



UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

SEDE VIÑA DEL MAR – JOSÉ MIGUEL CARRERA

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA EL DESARROLLO, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE UN PEQUEÑO MEDIO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (PMGD) EN
VILLA ALEMANA**

Trabajo de Titulación para optar al
Título de Ingeniero de Ejecución en
GESTIÓN INDUSTRIAL

Alumno:

Rodrigo Andrés Carroza Moya

Profesor Guía:

Bruno Dondero Lencioni

2020

Dedicatoria

Sólo agradecer a quienes hicieron posible la realización de este trabajo de título, a mis padres por el apoyo, a mi amada por su paciencia, entendimiento y apoyo incondicional, incluso en los peores momentos.

A toda la gente que de una manera u otra aportó con sus consejos, con su ayuda, con su experiencia. A los colegas instaladores de Ecoenergías Proyecto UVM, FluxSolar proyecto ENGIE-BIMBO, muchas gracias.

RESUMEN

KEYWORDS: PMGD, ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA, ENERGÍAS RENOVABLES, ERNC

En el capítulo 1 se mencionan los antecedentes del proyecto, las motivaciones que llevaron a su realización y los objetivos de este proyecto.

Se da a conocer el sistema eléctrico nacional chileno, algunos fundamentos sobre energía solar y se describe el potencial solar de Villa Alemana.

En el capítulo 2 se realiza una descripción de la oferta energética en Villa Alemana y se analiza su origen y procedencia. También se analiza la demanda de energía por sectores en la comuna, el comportamiento del mercado y la forma en que se cobra por este servicio.

En el capítulo 3 se establecen los procesos que se deben desarrollar para la ejecución del proyecto, tales como la ubicación del PMGD, el proceso de conexión a la red, los equipos necesarios para la producción de energía solar, el personal necesario y los costos de inversión del proyecto.

El cuarto capítulo analiza la factibilidad administrativa, se establece el organigrama de la empresa, se especifican las leyes que regulan este tipo de proyectos, el tipo de sociedad a constituir y la forma de financiar el proyecto.

En el capítulo 5 y final se realiza el estudio económico, presentando los flujos de cajas del proyecto puro y con financiamiento externo del 25%, 50% y 75%, cuyos VAN obtenidos son de **-8.161,02 UF**, **-6.653,18 UF**, **-4.398,90 UF** y **-1.415,13 UF** respectivamente.

Considerando el escenario más favorable, se procede a realizar un análisis de sensibilidad para ver cómo se vería influenciado el proyecto por la modificación de ciertas variables como los costos de operación, los costos de inversión en activos o el ingreso.

Finalmente se dan a conocer las conclusiones y recomendaciones del análisis de los datos económicos del proyecto para conseguir la rentabilidad de éste.

ÍNDICE

	Página
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1: DIAGNÓSTICO Y METODOLOGÍA.....	3
1.1. DIAGNÓSTICO.....	5
1.1.1. Antecedentes generales del proyecto.....	5
1.1.1.1. Capacidad instalada de energía solar.....	5
1.1.1.2. Tipos de centrales solares.....	6
1.1.1.3. Mercado eléctrico.....	7
1.1.1.4. Fundamentos básicos de la energía solar.....	8
1.1.2. Objetivos del proyecto.....	10
1.1.2.1. Objetivo general.....	10
1.1.2.2. Objetivos específicos.....	10
1.1.3. Antecedentes específicos del proyecto.....	10
1.1.3.1. Identificación del problema.....	10
1.1.3.2. Contexto de desarrollo del proyecto.....	11
1.1.3.3. Tamaño del proyecto.....	12
1.2. METODOLOGÍA.....	13
1.2.1. Situación actual.....	13
1.2.1.1. Potencial solar de la comuna.....	15
1.2.2. Situación proyectada.....	17
1.2.2.1. Potencial solar para centrales PV.....	17
1.2.3. Método para medición de beneficios y costos.....	20
1.2.4. Indicadores económicos.....	20
1.2.5. Criterios de evaluación.....	20
CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD DE MERCADO.....	21
2.1. DEFINICIÓN DEL PRODUCTO Y/O SERVICIO.....	23
2.2. ANÁLISIS DE DEMANDA ACTUAL Y FUTURA.....	23
2.2.1. Distribución del consumo por sector.....	23
2.2.2. Descripción de clientes por barrio.....	26

2.2.3. Sector residencial.....	29
2.2.4. Sector privado.....	30
2.2.4.1. Sector comercial.....	32
2.2.4.2. Sector industrial.....	33
2.2.5. Sector público.....	34
2.2.6. Variables que afectan a la demanda.....	36
2.3. ANÁLISIS DE LA OFERTA ACTUAL Y FUTURA.....	37
2.3.1. Comportamiento del mercado.....	39
2.4. DETERMINACIÓN DE NIVELES DE PRECIO Y PROYECCIONES.....	40
2.4.1. Precio de nudo de corto plazo.....	42
2.5. ANÁLISIS DE LOCALIZACIÓN.....	43
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA.....	45
3.1. DESCRIPCIÓN Y SELECCIÓN DE PROCESOS.....	47
3.1.1. Ubicación y selección del terreno.....	48
3.1.2. Proceso de conexión a la red.....	49
3.1.3. Contrato de venta de energía.....	51
3.1.4. Diseño, construcción y puesta en marcha.....	51
3.1.5. Operación y mantenimiento.....	52
3.2. SELECCIÓN DE EQUIPOS.....	54
3.2.1. Paneles fotovoltaicos.....	54
3.2.2. Inversores.....	55
3.2.3. Estructuras de soporte.....	56
3.2.4. Medidor bidireccional.....	57
3.3. PROGRAMAS DE TRABAJO; TURNOS Y GASTOS EN PERSONAL.....	58
3.4. PERSONAL DE OPERACIONES, CARGOS, PERFILES Y SUELDOS.....	60
3.5. INVERSIONES EN EQUIPOS E INSTALACIONES.....	61

3.6.	INVERSIONES EN CAPITAL DE TRABAJO.....	64
3.7.	COSTOS DE INSTALACIÓN Y PUESTA EN MARCHA.....	65
3.8.	RESUMEN INVERSIÓN INICIAL.....	67
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD ADMINISTRATIVA, LEGAL, SOCIETARIA, TRIBUTARIA, FINANCIERA Y LEGAL.....		
4.1.	PREFACTIBILIDAD ADMINISTRATIVA.....	71
4.1.1.	Personal.....	71
4.1.2.	Estructura organizacional.....	71
4.2.	PREFACTIBILIDAD LEGAL.....	72
4.2.1.	Ley 19.940 modificada (Ley corta I, 2004).....	72
4.2.2.	Ley 20.018 modificada (Ley corta II, 2006).....	73
4.2.3.	Ley ERNC (ley 20.257, 2008).....	73
4.2.4.	Modificación Decreto Supremo N°244, 2015.....	74
4.2.5.	Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión.....	74
4.2.6.	Resolución exenta N°641.....	75
4.2.7.	DFL 4/20.018 Ley General Eléctrica.....	75
4.3.	PREFACTIBILIDAD SOCIETARIA.....	75
4.4.	PREFACTIBILIDAD TRIBUTARIA.....	76
4.4.1.	Impuesto al valor agregado.....	76
4.4.2.	Impuesto único de primera categoría.....	76
4.5.	PREFACTIBILIDAD FINANCIERA.....	77
4.5.1.	Concurso de implementación de proyectos de inversión energética local.....	77
4.5.2.	Banco Estado.....	77
4.6.	PREFACTIBILIDAD AMBIENTAL.....	78

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD ECONÓMICA.....	79
5.1. CONSIDERACIONES A UTILIZAR.....	81
5.1.1. Horizonte del proyecto.....	81
5.1.2. Tasa de descuento.....	82
5.1.3. Moneda a utilizar.....	84
5.1.4. Impuestos.....	84
5.1.5. Depreciaciones.....	84
5.2. PROYECTO PURO.....	86
5.2.1. Flujo de caja sin financiamiento.....	86
5.2.2. Indicadores económicos.....	90
5.2.3. Rentabilidad del proyecto puro.....	91
5.3. PROYECTO CON FINANCIAMIENTO EXTERNO.....	91
5.3.1. Financiamiento externo del 25% de la inversión inicial.....	91
5.3.1.1. Indicadores económicos.....	96
5.3.1.2. Rentabilidad del proyecto con financiamiento del 25%.....	96
5.3.2. Financiamiento externo del 50% de la inversión inicial.....	96
5.3.2.1. Indicadores económicos.....	101
5.3.2.2. Rentabilidad del proyecto con financiamiento del 50%.....	101
5.3.3. Financiamiento externo del 75% de la inversión inicial.....	101
5.3.3.1. Indicadores económicos.....	106
5.3.3.2. Rentabilidad del proyecto con financiamiento del 75%.....	106
5.4. SENSIBILIZACIONES.....	106
5.4.1. Gráficos de sensibilización.....	107

5.4.1.1. Variación de costos de operación.....	107
5.4.1.2. Variación de costos de inversión en activos.....	108
5.4.1.3. Variación de los ingresos.....	110
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	113
BIBLIOGRAFÍA.....	115
ANEXOS.....	117

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1	Irradiancia solar diaria.....	9
Figura 1-2	Pilares de la política energética nacional.....	11
Figura 1-3	Imagen satelital de la comuna de Villa Alemana.....	13
Figura 1-4	Radiación anual en Villa Alemana.....	14
Figura 1-5	Nubosidad anual en Villa Alemana.....	14
Figura 1-6	Radiación anual para distintas ciudades.....	16
Figura 1-7	Áreas potenciales para la instalación del PMGD.....	19
Figura 1-8	Comparación del potencial fotovoltaico y consumo eléctrico anual.....	20
Figura 2-1	Consumo de energía eléctrica por sector.....	24
Figura 2-2	Proyección gráfica del consumo eléctrico por tarifa.....	25
Figura 2-3	Barrios con mayor cantidad de clientes.....	26
Figura 2-4	Barrios con mayor densidad de clientes.....	28
Figura 2-5	Consumo eléctrico diario cliente residencial promedio.....	29
Figura 2-6	Cantidad de clientes residenciales por barrio.....	30

