determinación de la tasa de descuento base del proyecto, se utilizó como referencia el modelo de fijación de activos de capital CAPM (Capital Asset Pricing Model), ampliamente aplicado en la evaluación de proyectos de inversión, el cual establece que la rentabilidad exigida a un proyecto depende de una tasa libre de riesgo más una prima asociada al riesgo sistemático del mercado.

En este estudio se han definido tres escenarios:

- Escenario base: Representa condiciones normales y esperadas de operación del proyecto, con una tasa de descuento del 9%, asociada a un riesgo bajo.
- Escenario Moderado: Considera un aumento del riesgo percibido, reflejado en una tasa de descuento del 15%, incorporando una prima adicional por eventuales variaciones tarifarias, operacionales o de mercado.

- Escenario Pesimista: Representa condiciones menos favorables, con una tasa de descuento del 20%, asociada a escenarios de alta incertidumbre financiera o disminución de beneficios proyectados.

La tasa de descuento base del proyecto fue determinada mediante la aplicación del modelo CAPM. Para ello se consideró una tasa libre de riesgo de 3,5%, representativa de instrumentos soberanos de largo plazo en Chile, junto con una tasa de rentabilidad de mercado de 6%. Adicionalmente se adoptó un coeficiente beta de 0,9 coherente con el nivel de riesgo del proyecto, el cual corresponde a una iniciativa de eficiencia energética con flujos relativamente estables.

De esta forma, el costo de capital se determina como:

$$K_e = 3,5\% + 0,9 \cdot 6\% = 8,9\%$$

Resultados del análisis

Tabla 4.1: Resultados del análisis de riesgo del proyecto bajo distintos escenarios

Indicadores	Escenario Base	Escenario Moderado	Escenario Pesimista
Tasa de descuento	9%	15%	20%
VAN	5.062	2.209	509
TIR	22%	22%	22%
Payback	5	7	9

Fuente: Elaboración propia

El VAN Disminuye progresivamente a medida que aumenta la tasa de descuento, lo cual es coherente con la teoría financiera: un mayor riesgo reduce el valor presente de los beneficios futuros. A pesar de esta disminución, el proyecto mantiene un VAN positivo incluso en el escenario más adverso (20%), lo que indica que la inversión sigue siendo rentable en todos los casos considerados.

La TIR se mantiene constante en un 22%, lo que significa que el rendimiento interno del proyecto no cambia bajo los supuestos actuales. Como la TIR es superior en todos los escenarios a las tasas de descuento utilizadas (9%, 15% y 20%), el proyecto es financieramente viable y atractivo.

El plazo de recuperación se alarga a medida que aumenta el riesgo, pasando de 5 años en el escenario base a 9 años en el escenario pesimista. Esto es esperable, ya que un mayor riesgo reduce la velocidad con que se recupera la inversión inicial. Aun así, todos los valores están dentro de un rango aceptable para este tipo de proyectos.

4.1.8 Financiamiento

El presente flujo de caja contempla un esquema de financiamiento de 8 años plazo, mediante un crédito verde otorgado por Banco Estado, el cual ofrece una tasa mensual del 0,85%, equivalente a una tasa nominal anual efectiva del 10,2%.

Este tipo de financiamiento resulta favorable para proyectos sustentables, ya que permite acceder a condiciones preferenciales con menor costo financiero en comparación con créditos convencionales.

5.2 Proyecto Puro

5.2.1 Flujo de caja sin financiamiento

Este apartado presenta la evaluación económica del proyecto bajo enfoque de Proyecto puro, es decir, considerando exclusivamente la inversión y los retornos económicos propios del sistema fotovoltaico, sin incorporar fuentes de financiamiento externo, subsidios públicos ni incentivos tributarios. El objetivo es determinar la viabilidad económica intrínseca de la solución propuesta a partir del flujo operativo neto.

La inversión total requerida para la ejecución del proyecto asciende a 8.408 UF, desembolsada completamente en el año 0. A partir del año 1, el sistema comienza a generar ingresos derivados de:

- Ahorro por autoconsumo de energía, evitando compras a la red.
- Venta de excedentes energéticos inyectados a la red, valorizados según condiciones del Net Billing.

Los egresos anuales, asociados al proyecto se mantienen constantes durante todo el horizonte, considerando costos de operación, mantenimiento y administración por un total de 209 UF anuales.