Figura 2-7	Distribución por tipo de clientes.....	31
Figura 2-8	Consumo sector privado.....	31
Figura 2-9	Cantidad de clientes privados por barrio.....	32
Figura 2-10	Consumo sector comercial.....	33
Figura 2-11	Consumo sector industrial.....	33
Figura 2-12	Consumos eléctricos y distribución edificios sector público.....	34
Figura 2-13	Clientes públicos por barrio.....	35
Figura 2-14	Luminarias públicas en zona urbana.....	35
Figura 2-15	Consumo eléctrico y térmico en la comuna de Villa Alemana.....	36
Figura 2-16	Producción energética por ERNC y tecnología en el SIC.....	37
Figura 2-17	Generación eléctrica en la región de Valparaíso.....	38
Figura 2-18	Cobertura eléctrica de Chilquinta en el área urbana.....	38
Figura 2-19	Evolución de precios según tarifa.....	41
Figura 2-20	Terreno posible para la instalación del PMGD.....	44
Figura 3-1	Modelo de negocio ESCO.....	47
Figura 3-2	Área de ubicación del PMGD.....	48
Figura 3-3	Layout base para el proyecto.....	49
Figura 3-4	Panel fotovoltaico 330 Wp.....	55
Figura 3-5	Inversor Solis 50 kW.....	56
Figura 3-6	Estructura de montaje a suelo.....	57
Figura 3-7	Medidor bidireccional monofásico.....	58
Figura 4-1	Organigrama de la organización.....	72
Figura 4-2	Esquema de una empresa ESCO.....	76
Figura 4-3	Portal Banco Estado.....	78
Figura 5-1	Fórmula de cálculo del CAPM.....	83
Figura 5-2	Gráfico de sensibilización por variación de costos.....	108

Figura 5-3	Gráfico de sensibilización por variación de inversión en activos....	109
Figura 5-4	Gráfico de sensibilización de los ingresos.....	110

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1	Generación eléctrica total y solar.....	6
Tabla 1-2	Clasificación de empresas según ingresos.....	12
Tabla 1-3	Radiación anual comuna de Villa Alemana.....	16
Tabla 1-4	Potencial solar teórico total.....	17
Tabla 1-5	Potencial fotovoltaico para centrales solares.....	18
Tabla 1-6	Restricciones consideradas para obtener el potencial técnico.....	18
Tabla 2-1	Proyección del consumo eléctrico.....	25
Tabla 2-2	Cantidad de clientes según barrio.....	27
Tabla 2-3	Barrios con mayor densidad de clientes.....	28
Tabla 2-4	Precios de nudo de corto plazo.....	43
Tabla 3-1	Problemas comunes en sistemas solares fotovoltaicos.....	53
Tabla 3-2	Gastos de capacitación.....	54
Tabla 3-3	Cargos necesarios durante el primer año de vida de la empresa.....	59
Tabla 3-4	Sueldos trabajadores independientes.....	60
Tabla 3-5	Cargos necesarios en la fase de operación y mantenimiento.....	61
Tabla 3-6	Implementos de oficina.....	62
Tabla 3-7	Costo total inversión componentes PMGD.....	62
Tabla 3-8	Otros activos.....	63

Tabla 3-9	Resumen de inversión en activos.....	63
Tabla 3-10	Capital de trabajo según déficit máximo acumulado anual.....	64
Tabla 3-11	Capital de trabajo según déficit máximo acumulado mensual.....	64
Tabla 3-12	Gastos de constitución de sociedad y gestión del terreno.....	65
Tabla 3-13	Gastos fijos.....	65
Tabla 3-14	Gastos de puesta en marcha.....	66
Tabla 3-15	Costos de inversión referenciales por tipo de tecnología.....	67
Tabla 3-16	Resumen inversión inicial.....	68
Tabla 5-1	Nivel de riesgo por tipo de proyecto.....	82
Tabla 5-2	Tasa de descuento mediante CAPM.....	83
Tabla 5-3	Nueva vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado.....	85
Tabla 5-4	Cálculo depreciación acelerada de los activos.....	86
Tabla 5-5	Flujo de caja puro.....	87
Tabla 5-6	Amortizaciones créditos a corto plazo.....	90
Tabla 5-7	Indicadores económicos proyecto puro.....	90
Tabla 5-8	Amortización financiamiento externo de 25%.....	92
Tabla 5-9	Amortizaciones créditos a corto plazo.....	92
Tabla 5-10	Flujo de caja con financiamiento externo del 25%.....	93
Tabla 5-11	Indicadores económicos financiamiento del 25%.....	96
Tabla 5-12	Amortización financiamiento externo de 50%.....	97
Tabla 5-13	Amortizaciones créditos a corto plazo.....	97
Tabla 5-14	Flujo de caja con financiamiento externo del 50%.....	98
Tabla 5-15	Indicadores económicos financiamiento del 50%.....	101
Tabla 5-16	Amortización financiamiento externo de 75%.....	102
Tabla 5-17	Amortizaciones créditos a corto plazo.....	102
Tabla 5-18	Flujo de caja con financiamiento externo del 75%.....	103

Tabla 5-19	Indicadores económicos financiamiento del 75%.....	106
Tabla 5-20	Resumen indicadores económicos.....	107
Tabla 5-21	Variación de costos.....	108
Tabla 5-22	Variación de inversión en activos.....	109
Tabla 5-23	Variación de los ingresos.....	110

SIGLAS Y SIMBOLOGÍAS

Siglas

AC	:	Alternating Current / Corriente Alterna
ACEE	:	Agencia de Sostenibilidad Energética
ACESOL	:	Asociación Chilena de Energía Solar AG
ACS	:	Agua Caliente Sanitaria
ANESCO	:	Asociación Nacional de Empresas de Eficiencia Energética
AT	:	Alta Tensión
BT	:	Baja Tensión
CAPM	:	Capital Asset Pricing Model / Modelo de Valoración de Activos Financieros
CDE	:	Contrato de Desempeño Energético
CDEC	:	Coordinador de Despacho Económico de Carga
CEN	:	Coordinador Eléctrico Nacional
CL\$:	Peso Chileno
CNE	:	Comisión Nacional de Energía
CSP	:	Concentrated Solar Power / Concentración Solar de Potencia
DC	:	Direct Current / Corriente Continua
DFL	:	Decreto con Fuerza de Ley
DIA	:	Declaración de Impacto Ambiental
EE	:	Eficiencia Energética
EELVA	:	Estrategia Energética Local de Villa Alemana
EIA	:	Estudio de Impacto Ambiental

ERNC	:	Energías Renovables No Convencionales
ESCO	:	Energy Services Company / Empresa de Servicios Energéticos
FR	:	Factor de Referencia
GEI	:	Gases de Efecto Invernadero
GIS	:	Geographic Information System / Sistema de Información Geográfica
GIZ	:	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit / Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional
HTSAT	:	Horizontal Single Axis Tracker / Rastreador Horizontal de Un solo Eje
ICC	:	Informe de Criterios de Conexión
INS	:	Impacto No Significativo
IVA	:	Impuesto al Valor Agregado
LED	:	Light Emitting Diode / Diodo Emisor de Luz
MPPT	:	Maximum Power Point Tracker / Seguidor de Punto de Máxima Potencia
MT	:	Media Tensión
NTCO	:	Norma Técnica de Conexión y Operación
O&M	:	Operación y Mantenimiento
PMGD	:	Pequeño Medio de Generación Distribuida
PNCP	:	Precio Nudo de Corto Plazo
PRI	:	Período de Recuperación de la Inversión
PV	:	Photovoltaic / Sistema Fotovoltaico
SBIF	:	Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras de Chile
SCR	:	Solicitud de Conexión a la Red
SEA	:	Sistema Eléctrico de Aysén
SEC	:	Superintendencia de Electricidad y Combustibles

SEM	:	Sistema Eléctrico de Magallanes
SEN	:	Sistema Eléctrico Nacional
SIC	:	Sistema Interconectado Central
SII	:	Servicio de Impuestos Internos
SING	:	Sistema Interconectado del Norte Grande
SpA	:	Sociedad por Acciones
TIR	:	Tasa Interna de Retorno
UAT	:	Unidad de Asistencia Técnica
UF	:	Unidad de Fomento
US\$:	Dólar Americano
UV	:	Ultravioleta
VAN	:	Valor Actual Neto
%	:	Porcentaje

Simbologías

GW	:	Gigawatt
GWh	:	Gigawatt hora
Ha	:	Hectárea
Kg	:	Kilógramo
Km ²	:	Kilómetro cuadrado
kW	:	Kilowatt
kWh	:	Kilowatt hora
m ²	:	Metro cuadrado
m ³	:	Metro cúbico
MW	:	Megawatt

MWp : Megawatt de potencia

TWh : Terawatt hora

W o V : Watt o Vatio

°C : Grado celsius

≤ : Menor o igual que

INTRODUCCIÓN

Chile forma parte del acuerdo de París, acuerdo vinculante firmado dentro del marco de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el cual obliga a tomar medidas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y evitar que el aumento de la temperatura media del planeta supere los 1,5°C hacia fines de siglo.

Es dentro de este contexto que el gobierno ha tomado varias medidas para dar cumplimiento a este acuerdo, una de las cuales es la Política Energética Nacional 2050, que establece que el 70% de la energía eléctrica provenga de fuentes renovables no convencionales de aquí al 2050.

Entre los objetivos de este estudio están el identificar los actores que participan del mercado de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y desarrollar una propuesta energética basada en ERNC, como lo es la energía solar fotovoltaica; propuesta que consiste en el desarrollo, operación y mantenimiento de un Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD) en Villa Alemana que abastezca de energía limpia a la comuna.

El alcance de este estudio se remite a la ciudad de Villa Alemana, perteneciente a la quinta región de Valparaíso. Esta ciudad forma parte del programa Comuna Energética, alineado con las estrategias públicas de la Política Energética Nacional.

La metodología para obtener la información requerida para el desarrollo de este estudio consistió en investigar el rubro energético, con especial énfasis en las Empresas de Servicios Energéticos (ESCO) nacionales e internacionales que participan del mercado, para así obtener los datos y cotizaciones que permitieran elaborar los flujos de caja correspondientes. De igual forma, se buscó información a través de la web y de forma presencial en las distribuidoras y ESCO de la zona.

CAPÍTULO 1: DIAGNÓSTICO Y METODOLOGÍA

1. DIAGNÓSTICO Y METODOLOGÍA

En este capítulo se realiza un diagnóstico sobre el mercado eléctrico y la energía solar fotovoltaica. Se entregan antecedentes de la situación energética de la comuna de Villa Alemana y su potencial solar, además de dar a conocer los objetivos del proyecto.