El flujo neto contempla:

- Ingresos anuales entre 2.500 y 2.800 UF.
- Consideración de depreciación contable acelerada durante los primeros 6 años.
- Cálculo de utilidad después de impuestos, sumando posteriormente la depreciación para obtener el flujo operativo real.

El horizonte de evaluación corresponde a 10 años, sin considerar valor residual al final del periodo.

Tabla de Inversión Inicial del Proyecto Fotovoltaico

Tabla 4.2: Inversión inicial del proyecto fotovoltaico

ítem	UF	% Total
Activo fijo (equipos + estructuras + instalación)	7.565	89,9%
Capital de trabajo	35	0,5%
Puesta en marcha	388	4,6%
Imprevistos	420	5,0%
Inversión total	8.408	100%

Fuente: Elaboración propia

Tabla de depreciación Acelerada

Tabla 4.3: Depreciación acelerada

Año	Valor depreciado (UF)	Depreciación anual (UF)
1	8.408	1.401
2	7.007	1.401
3	5.606	1.401
4	4.205	1.401
5	2.804	1.401
6	1.403	1.401
7-10	0	0

Fuente: Elaboración propia

Desglose de ingresos (UF/año)

Tabla 4.4: Desglose de ingresos (UF/año)

Concepto de ingreso	Escenario bajo (UF/año)	Escenario Alto (UF/año)	Criterio de asignación
Ahorro por autoconsumo (BT 4.3)	2.350	2.650	Principal componente del beneficio (energía que deja de comprarse a red)
Valorización de excedentes Net billing	150	150	Componente menor (excedentes inyectados valorizados según NB)
Ingreso total anual	2.500	2.800	Suma exacta

Fuente: Elaboración propia

Desglose de egresos (UF/año)- constante

Tabla 4.5: Desglose de egresos (UF/año) constante

Concepto de egreso	UF/año	Criterio/contenido del ítem
Limpieza de módulos (2-3 eventos/año)	60	Mano de obra + insumos + logística
Inspecciones eléctricas / revisiones técnicas	45	Revisión de tableros, protecciones, strings, mediciones
Monitoreo y control (plataforma/gestión)	25	Seguimiento, reportabilidad y control operacional
Mantenimiento preventivo inversores y equipos	40	Revisiones, ajustes y chequeos operativos
Administración/ Seguros/ gestión documental	25	Costos administrativos asociados al activo
Contingencias menores (repuestos menores)	14	Conectores, protecciones menores, ajustes
Egresos totales anual	209	Suma exacta

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.6: Flujo de caja Proyecto Puro

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
(+) Ingresos		2.551	2.852	2.825	2.491	2.622	2.737	2.845 .	2.928 .	3.036 .	2.366
(-) Egresos		-209	-209	-209	-209	-209	-209	-209	-209	-209	-209
(=) Margen		2.343	2.643	2.617	2.282	2.413	2.529	2.636	2.719	2.828	2.157
(-) Depreciación		-1.401	-1.401	-1.401	-1.401	-1.401	-1.401	0	0	0	0
(+) Valor Residual		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Valor Libro		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Intereses L.P.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Intereses C.P.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) Utilidad antes de impuestos		941	1.242	1.215	881	1.012	1.127	2.636	2719	2.828	2.157
(-) Impuestos		-254	-335	-328	-238	-273	-304	-712	-734	-764	-582
(=) Utilidad después de Impuestos		687	906	887	643	739	823	1.924	1.985	2.064	1.575
(+) Depreciación		1.401	1.401	1.401	1.401	1.401	1.401	0	0	0	0
(-) Inversiones	-8.373	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Valor Libro		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Créditos L.P.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Créditos C.P.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Amortizaciones de créditos L.P.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Amortizaciones de créditos C.P.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+/-) Capital de trabajo	-35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35
(=) Flujo de Caja	-8.408	2.089	2.308	2.288	2.044	2.140	2.224	1.924	1.985	2.064	1.610
(=) FC Actualizado	-8.408	1.916	1.942	1.767	1.448	1.391	1.326	1.053	996	950	680
(=) FC Acumulado	-8.408	-6.492	-4.549	-2.782	-1.334	57	1.383	2.436	3.432	4.382	5.062

Fuente: Elaboración propia

Indicadores económicos

Del flujo de caja proyectado, se obtienen los siguientes indicadores de rentabilidad:

Tabla 4.7: Indicadores económicos del flujo de caja puro

Indicador	Resultado
Valor Actual neto (VAN)	5.062
Tasa Interna de Retorno (TIR)	22%
Periodo de recuperación (PRI/PAYBACK)	5 años
Tasa de descuento aplicada	9% real anual
Horizonte de evaluación	10 años
Unidad monetaria	UF

Fuente: Elaboración propia

Estos indicadores reflejan una sólida rentabilidad del proyecto desde su operación básica, sin necesidad de mecanismos externos de apoyo económico.