De igual forma se da a conocer la metodología de evaluación del proyecto, la situación actual y proyectada, el método para la obtención de los beneficios y costos, los indicadores económicos y los criterios utilizados para la evaluación de este proyecto.

1.1. DIAGNÓSTICO

1.1.1. Antecedentes generales del proyecto

La energía solar es el recurso más abundante sobre la tierra y tiene un papel importante que desempeñar para reducir las futuras emisiones de carbono y garantizar un futuro energético sostenible. Puede usarse para calefacción, refrigeración, iluminación, energía eléctrica, transporte e incluso para limpieza ambiental. El promedio global de radiación solar, por m² y por año, puede producir la misma cantidad de energía que un barril de petróleo, 200 kg de carbón o 140 m³ de gas natural.

1.1.1.1. Capacidad instalada de energía solar

Durante las últimas décadas los costos de la tecnología solar han disminuido y por ende la capacidad instalada ha aumentado notablemente. En el mundo en 2010 existían 250 GW de instalaciones solares mientras que en 2015 esta cifra alcanzó los 430 GW. Alemania ha liderado las instalaciones de capacidad fotovoltaica durante la última

década y continúa como líder, seguido por China, Japón, Italia y los Estados Unidos. La energía solar concentrada (CSP) se mantiene con una capacidad muy limitada a 4 GW en la actualidad.

En Chile a diciembre de 2017 existen 1.769 MW de instalaciones solares, logrando una penetración del 8% en el sistema.

En la tabla 1-1 se muestra el porcentaje que representa la energía solar en los sistemas de generación eléctrica del país.

Tabla 1-1 Generación eléctrica total y solar

	Solar (MW)	Total (MW)	Participación energía solar (%)
SEN	1.802	22.369	8%
SEA	0	62	0%
SEM	0	104	0%
Total	1.802	22.535	8%

Fuente: www.generadoras.cl

1.1.1.2. Tipos de centrales solares

Las centrales solares son instalaciones destinadas a aprovechar la radiación del sol para generar energía eléctrica. Existen 2 tipos:

- **Sistemas fotovoltaicos (PV):** En estas centrales se genera energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos que captan la energía luminosa del sol para transformarla en energía eléctrica. Para conseguir esta transformación se emplean células fotovoltaicas fabricadas con materiales semiconductores. En el mercado se han

desarrollado diversas tecnologías, siendo la tecnología de silicio policristalino la predominante.

- **Sistemas térmicos:** En las centrales térmicas el calor de la radiación solar se utiliza para producir electricidad. Los colectores térmicos utilizan fluidos, tales como agua, aceite, sales y gases, para producir la energía a través de un ciclo termodinámico convencional. Los colectores concentradores utilizan espejos para enfocar la energía del sol en un tubo que contiene alguno de estos fluidos.

Existen sistemas que se utilizan para baja temperatura (hasta 180°C) con aplicaciones como calentar agua, calefacción y piscinas; y paneles de alta temperatura utilizados para procesos industriales o generación de electricidad. Respecto a los sistemas de alta temperatura destacan la torre concentradora, colector o platos parabólicos y reflector Fresnel línea.

1.1.1.3. Mercado eléctrico

El mercado eléctrico chileno está compuesto por 3 sistemas independientes:

- **Sistema Eléctrico Nacional (SEN):** sistema compuesto por los antiguos sistemas Interconectado Central (SIC) e Interconectado del Norte Grande (SING). A diciembre de 2017 cuenta con una capacidad instalada neta de 22.369 MW. El 46% de la capacidad instalada corresponde a fuentes renovables (30% hidráulica, 8% solar, 6% eólico, 2% biomasa y 0,2% geotérmica) mientras que el 54% corresponde a fuentes térmicas (21% carbón, 20% gas natural y 13% petróleo). El aumento de la generación renovable ha sido importante en los últimos años, pasando de un 35% en 2011 a 42% en 2017. De igual forma, la penetración que han tenido las tecnologías solar y eólica ha aumentado drásticamente pasando de un 1% en 2011 a un 10% en 2017.
- **Sistema de Aysén (SEA):** sistema que produce electricidad para abastecer la región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo. A diciembre de 2017 posee una capacidad instalada neta de 62 MW, con un 57% diésel, 37% hidráulica y 6% eólica.
- **Sistema de Magallanes (SEM):** sistema que produce electricidad para abastecer la región de Magallanes y la Antártica Chilena. A diciembre de 2017 posee una

capacidad instalada neta de 104 MW, con un 82% gas natural, 15% diésel y 3% eólica.

Desde el punto de vista de la oferta de energía, el mercado eléctrico está constituido por 3 sectores cuyas actividades hacen posible suministrar la energía a los distintos puntos de consumo. La interconexión física de estos puntos se conoce como sistema eléctrico.

- Generación: este sector tiene como función la producción de la energía eléctrica a través de distintas tecnologías, tales como la hidráulica, termoeléctrica, eólica, solar, entre otras.
- Transmisión: este sector se encarga de transmitir, en niveles altos de voltaje, la energía producida a todos los puntos del sistema eléctrico.
- Distribución: la función de este sector es la de distribuir, en niveles de voltaje más reducidos que los de transmisión, la energía desde un cierto punto del sistema eléctrico a los consumidores regulados que este sector atiende.

Estas actividades son desarrolladas en su totalidad por empresas privadas, las que realizan las inversiones necesarias dentro de la normativa específica que rige para cada uno de estos sectores. Así los sectores de transmisión y distribución se desarrollan dentro de un esquema de sectores regulados, por la característica de monopolio que tienen ambos sectores, mientras que el de generación lo hace bajo las reglas de la libre competencia.

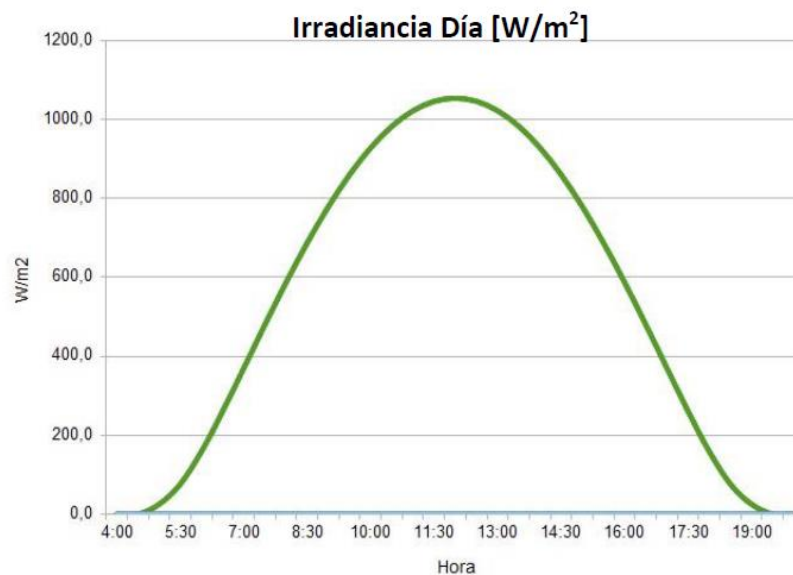
1.1.1.4. Fundamentos básicos de la energía solar

La energía solar es una energía renovable que utiliza la radiación electromagnética proveniente del sol. La cantidad de energía solar que incide por unidad de área y tiempo (kWh/m² al día) corresponde al principal criterio para seleccionar el lugar de ubicación de una planta solar. La zona norte de Chile posee la mayor incidencia solar del mundo, principalmente en el desierto de Atacama y zonas próximas.

- Potencia y energía solar: Para entender la energía solar existen 2 conceptos básicos: irradiancia e irradiación solar.

- Irradiancia solar: magnitud que mide la potencia radiativa incidente de la radiación solar por unidad de superficie. Su unidad de medida es el W/m^2 . Varía de acuerdo con la hora del día y el día del año.

En la figura 1-1 se muestra la curva de irradiancia durante las horas de luz en el transcurso del día.



Fuente: EELVA

Figura 1-1 Irradiancia solar diaria

- Irradiación solar: magnitud que mide la integración de radiación solar (energía solar) incidente por unidad de superficie y en un periodo de tiempo dado, pudiendo ser por hora, día, mes o año. Se asocia al concepto de energía. Su unidad de medida es el kWh/m^2 .

La radiación global será la suma de la radiación directa, la radiación difusa y la radiación reflejada.

La potencia se define como la cantidad de energía eléctrica que un objeto consume o genera en un intervalo de tiempo determinado. Es una magnitud escalar que se mide en Watt [W].

1.1.2. Objetivos del proyecto

1.1.2.1. Objetivo general

Evaluar la factibilidad técnica y económica para el desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de una planta solar fotovoltaica dedicada a la venta de energía eléctrica en la comuna de Villa Alemana, quinta región de Chile.

1.1.2.2. Objetivos específicos

- Ofrecer un servicio de operación y mantenimiento durante la vida útil del PMGD.
- Identificar las actividades necesarias que se deben realizar para la construcción de un PMGD en la comuna de Villa Alemana.
- Identificar y evaluar distintas alternativas de financiamiento para la realización del proyecto.
- Identificar a los principales actores del mercado solar chileno para crear una asociatividad estratégica capaz de llevar adelante el proyecto.
- Generar energía eléctrica de manera sustentable y eficiente en la comuna de Villa Alemana, con el fin de satisfacer la creciente demanda energética de su población en el tiempo y aprovechar el potencial solar que posee la comuna.
- Contribuir al desarrollo de Chile como productor energético y cumplir la meta establecida por el gobierno, la que establece que de aquí al 2050 el 70% de la energía eléctrica provenga de ERNC.
- Reducir las emisiones de GEI a la atmósfera.

1.1.3. Antecedentes específicos del proyecto

1.1.3.1. Identificación del problema

La dependencia que tiene la matriz energética chilena de los combustibles fósiles contaminantes.

1.1.3.2. Contexto de desarrollo del proyecto

- Política energética nacional al 2050: Dentro de sus principales compromisos establece que de aquí al 2050 el 70% de la energía eléctrica debe provenir de ERNC.

En la figura 1-2 se dan a conocer los 4 pilares fundamentales de la Política Energética Nacional.



Fuente: Política energética nacional

Figura 1-2 Pilares de la Política Energética Nacional

- Estrategia energética local Villa Alemana: La comuna de Villa Alemana pertenece al programa Comuna Energética, liderado por el Ministerio de Energía, el cual busca dar énfasis a los proyectos levantados desde la propia comunidad, que exploten el potencial de energías renovables y eficiencia energética en el territorio de cada comuna.

Visión: “Ser una comuna eficiente en la utilización de sus recursos, que promueva la educación, conciencia medioambiental, el emprendimiento y desarrollo tecnológico, canalizando a través de su identidad, estrategias participativas en la promoción y uso de energías renovables”.

Lema: “Villa Alemana la capital del medio ambiente”.

1.1.3.3. Tamaño del proyecto

Como solución a la problemática se plantea la idea de instalar un PMGD de 1 Mega Watt de potencia (MWp) en la zona.

Un PMGD es un medio de generación cuyos excedentes de potencia son $\leq 9\text{MW}$, conectados a redes de media tensión de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

La potencia y tamaño del PMGD se determinó en base a que los PMGD que tengan una potencia inferior a 1,5 MWp no necesitan realizar un estudio de impacto ambiental (EIA) y sólo deben presentar una declaración de impacto ambiental (DIA).

De acuerdo a los ingresos anuales por ventas y servicios, la empresa se clasifica como una pequeña empresa (2.400 UF - 25.000 UF), ya que se considera un ingreso por venta de energía y potencia de 5.726 UF al año.

En la tabla 1-2 se muestra la clasificación de empresas según sus ingresos anuales de acuerdo al Servicio de Impuestos Internos (SII).

Tabla 1-2 Clasificación de empresas según ingresos

Clasificación de Empresas según Ley N° 20.416 (en UF)			Clasificación General
Tipo de Empresa	Desde	Hasta	
Microempresas	0	2.400	Empresa de Menor Tamaño (EMT)
Pequeña Empresa	2.400	25.000	
Mediana Empresa	25.000	100.000	
Gran Empresa	100.000	y más	Gran Empresa

Fuente: www.sii.cl

1.2. METODOLOGÍA

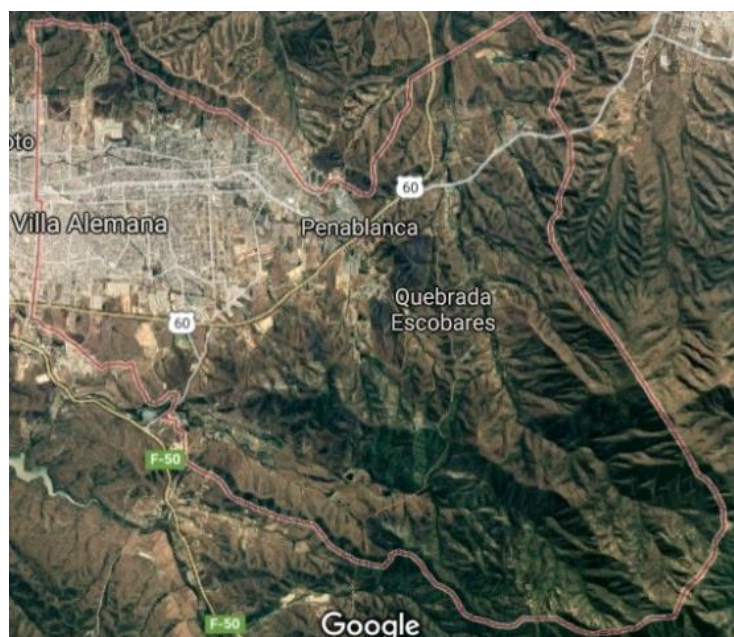
La metodología utilizada para el cálculo de los costos y beneficios del proyecto y su posterior análisis financieros consistió en investigar las empresas relacionadas al rubro de la zona, búsqueda de información por medio de la web y presencial.

Se estableció la situación actual y proyectada de la comuna en base al consumo y oferta energética, y la potencialidad del uso de la energía solar fotovoltaica.

1.2.1. Situación actual

La comuna de Villa Alemana se encuentra ubicada en la provincia de Marga Marga, región de Valparaíso. Posee una población proyectada de 138.348 habitantes, según datos censales del año 2002, y una superficie de 97 km².

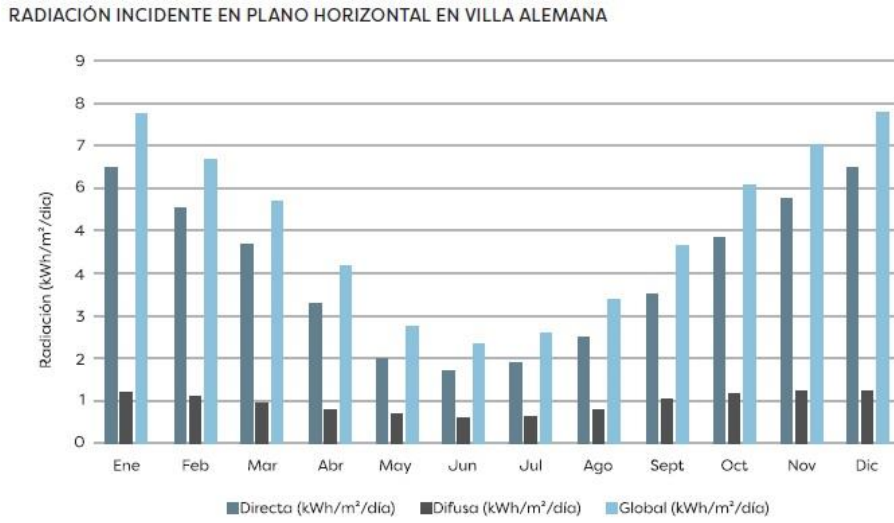
En la figura 1-3 se muestra una imagen satelital donde se observa el área que abarca la comuna de Villa Alemana.



Fuente: www.google.cl/maps

Figura 1-3 Imagen satelital de la comuna de Villa Alemana

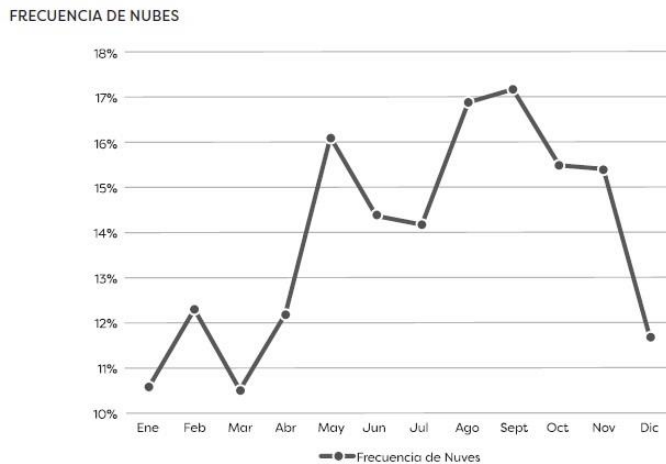
El nivel de irradiación solar en la comuna a lo largo del año se muestra a continuación en la figura 1-4.



Fuente: EELVA

Figura 1-4 Radiación anual en Villa Alemana

La nubosidad es máxima en el mes de septiembre y mínima en marzo, como se aprecia en la figura 1-5.



Fuente: EELVA

Figura 1-5 Nubosidad anual en Villa Alemana

1.2.1.1. Potencial solar de la comuna

A continuación, se hará referencia a 3 tipos de potencial:

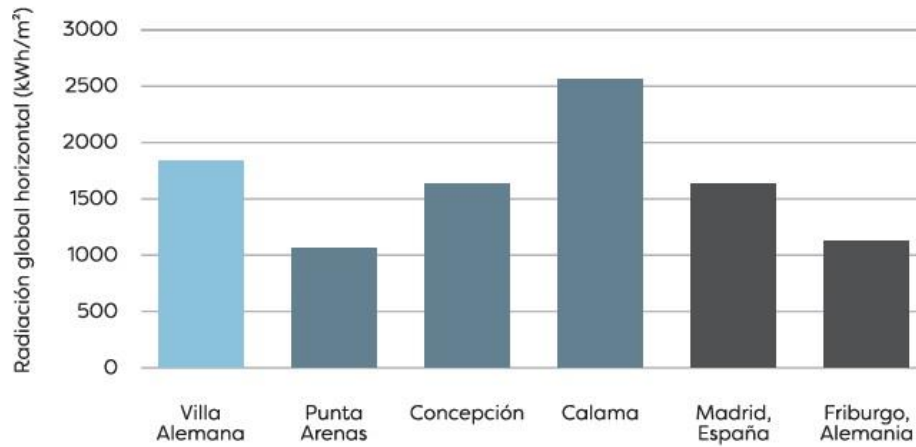
- Potencial teórico: Es la cuantificación de toda la oferta energética teóricamente disponible en la zona geográfica, sin considerar restricciones de ningún tipo.
- Potencial ecológico y técnico: Se consideran las restricciones ecológicas, técnicas, legales y sociales, que son descontadas del potencial teórico anteriormente estimado.
- Potencial disponible: Este es el potencial que, con base en el potencial ecológico y técnico, es económicamente conveniente de considerar para determinar cuánta electricidad y energía térmica se puede generar en Villa Alemana en base a los recursos naturales dentro del perímetro.

Todos los valores de radiación útiles para el cálculo del potencial y las simulaciones utilizadas se basan en el Explorador Solar, que es la plataforma más confiable según el gobierno chileno. Para el cálculo del potencial se eligió un punto geográfico (-33.0529°S, -71.3858°O) representativo del promedio de las condiciones de radiación en la comuna.

Villa Alemana goza de una muy buena radiación solar, del orden de 1.810 kWh/m² por año, mucho mayor a la de “Solar City” Friburgo, ciudad modelo de referencia que produce más energía solar de la que consume. Esto ya puede dar una idea del gran potencial solar de la comuna, que de hecho es la fuente de energía renovable más abundante en este territorio.

En la figura 1-6 se muestra la radiación global horizontal anual para diferentes ciudades de Chile y Europa.

RADIACIÓN ANUAL



Fuente: EELVA

Figura 1-6 Radiación anual para distintas ciudades

En la tabla 1-3 se puede observar los distintos valores que alcanza la radiación anual en la comuna de Villa Alemana.

Tabla 1-3 Radiación anual comuna de Villa Alemana

Radiación anual ⁴	Global Horizontal (kWh/m ² /día)	Global Inclinado 33° (kWh/m ² /día)	Directa Normal (kWh/m ² /día)	Difusa Horizontal (kWh/m ² /día)
	5,0	5,4	6,5	1,0

Fuente: EELVA

El potencial teórico es de 50,9 TWh/año, y representa la radiación global horizontal acumulada que cae en el área urbana de la comuna durante un año. Este valor se muestra en la tabla 1-4, el cual es considerable si se piensa que el territorio de la comuna no es muy extenso.