Rentabilidad del proyecto puro

El análisis evidencia que el proyecto fotovoltaico propuesto presenta una alta rentabilidad técnica y financiera. El corto periodo de recuperación de la inversión (5 años) permite capturar beneficios netos durante al menos 26 años de operación efectiva, reduciendo significativamente los costos energéticos de Aislapol S.A planta Santiago.

El VAN de 5.062 UF, calculado a una tasa de descuento real del 9%, confirma que los retornos del sistema superan ampliamente el capital invertido, generando un excedente económico relevante para la organización.

En conclusión, el proyecto demuestra ser económicamente autosustentable, con una estructura de costos operativos bajos, retornos estables en el tiempo y sin perder factores exógenos como subsidios o financiamiento bancario. Esto lo posiciona como una inversión estratégicamente favorable y de bajo riesgo para la empresa.

5.3 Proyecto con financiamiento

5.3.1 Proyecto financiado en un 50%

Flujo de caja con financiamiento

Este análisis aborda la factibilidad económica del proyecto bajo un esquema de financiamiento externo, centrado en la capacidad del sistema fotovoltaico para generar flujo operativo neto positivo. Se busca establecer si la solución propuesta es sostenible desde el punto de vista económico, considerando tanto ingresos como egresos asociados.

Inversión y Estructura de Financiamiento:

- Monto total de la inversión: 8.048 UF
- Financiamiento externo: cubre el 50% del capital requerido 4.204 UF.
- Desembolso: Realizado completamente en el año 0.
- Pago del financiamiento: Distribuido en cuotas durante 8 años iniciando en el año 1.

Fuentes de ingreso desde el Año 1:

- Reducción de costos por autoconsumo energético, evitando la compra de electricidad a la red.
- Comercialización de excedentes: Energía sobrante inyectada a la red, valorizada conforme al régimen de Net Billing.

Costos operativos:

- Egresos anuales constantes de: 209 UF incluyen gastos de operación, mantenimiento y administración.

Costos del Flujo Neto:

- Ingresos estimados: Entre 2.500 y 2.800 UF por año.
- Aplicación de depreciación acelerada: Durante los primeros 6 años.
- Utilidad neta: Calculada después de impuestos.
- Flujo operativo efectivo: Se obtiene al reincorporar la depreciación contable.

Horizonte de evaluación:

- Duración del análisis: 10 años
- Valor residual: No se considera al término del período.

Tabla 4.8: Flujo de caja financiado en un 50%

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
(+) Ingresos		2.551	2.852	2.825	2.491	2.622	2.737	2.845	2.928	3.036	2.366
(-) Egresos		-209	-209	-209	-209	-209	-209	-209	-209	-209	-209
(=) Margen		2.343	2.643	2.617	2.282	2.413	2.529	2.636	2.719	2.828	2.157
(-) Depreciación		-1.401	-1.401	-1.401	-1.401	-1.401	-1.401	0	0	0	0
(+) Valor Residual		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Valor Libro		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Intereses L.P.		-449	-411	-369	-322	-270	-212	-149	-78	0	0
(-) Intereses C.P.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) Utilidad antes de impuestos		492	831	847	559	742	915	2.488	2.641	2.828	2.157
(-) Impuestos		-133	-224	-229	-151	-200	-247	-672	-713	-764	-582
(=) Utilidad después de Impuestos		359	606	618	408	542	668	1.816	1.928	2.064	1.575
(+) Depreciación		1.401	1.401	1.401	1.401	1.401	1.401	0	0	0	0
(-) Inversiones	-8.408	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Valor Libro		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Créditos L.P.	4.204	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Créditos C.P.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Amortizaciones de créditos L.P.		-359	-397	-439	-486	-538	-596	-659	-730	0	0
(-) Amortizaciones de créditos C.P.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+/-) Capital de trabajo		0	0	0	0	0	0	0	0	0	35
(=) Flujo de Caja	-4.204	1.402	1.611	1.580	1.323	1.405	1.474	1.157	1.198	2.064	1.575
(=) FC Actualizado	-4.204	1.286	1.356	1.220	937	913	879	633	601	950	680
(=) FC Acumulado	-4.204	-2.918	-1.562	-342	595	1.509	2.387	3.020	3.621	4.572	5.252

Fuente: Elaboración propia

Indicadores económicos

Tabla 4.9: Indicadores económicos del flujo de caja financiado en un 50%

Indicador	Resultado
Valor Actual neto (VAN)	5.252 UF
Tasa Interna de Retorno (TIR)	33%
Periodo de recuperación (PRI/PAYBACK)	4 años
Tasa de descuento aplicada	9% real anual
Horizonte de evaluación	10 años
Unidad monetaria	UF

Fuente: Elaboración propia

Amortización del crédito por concepto de financiamiento del 50%

Tabla 4.10: Amortización del crédito por concepto de financiamiento del 50%

N° Cuota	K Original	Interés	Cuota	Amortización	K Final
1	4.204	449,44	808	359	3.846
2	3.846	411,11	808	397	3.449
3	3.449	368,69	808	439	3.009
4	3.009	321,73	808	486	2.523
5	2.523	269,75	808	538	1.985
6	1.985	212,22	808	596	1.389
7	1.389	148,53	808	659	730
8	730	78,03	808	730	0

Fuente: Elaboración propia

Rentabilidad del proyecto con financiamiento

Con base a los indicadores financieros, el proyecto muestra una excelente rentabilidad, el VAN positivo indica que el proyecto generará 5.252 UF sobre la inversión inicial. Esto representa beneficios netos significativos al largo de su vida útil.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) de 33%, muy por encima de la tasa de descuento (9%), lo cual demuestra que el retorno del proyecto es bastante, con una rentabilidad sólida y atractiva para inversionistas.

Periodo de Recuperación (PayBack) de 4 años, recuperar la inversión en solo tres años es un punto fuerte, esto mejora la liquidez y reduce el riesgo financiero del proyecto.

En conclusión, el proyecto es altamente rentable. Su VAN elevado, TIR robusta y corto PayBack lo convierten en una muy buena inversión, especialmente considerando un horizonte de 10 años y la estabilidad de la UF como unidad monetaria.

5.3.2 Proyecto financiado en un 75%

Flujo de caja con financiamiento

Este análisis aborda la factibilidad económica del proyecto bajo un esquema de financiamiento externo, centrado en la capacidad del sistema fotovoltaico para generar flujo operativo neto positivo. Se busca establecer si la solución propuesta es sostenible desde el punto de vista económico, considerando tanto ingresos como egresos asociados.

Inversión y Estructura de Financiamiento:

- Monto total de inversión: 8.408 UF
- Financiamiento externo: Cubre el 75% del capital requerido, 6.306 UF.
- Desembolso: Realizado completamente en el año 0.
- Pago del financiamiento: Distribuido en cuotas durante 8 años, iniciando en el año 1.

Fuentes de Ingreso desde el año 1:

- Reducción de costos por el autoconsumo energético, evitando la compra de electricidad a la red.
- Comercialización de excedentes: Energía sobrante inyectada a la red, valorizada conforme al régimen de Net Billing.

Costos Operativos:

- Egresos anuales constantes: 209 UF incluyen gastos de operación, mantenimiento y administración.

Composición del Flujo Neto:

- Ingresos estimados: Entre 2.500 y 2.800 UF por año.
- Aplicación de depreciación acelerada: Durante los primeros 6 años.
- Utilidad neta: Calculada después de impuestos.
- Flujo operativo efectivo: Se obtiene al reincorporar la depreciación contable.

Horizonte de evaluación:

- Duración del análisis: 10 años.
- Valor residual: No se considerará al término del período.