Tabla 1-4 Potencial solar teórico total

Potencial solar teórico (ambos fotovoltaico y térmico)	
Área disponible [km ²]	28
Radiación anual global horizontal [kWh/m ² /año]	1.810
Potencial teórico [GWh/año]	50.929

Fuente: EELVA

Este potencial puede ser explotado de forma diferente según se quiera producir energía eléctrica a través de sistemas de paneles fotovoltaicos, o energía térmica a través de colectores solares para la producción de agua caliente sanitaria (ACS).

1.2.2. Situación proyectada

1.2.2.1. Potencial solar para centrales fotovoltaicas en la comuna

El área rural representa un 70% del área total, y parte de esta puede ser explotada para instalar centrales fotovoltaicas de capacidad superior al megawatt. En la zona se estima un factor de planta del 18% para sistemas fijos, y un 21,9% para sistemas con seguimiento horizontal de un solo eje (HTSAT); valores menores a los de la zona norte de Chile, pero aún muy significativos en comparación a Alemania, país de referencia donde el factor de planta bordea el 10%.

El potencial teórico, es decir la radiación global horizontal anual en el área rural, es de 122 TWh/año.

En la tabla 1-5 se muestra el potencial de generación fotovoltaica por centrales solares en áreas rurales:

Tabla 1-5 Potencial fotovoltaico para centrales solares

Potencial fotovoltaico de granjas solares	
Superficie total comuna [km ²]	96
Superficie rural [km ²]	67
Radiación anual global horizontal [kWh/m ² /año]	1.810
Potencial teórico [GWh/año]	122.014
Superficie disponible área rural [km ²]	10,7
Densidad de potencia por superficie [MW/km ²]	20
Capacidad técnicamente instalable [MW]	214,7
Potencial técnico [GWh/año]	332,3
Capacidad instalable disponible [MW]	154
Potencial disponible (Sistema fijo) [GWh/año]*	242,6
Potencial disponible (Seguimiento HTSAT) [GWh/año]*	295,9

Fuente: EELVA

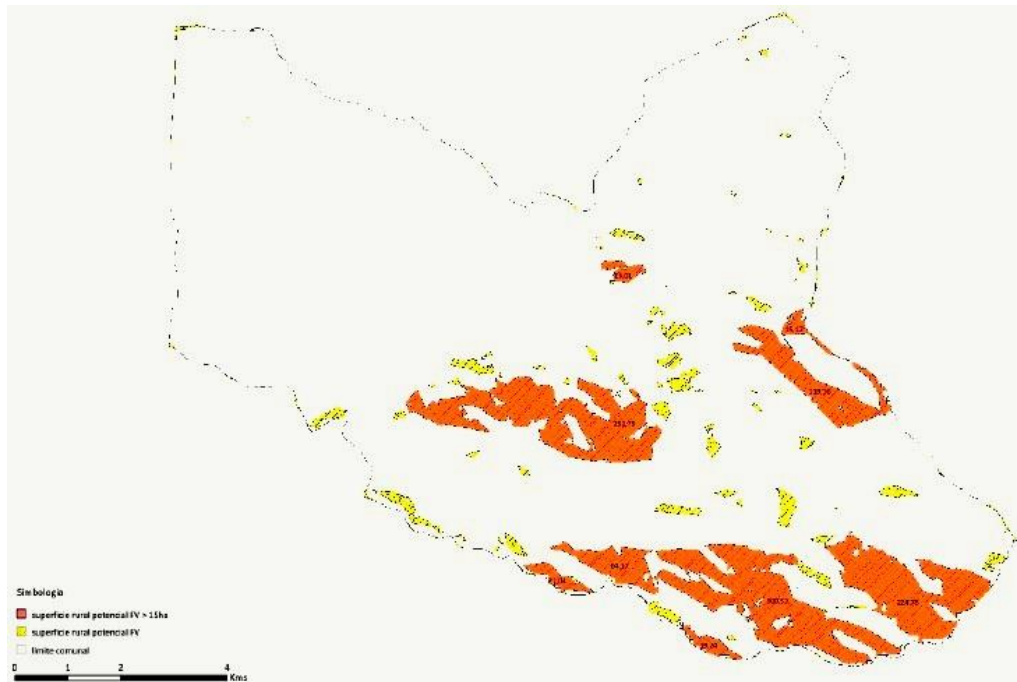
Para obtener el potencial técnico se incluyeron las restricciones territoriales que se presentan en la tabla 1-6, así mediante modelo satelital GIS se encontró una superficie disponible de 10,7 km². Con el supuesto conservador de una densidad de potencia de 20 [MW/km²] se obtuvieron 215 MW de capacidad instalable, los que corresponden a un potencial técnico de 332 GWh/año.

Tabla 1-6 Restricciones consideradas para obtener el potencial técnico

Factores	Restricción considerada	Comentario y/o fuente de información
Pendiente	< 15°	Criterio conservador
Distancia a centros urbanos y a centros poblados	> 500 m	Por incertidumbre en la extensión de los centros incorporada al sistema de información geográfica
Distancia a ríos, esteros y cuerpos de agua	> 300 m	Criterio conservador
Zonas protegidas	SNASPE, santuarios de la naturaleza y sitios	Criterio conservador
Línea de costa	> 100 m	Algo superior a zona de protección costera de 80 m (DS 47 de 1992 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo)
Líneas férreas, red vial y sendero de Chile	> 60 m	Análisis de casos de caminos construidos más 35 metros de prohibición de construcción de edificaciones permanentes (Artículo 39, DFL N° 850 del 12/09/97)
Área mínima continua que cumple los demás factores	0,15 km ²	Extensión estimada para proyecto de mínimo 3 MW

Fuente: EELVA

En la figura 1-7 se muestran en naranja las áreas que cumplen con todas las restricciones de la tabla 1-5 y cuya superficie es mayor a 15 Ha, convirtiéndose en áreas potenciales para la instalación de centrales solares fotovoltaicas.



Fuente: EELVA

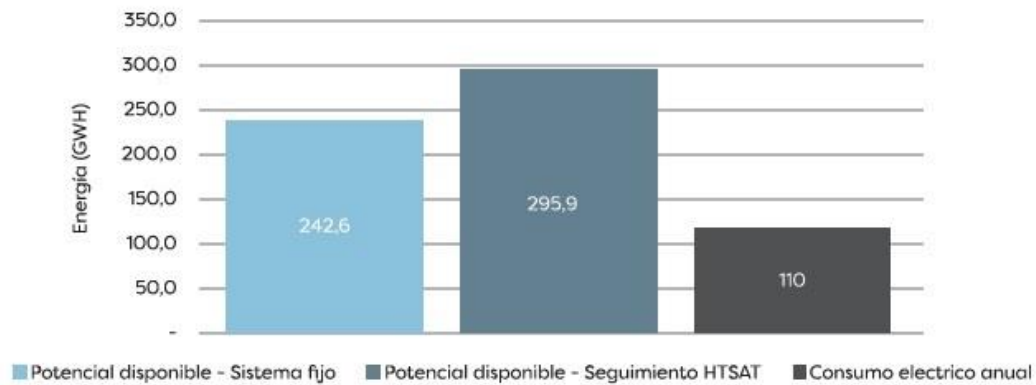
Figura 1-7 Áreas potenciales para la instalación del PMGD

Se concluyó que se podrían instalar como máximo 6 centrales de 9 MW conectadas a la red de distribución y una de 100 MW conectada a la línea de transmisión, con una capacidad total de 156 MW. Esto debido a que la superficie disponible no puede ser ocupada en su totalidad ya que demasiadas centrales en una misma área interferirían entre ellas en la venta de energía en el mercado eléctrico, además de producirse problemas de conexión a la red de transmisión.

El potencial disponible resultante es de 243 GWh/año para un sistema fijo; y de 296 GWh/año para un sistema con seguimiento HTSAT.

En la figura 1-8 se muestra una comparación entre el potencial fotovoltaico de las centrales solares y el consumo anual de energía eléctrica de la comuna.

POTENCIAL FOTOVOLTAICO DE CENTRALES VS CONSUMO



Fuente: EELVA

Figura 1-8 Comparación del potencial fotovoltaico y consumo eléctrico anual

1.2.3. Método para medición de beneficios y costos

El método utilizado para realizar la evaluación financiera consistió en la construcción de los flujos de caja proyectados del proyecto según los antecedentes recopilados, en distintos escenarios de financiamiento.

1.2.4. Indicadores económicos

Los indicadores utilizados para el cálculo de la rentabilidad del proyecto son el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Período de Retorno de la Inversión (PRI).

1.2.5. Criterios de evaluación

Los criterios de evaluación son los siguientes:

- VAN < 0: Se recomienda descartar realizar el proyecto
- VAN = 0: Se recomienda reevaluar el proyecto
- VAN > 0: Se recomienda realizar el proyecto

CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD DE MERCADO

2. ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD DE MERCADO

En este capítulo se estudia la demanda de energía eléctrica que tiene la comuna de Villa Alemana en sus distintos barrios y su proyección en el futuro, para lo cual se dividió la comuna en sectores residencial, público y privado. Además, se analiza la oferta de energía eléctrica, el comportamiento del mercado y la forma de determinar los precios de venta de energía.

2.1. DEFINICIÓN DEL PRODUCTO Y/O SERVICIO

Se pretende ofrecer el servicio de operación y mantenimiento de la planta solar fotovoltaica, a la vez que se realizará la gestión para encontrar una empresa que diseñe e instale el PMGD de acuerdo a las especificaciones que deriven del estudio de localización de la planta.

2.2. ANÁLISIS DE DEMANDA ACTUAL Y FUTURA

2.2.1. Distribución del consumo por sector

Para calcular el consumo en el sector residencial se consideró el consumo del 2015 en tarifa de baja tensión (BT)-1 suministrado por Chilquinta. Para el sector público se utilizaron las cuentas de los gastos en energía eléctrica de los edificios públicos y del alumbrado público del 2015, ambos suministrados por la municipalidad, y convertidos a energía de acuerdo con la tarifa promedio en BT del 2015.

El consumo del sector privado es la diferencia entre la energía total consumida por la comuna en el 2015 y el consumo de los otros 2 sectores. Se subdivide en sector industrial, medido como el consumo en alta tensión, y sector comercial medido en baja tensión.