Tabla 4.11: Flujo de caja financiado en un 75%

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
(+) Ingresos		2.551	2.852	2.825	2.491	2.622	2.737	2.845	2.928	3.036	2.366
(-) Egresos		-209	-209	-209	-209	-209	-209	-209	-209	-209	-209
(=) Margen		2.343	2.643	2.617	2.282	2.413	2.529	2.636	2.719	2.828	2.157
(-) Depreciación		-1.401	-1.401	-1.401	-1.401	-1.401	-1.401	0	0	0	0
(+) Valor Residual		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Valor Libro		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Intereses L.P.		-674	-617	-553	-483	-405	-318	-223	-117	0	0
(-) Intereses C.P.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) Utilidad antes de impuestos		267	625	662	398	607	809	2.413	2.602	2.828	2.157
(-) Impuestos		-72	-169	-179	-108	-164	-218	-652	-703	-764	-582
(=) Utilidad después de Impuestos		195	456	483	291	443	590	1.762	1.900	2.064	1.575
(+) Depreciación		1.401	1.401	1.401	1.401	1.401	1.401	0	0	0	0
(-) Inversiones	-8.408	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Valor Libro		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Créditos L.P.	6.306	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Créditos C.P.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Amortizaciones de créditos L.P.		-538	-595	-659	-729	-807	-894	-989	-1.095	0	0
(-) Amortizaciones de créditos C.P.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+/-) Capital de trabajo		0	0	0	0	0	0	0	0	0	35
(=) Flujo de Caja	-2.102	1.059	1.262	1.226	963	1.037	1.098	773	805	2.064	1.610
(=) FC Actualizado	-2.102	971	1.063	947	682	674	655	423	404	950	680
(=) FC Acumulado	-2.102	-1.131	-68	878	1.560	2.235	2.889	3.312	3.716	4.666	5.346

Fuente: Elaboración propia

Indicadores económicos

Tabla 4.12: Indicadores económicos del flujo de caja financiado en un 75%

Indicador	Resultado
Valor Actual neto (VAN)	5.346 UF
Tasa Interna de Retorno (TIR)	53%
Periodo de recuperación (PRI/PAYBACK)	3 años
Tasa de descuento aplicada	9% real anual
Horizonte de evaluación	10 años
Unidad monetaria	UF

Fuente: Elaboración propia

Amortización del crédito por concepto de financiamiento del 75%

Tabla 4.13: Amortización del crédito por concepto de financiamiento del 75%

Nº Cuota	K Original	Interés	Cuota	Amortización	K Final
1	6.306	674,16	1.212	538	5.768
2	5.768	616,67	1.212	595	5.173
3	5.173	553,04	1.212	659	4.514
4	4.514	482,60	1.212	729	3.785
5	3.785	404,63	1.212	807	2.978
6	2.978	318,32	1.212	894	2.084
7	2.084	222,79	1.212	989	1.095
8	1.095	117,05	1.212	1.095	0

Fuente: Elaboración propia

Rentabilidad del proyecto con financiamiento

El proyecto es extraordinariamente rentable según los indicadores calculados. El proyecto generará 5.346 UF en beneficios netos sobre la inversión inicial. Valor positivo = Proyecto viable. El proyecto muestra una rentabilidad sobresaliente.

La TIR del 53% indica que el retorno es superior a la tasa de descuento aplicada.

El PayBack en solo 3 años lo hace atractivo incluso en escenarios de riesgo.

En conclusión, el proyecto no solo recupera rápidamente la inversión inicial, sino que genera una rentabilidad robusta y sostenida a lo largo de su vida útil de 30 años. En términos técnicos y económicos, se perfila como una excelente oportunidad de inversión dentro del contexto chileno y bajo criterios conservadores de evaluación.

Tabla resumen comparativa de flujos con indicadores económicos

A continuación, se resumen los resultados obtenidos de la prefactibilidad económica en análisis. El financiado al 75% presenta la mayor TIR y el menor periodo de recuperación, el escenario de Proyecto financiado al 75% maximiza el indicador IVAN, alcanzando un valor del 2,54. Esto indica que el proyecto financiado es el que genera mayor valor relativo por unidad de inversión, mientras que los escenarios con mayor nivel de financiamiento presentan un efecto de apalancamiento que incrementa la TIR, pero reduce levemente la eficiencia relativa de la inversión.

Tabla 4.14: Resumen de indicadores económicos

Financiamiento	VAN (UF)	TIR (%)	PRI(Años)	IVAN
Proyecto Puro	5.062	22%	5	0,60
Financiamiento 25%	5.157	26%	5	0,82
Financiamiento 50%	5.252	33%	4	1,25
Financiamiento 75%	5.346	53%	3	2,54

Fuente: Elaboración propia

5.4 Sensibilizaciones

A partir del análisis de tres escenarios distintos de financiamiento del proyecto, se realizó un ejercicio de sensibilización considerando la variable de los ingresos, dado que representa el componente más relevante dentro del flujo de caja.