A continuación, en la figura 2-1 se muestra el consumo de energía eléctrica en el año 2015 por sector:

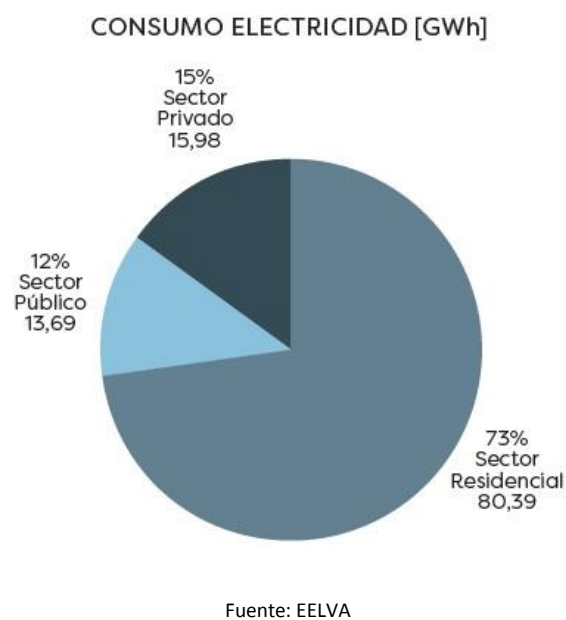
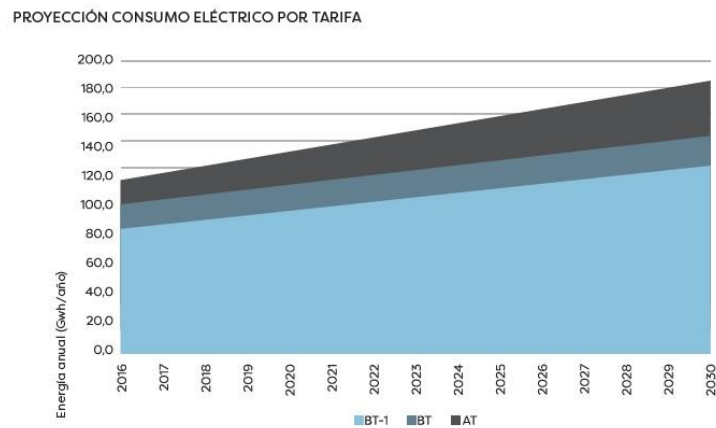


Figura 2-1 Consumo de energía eléctrica por sector

El carácter de ciudad de servicios y residencial de la comuna de Villa Alemana se refleja en la distribución de consumos eléctricos: el 73% de los consumos provienen del sector residencial, el 12,4% provienen del sector público y tan solo un 14,5% provienen del sector comercial e industrial.

Para estimar el consumo de energía en los próximos años se trabajó con los datos entregados por la empresa distribuidora Chilquinta y se procedió a realizar un estudio descriptivo de las variables en su totalidad, para así conocer la dispersión y los límites de la muestra. Luego de eso, se escogió el método paramétrico (econometría) para proyectar el consumo energético de la comuna al año 2030.

En la figura 2-2 se muestra la proyección del consumo eléctrico dentro de la comuna hasta el 2030, dividido por tipo de tarifa. La tarifa denominada BT incluye las tarifas en baja tensión excepto la BT-1.



Fuente: EELVA

Figura 2-2 Proyección gráfica del consumo eléctrico por tarifa

En la tabla 2-1 igualmente se muestra la proyección del consumo eléctrico según tipo de tarifa.

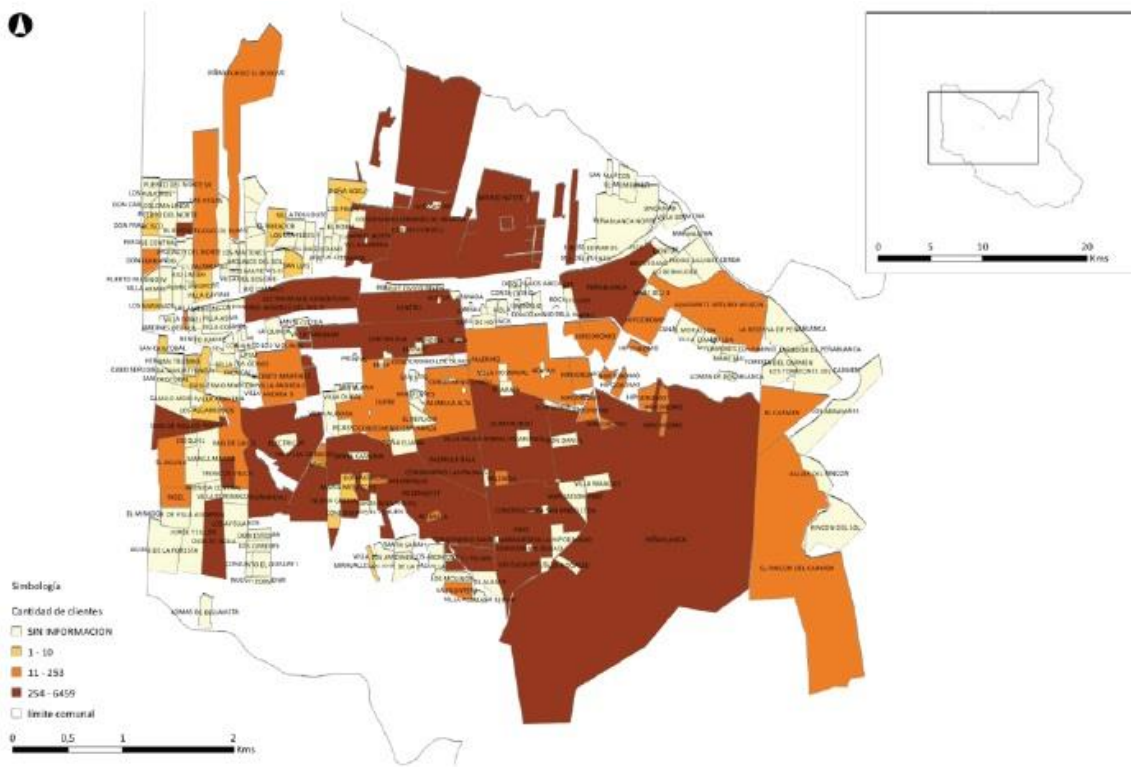
Tabla 2-1 Proyección del consumo eléctrico

Proyección consumo eléctrico (GWh/año)				
Año	BT-1	BT	AT	Total
2016	83,4	14,7	17,0	115,0
2017	87,2	15,1	17,9	120,2
2018	90,3	15,4	19,3	124,9
2019	93,4	15,6	20,7	129,7
2020	96,4	15,9	22,0	134,4
2021	99,5	16,1	23,4	139,1
2022	102,6	16,4	24,8	143,8
2023	105,7	16,7	26,1	148,5
2024	108,8	16,9	27,5	153,2
2025	111,9	17,2	28,9	157,9
2026	114,9	17,4	30,2	162,6
2027	118,0	17,7	31,6	167,3
2028	121,1	18,0	32,9	172,0
2029	124,2	18,2	34,3	176,7
2030	127,3	18,5	35,7	181,4

Fuente: EELVA

2.2.2. Descripción de clientes por barrio

En base a la información entregada por la distribuidora Chilquinta, se han podido identificar los barrios con mayor número de clientes consumidores de electricidad. Esta información es de gran importancia para entender cuáles son los sectores en los que la energía eléctrica es un factor más relevante que en otros, lo que se muestra en el mapa de la figura 2-3, en el que a mayor oscuridad del color mayor cantidad de clientes por barrio.



Fuente: EELVA

Figura 2-3 Barrios con mayor cantidad de clientes

En la tabla 2-2 se detallan los barrios que abarcan el 98% de los clientes de electricidad dentro de la comuna.

Tabla 2-2 Cantidad de clientes según barrio

Nombre Barrio	Cantidad Clientes	Acumulado	% Acumulado
Villa Alemana	16845	16845	38%
Penablanca	6459	23304	53%
Sin Barrio	5150	28454	64%
Troncos Viejos	2400	30854	70%
Huanhuali	2372	33226	75%
Villa Alemana Norte	2273	35499	80%
Villa Alemana Sur	1506	37005	84%
Ojos De Agua	713	37718	85%
Gumercindo	654	38372	87%
Centro	644	39016	88%
Palmilla Baja	510	39526	89%
El Peumo	474	40000	90%
El Rocio	427	40427	91%
Rosenquist	385	40812	92%
Rumie	310	41122	93%
El Bosque	289	41411	94%
Quebrada Escobar	280	41691	94%
Prat	261	41952	95%
Norte	201	42153	95%
Belloto	199	42352	96%
Palermo	188	42540	96%
El Carmen	140	42680	97%
Las Vegas	125	42805	97%
Don Fernando	104	42909	97%
Marga Marga	97	43006	97%
Dupre	86	43092	97%
Peumo	73	43165	98%

Fuente: EELVA

En base a la información entregada por Chilquinta, se ha determinado la densidad de clientes por barrios de la comuna. Esta información es útil para representar los barrios que poseen mayor cantidad de clientes por kilómetro cuadrado. Los barrios que presentan mayor densidad de clientes (color más oscuro) de consumo eléctrico por kilómetro cuadrado son Troncos Viejos, El Rocío y El Peumo, los que se muestran en el mapa de la figura 2-4.



Fuente: EELVA

Figura 2-4 Barrios con mayor densidad de clientes

En la tabla 2-3 se muestra la cantidad de clientes por kilómetro cuadrado según el barrio.