Considerando que el objetivo principal de implementar la plata fotovoltaica es generar ahorros económicos en el consumo de energía eléctrica, dichos ahorros se contabilizan como ingresos en el flujo de caja. Estos ingresos se componen de:

- Ingresos por autoconsumo: El primer día hábil de cada mes, las compañías distribuidoras de energía eléctrica publican su tarifario eléctrico. Para el caso particular de este proyecto, la compañía Enel Distribución asignó su tarifa de empalme BT 4.3 de cliente libre, correspondiente al sector donde se encuentra Aislapol S.A planta Santiago y se está considerando el monto correspondiente al mes de noviembre 2025.

Para realizar el cálculo de los ingresos por autoconsumo:

Precio del Distribuidor (\$/kWh) * Autoconsumo de energía (kWh)

Tabla 4.15: Ingresos por autoconsumo

Cargos	Valor
Cargos de energía	\$110,924
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$22,508
Cargo por servicio público	\$3,905

Fuente: Elaboración propia

- Ingresos por inyección (Ley Net Billing): Para el cálculo de los ingresos por inyección, se consideran los tres cargos que se detallan en las boletas de cobro por consumo de energía eléctrica; cargo por consumo, cargo por distribución y cargo por servicio público, y se inyecta el excedente a la red a un valor

Se calcula de la siguiente manera:

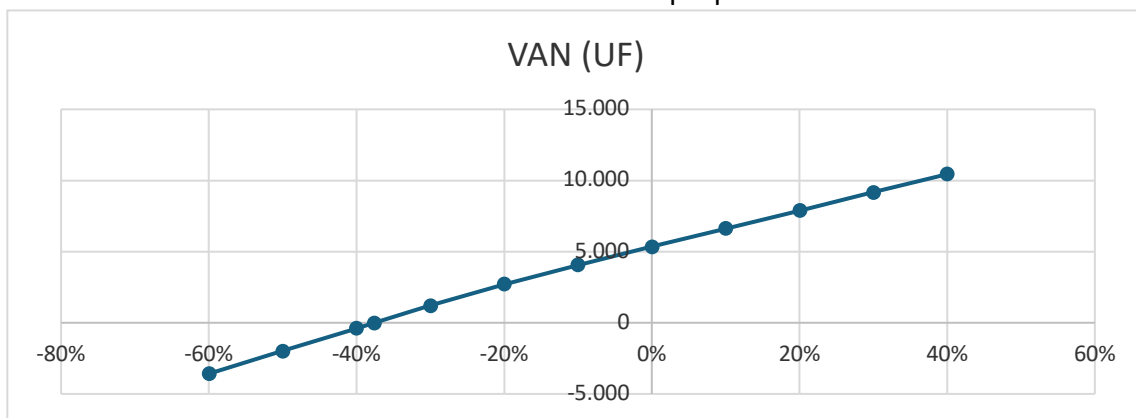
Inyección de energía (kWh)*(Precio del distribuidor (\$/kWh) – Cargo por uso de Sistemas de Transmisión – Cargo por Servicio Público) *80%

a. Sensibilización con el proyecto financiado al 75%

Tabla 4.16: Sensibilización de ingresos proyecto puro

Financiamiento al 75%				
SENSIBILIZACIÓN POR INGRESOS				
VARIACIÓN	VAN (UF)	TIR	PRI (AÑOS)	OBSERVACIÓN
-60%	-3.586	-22%	No retorno	No viable
-50%	-1.987	-8%	No retorno	No viable
-40%	-389	6%	No retorno	No viable
-38%	0	9%	10	Punto Corte
-30%	1.209	19%	6	Viable
-20%	2.718	32%	2	Viable
-10%	4.071	43%	2	Viable
0%	5.346	53%	3	Viable
10%	6.618	62%	1	Viable
20%	7.891	72%	1	Viable
30%	9.165	81%	1	Viable
40%	10.439	90%	1	Viable