Tabla 2-3 Barrios con mayor densidad de clientes

Nombre Barrio	Densidad de clientes [clientes/km ²]
Troncos Viejos	72.255
El Rocío	14.525
El Peumo	6.621
Hijuelas Grandes	4.889
Centro Sur	3.742
San Enrique	3.722
Huanhualí	3.480
Ojos De Agua	3.320
Don Fernando	3.070
Palmilla	2.850
Centro	2.627
Palmilla Baja	2.109
Peñablanca	1.415
Gumercindo	1.248
Valencia	1.210

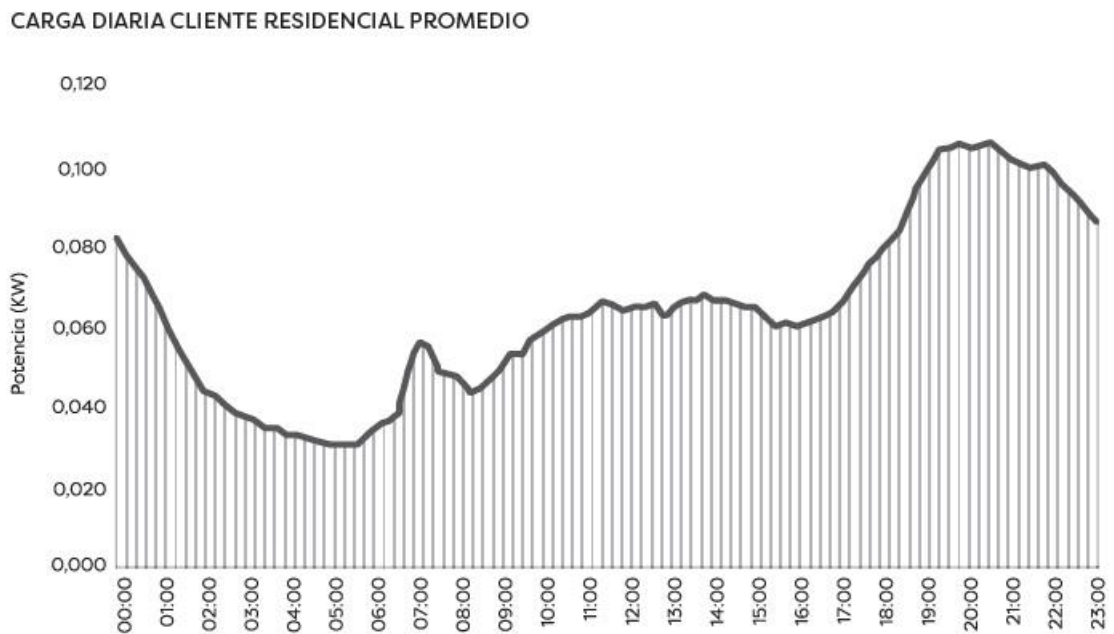
Fuente: EELVA

2.2.3. Sector residencial

El consumo eléctrico anual del sector residencial corresponde al 73% del consumo de la comuna y es del orden de 80,3 GWh.

La forma en que el sector residencial consume energía eléctrica deja ver una gran posibilidad para autoabastecerse mediante ERNC, principalmente energía solar por el consumo que existe en las horas de sol.

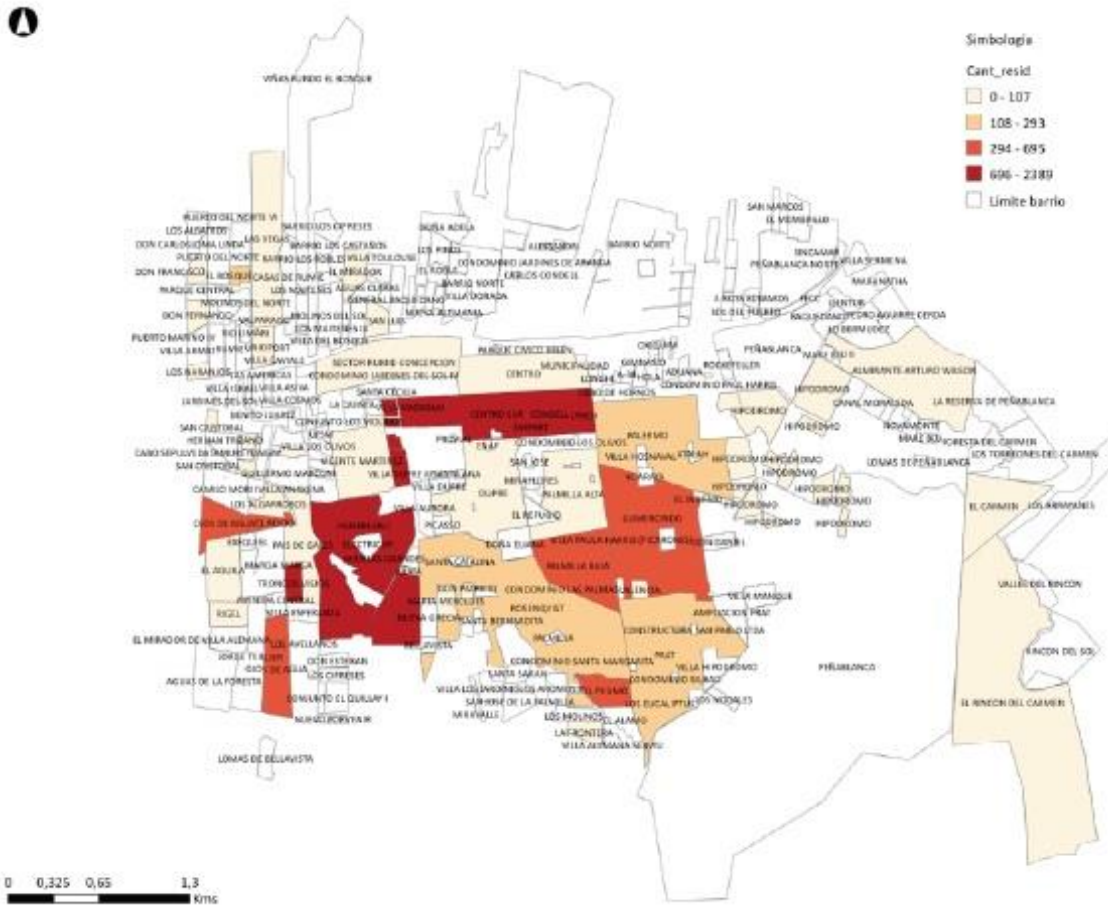
En la figura 2-5 se muestra la curva diaria del consumo de energía eléctrica de un cliente residencial promedio en el 2015.



Fuente: EELVA

Figura 2-5 Consumo eléctrico diario cliente residencial promedio

En la figura 2-6 se muestra un mapa con la cantidad de clientes residenciales por barrio, donde las áreas más oscuras son las con más clientes.



Fuente: EELVA

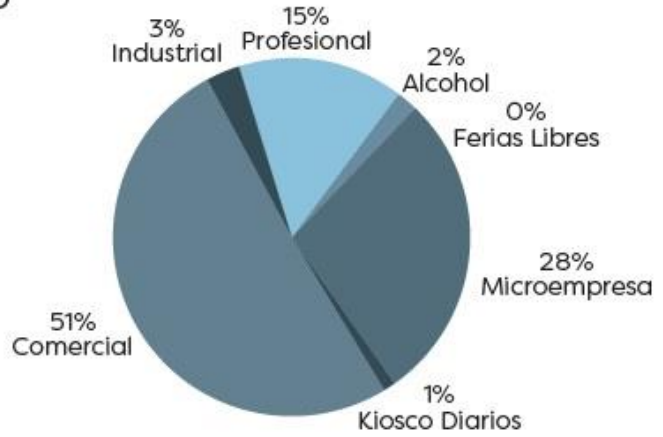
Figura 2-6 Cantidad clientes residenciales por barrio

2.2.4. Sector privado

El consumo del sector privado corresponde a un 14,5% del consumo eléctrico total de la comuna y corresponde a 16 GWh anuales al año 2015.

El sector privado se descompone en el sector industrial (15,21 GWh) y el sector comercial (0,77 GWh), el cual en la comuna de Villa Alemana se descompone en seis sectores. La distribución por tipos de clientes se muestra en la figura 2-7.

DISTRIBUCIÓN SECTOR PRIVADO

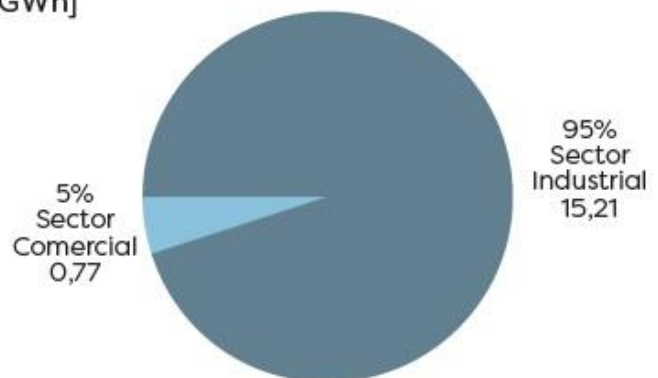


Fuente: EELVA

Figura 2-7 Distribución por tipo de clientes

Dentro del sector industrial, el consumo en alta tensión corresponde a un 95,2%, como se muestra en la figura 2-8.

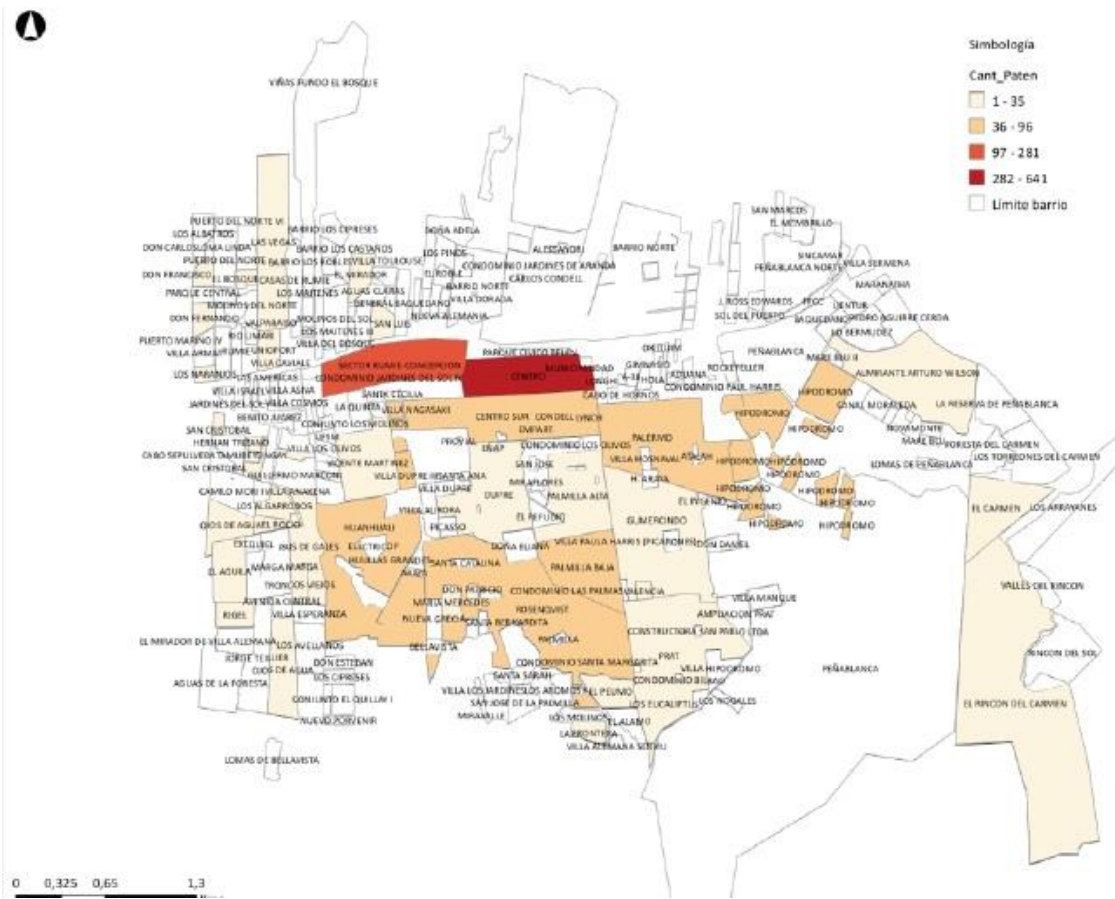
CONSUMO SECTOR PRIVADO [GWh]



Fuente: EELVA

Figura 2-8 Consumo sector privado

En la figura 2-9 se muestra un mapa con la cantidad de clientes privados por barrio, donde las áreas más oscuras representan las áreas con más clientes.