Fuente: Elaboración propia



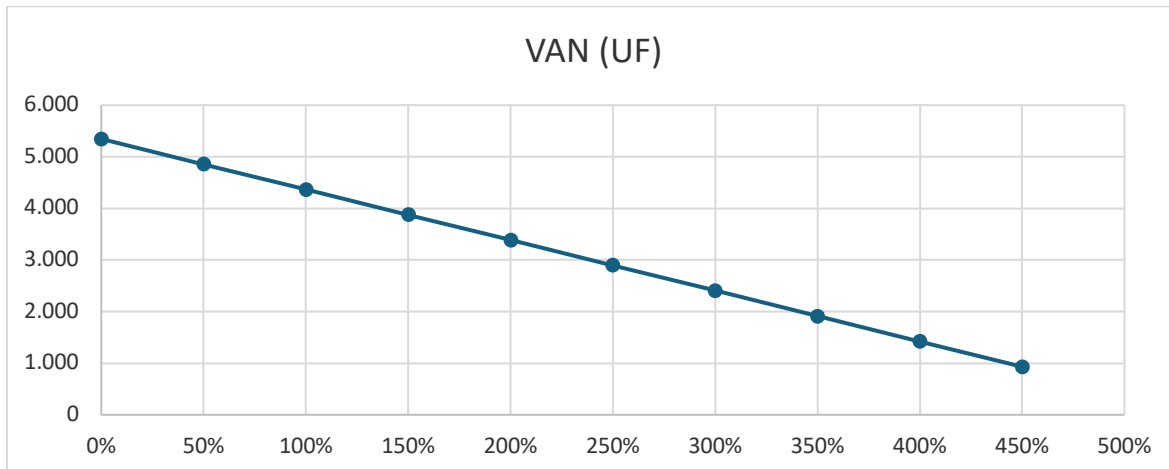
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 4.1: Sensibilización del VAN frente a la variación de ingresos

Tabla 4.17: Sensibilización de egresos proyecto puro

Financiamiento al 75%				
SENSIBILIZACIÓN POR ENGRESOS				
VARIACIÓN	VAN (UF)	TIR	PRI (AÑOS)	OBSERVACIÓN
0%	5.346	53%	3	Viable
50%	4.855	49%	3	Viable
100%	4.365	45%	3	Viable
150%	3.874	41%	3	Viable
200%	3.384	37%	3	Viable
250%	2.893	34%	4	Viable
300%	2.403	30%	5	Viable
350%	1.912	26%	7	Viable
400%	1.422	22%	9	Viable
450%	931	18%	10	Viable
500%	441	14%	10	Viable
545%	0	11%	No retorno	Punto Corte

Fuente: Elaboración propia



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 4.2: Sensibilización del VAN frente a la variación de egresos

CONCLUSIONES

De acuerdo con los resultados obtenidos en la evaluación Económica del sistema de autogeneración fotovoltaica para Aislapol S.A., se observa que el proyecto presenta una alta conveniencia financiera en todos los escenarios analizados. En el caso del proyecto financiado al 75%, el sistema logra generar un VAN positivo, una TIR superior a la tasa de descuento y un PRI adecuado para este tipo de inversiones, lo que evidencia que la implementación del sistema contribuye de manera significativa a la reducción de los costos eléctricos y a la estabilidad operativa del proceso productivo de horno y secado.

Al incorporar esquemas de apalancamiento financiero, particularmente los escenarios con 50% y 75% de financiamiento, la rentabilidad relativa del proyecto se incrementa debido a la disminución del desembolso inicial del capital propio. En estos escenarios, especialmente en el de financiamiento al 75%, el proyecto exhibe una TIR considerablemente mayor y un período de recuperación más rápido, lo que confirma la capacidad del sistema fotovoltaico para generar retornos acelerados cuando se emplean, mecanismos de financiamiento externo.

El análisis de sensibilización demuestra que el proyecto mantiene su viabilidad económica incluso bajo variaciones adversas de los ingresos por autoconsumo e inyección a la red. En todos los escenarios, el punto de corte se ubica en reducciones significativas de ingresos, lo que evidencia que el proyecto posee un amplio margen de resiliencia frente a fluctuaciones en la generación solar, variaciones tarifarias o cambios en la operación de la planta. Esta robustez refuerza la conveniencia estratégica de avanzar hacia un sistema de autogeneración que contribuya a mitigar los riesgos asociados a la dependencia energética externa.

En síntesis, la propuesta de instalación del sistema fotovoltaico en Aislapol S.A. resulta técnica y económicamente viable, presenta rentabilidades atractivas, una recuperación de inversión en plazos competitivos y una sensibilidad favorable ante escenarios adversos, consolidándose como una alternativa sólida para mejorar la eficiencia energética, reducir costos operacionales y avanzar hacia una operación más sostenible.

BIBLIOGRAFÍA

Normativa y marco regulatorio chileno

Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. (2012). Ley N° 20.571: Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. <https://www.bcn.cl/leychile>

Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. (2018). Ley N° 21.118: Modifica la Ley N° 20.571 sobre generación distribuida. <https://www.bcn.cl/leychile>

Ministerio de Energía. (2019). Decreto Supremo N°88: Reglamento para medios de generación de pequeña escala. Gobierno de Chile.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2023). Normativa técnica y procedimientos para la conexión de sistemas fotovoltaicos a la red. SEC, Gobierno de Chile.

Comisión Nacional de Energía. (2024). Pliegos tarifarios y estructura de tarifas BT 4.3. Gobierno de Chile. <https://www.cne.cl>

Ministerio de Energía. (2021). Ley N° 21.305: Ley de eficiencia energética. Gobierno de Chile.

Energía solar fotovoltaica y generación distribuida

International Energy Agency. (2023). *Solar PV in industry: A guide to industrial applications*. IEA Publications. <https://www.iea.org>

International Renewable Energy Agency. (2022). *Renewable power generation costs in 2021*. IRENA. <https://www.irena.org>

National Renewable Energy Laboratory. (2021). *Best practices for photovoltaic system performance and reliability*. U.S. Department of Energy.

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. (2024). *Photovoltaics report*. Fraunhofer ISE. <https://www.ise.fraunhofer.de>

Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar engineering of thermal processes* (4th ed.). John Wiley & Sons.

Radiación solar y datos energéticos en Chile

Ministerio de Energía. (2024). *Energía Abierta: Radiación solar y generación eléctrica nacional*. Gobierno de Chile. <https://energiaabierta.cl>

Comisión Nacional de Energía. (2023). *Balance energético nacional*. Gobierno de Chile.

Centro de Energía, Universidad de Chile. (2022). *Potencial solar y eficiencia energética en la Región Metropolitana*. Universidad de Chile.

Evaluación económica y formulación de proyectos

Sapag Chain, N., & Sapag Chain, R. (2014). *Preparación y evaluación de proyectos* (6ª ed.). McGraw-Hill.

Ross, S. A., Westerfield, R. W., & Jordan, B. D. (2022). *Fundamentals of corporate finance* (13th ed.). McGraw-Hill Education.

Ministerio de Desarrollo Social y Familia. (2022). *Metodología general de preparación y evaluación de proyectos*. Gobierno de Chile.

Brealey, R. A., Myers, S. C., & Allen, F. (2020). *Principles of corporate finance* (13th ed.). McGraw-Hill.

Impacto ambiental, CO₂ y sostenibilidad

Ministerio del Medio Ambiente. (2023). *Factores de emisión del Sistema Eléctrico Nacional*. Gobierno de Chile.

Intergovernmental Panel on Climate Change. (2023). *Sixth assessment report (AR6): Climate change 2023*. IPCC. <https://www.ipcc.ch>

Agencia Internacional de Energías Renovables. (2021). *Renewable energy and climate change mitigation*. IRENA.

United Nations. (2015). *Transforming our world: The 2030 agenda for sustainable development*. Naciones Unidas.

Gestión energética y sostenibilidad industrial

International Organization for Standardization. (2018). *ISO 50001: Energy management systems — Requirements with guidance for use*. ISO.

International Organization for Standardization. (2015). *ISO 14001: Environmental management systems*. ISO.

World Energy Council. (2022). *Energy efficiency policies for industrial competitiveness*. WEC.

ANEXOS

ANEXO N°1 Cotización referencial exclusiva para la planta fotovoltaica de Aislapol S.A

COTIZACIÓN REFERENCIAL

Proyecto Sistema Fotovoltáico – Aislapol S.A.

Documento elaborado con fines académicos como respaldo económico del proyecto de inversión. Los valores corresponden a referencias de mercado para el proyecto específico desarrollado en este informe.

Ítem	Descripción	Subtotal (UF)
Módulos Fotovoltáicos	Suministro de módulos FV de alta eficiencia	2.668
Inversores y Equipos Eléctricos	Inversores, protecciones y tableros	760
Estructuras y Montaje	Estructuras metálicas y anclajes	1.230
Ingeniería, Instalación y Permisos	Ingeniería, montaje, puesta en marcha y permisos	2.130
Contingencias y Costos Indirectos	Imprevistos, administración y logística	620
TOTAL PROYECTO		8.408

Esta cotización es de carácter referencial y fue desarrollada exclusivamente para el proyecto fotovoltaico evaluado en el presente informe.