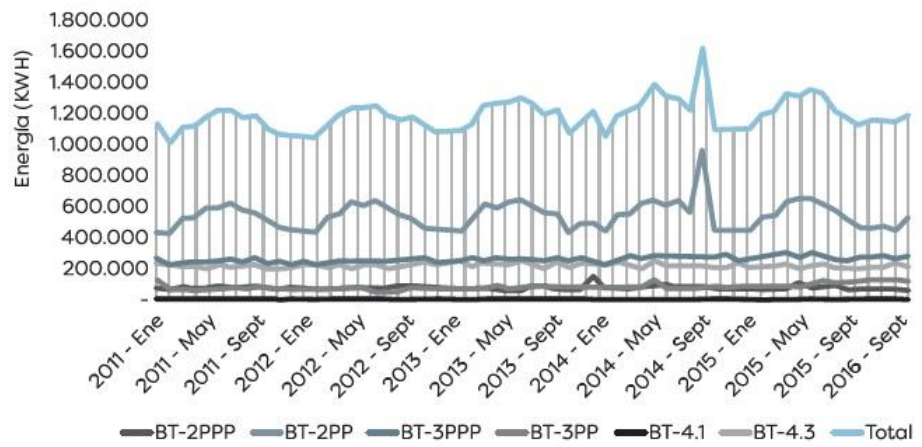
Fuente: EELVA

Figura 2-9 Cantidad de clientes privados por barrio

2.2.4.1. Sector comercial

Dado el tipo de actividad que realiza el sector comercial en la comuna de Villa Alemana, se ha considerado que este sector no utiliza tarifas BT-1 en baja tensión. El comportamiento del consumo de este sector desde enero de 2011 se muestra a continuación en la figura 2-10.

CONSUMO SECTOR COMERCIAL



Fuente: EELVA

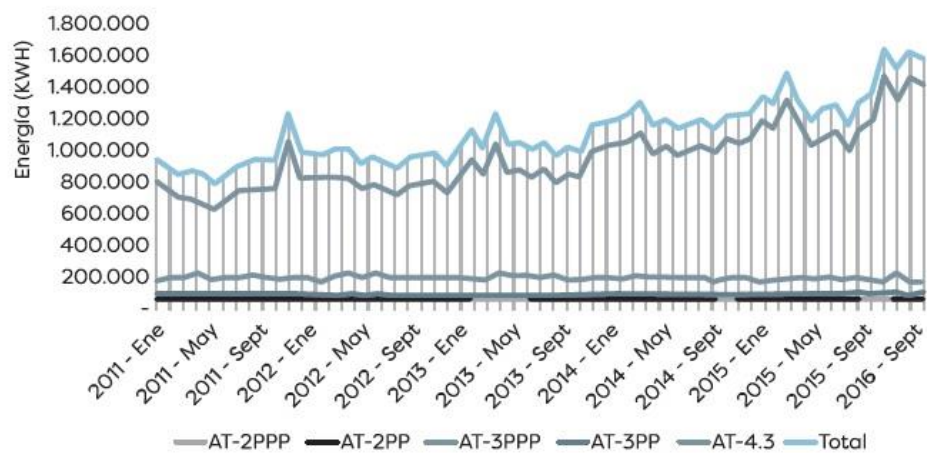
Figura 2-10 Consumo sector comercial

2.2.4.2. Sector Industrial

El mayor consumo del sector industrial se hace en alta tensión (AT), específicamente corresponde a la tarifa AT-4.3 durante el año.

El comportamiento del consumo históricamente se muestra a continuación en la figura 2-11.

CONSUMO SECTOR INDUSTRIAL



Fuente: EELVA

Figura 2-11 Consumo sector industrial

2.2.5. Sector público

El consumo eléctrico público es el 12,4% del consumo eléctrico de la comuna. Corresponde a 13,7 GWh anuales y se divide en consumo de edificios municipales y consumo de alumbrado público. El 92% del consumo eléctrico público corresponde a luminarias. Dada la importancia que tiene este consumo eléctrico, la I. Municipalidad de Villa Alemana ha desarrollado e implementado un plan de cambio de luminarias tradicionales por luminarias LED.

En la figura 2-12 se muestran los consumos eléctricos en el sector público y la distribución de los edificios públicos.

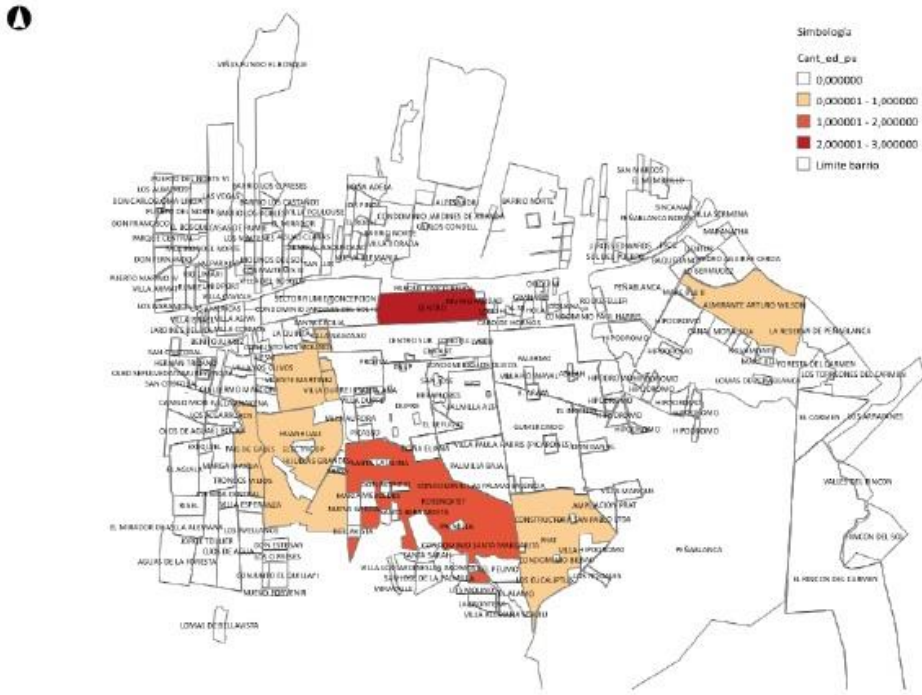


Fuente: EELVA

Figura 2-12 Consumos eléctricos y distribución edificios sector público

La mayor parte de los edificios públicos que representan un consumo corresponden a colegios públicos.

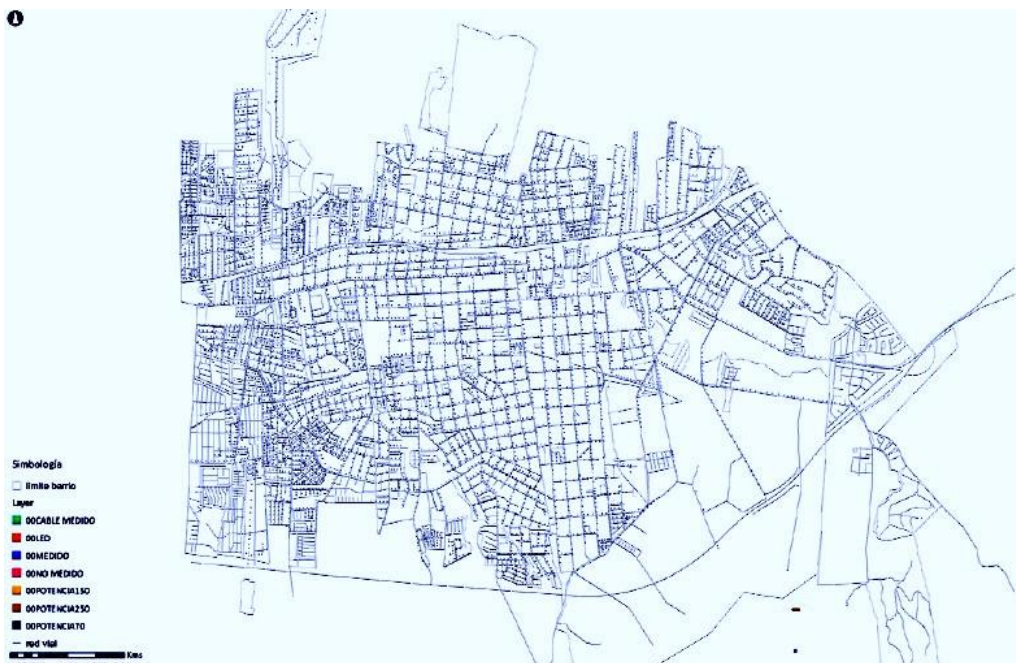
En la figura 2-13 se muestra un mapa con la cantidad de clientes públicos por barrio. Las áreas más oscuras son las con más clientes.



Fuente: EELVA

Figura 2-13 Clientes públicos por barrio

En la figura 2-14 se muestra el mapa de las luminarias públicas en la zona urbana.



Fuente: EELVA

Figura 2-14 Luminarias públicas en zona urbana

El consumo energético total en la comuna es de 150 GWh/año, de los cuales un 73% corresponde al consumo de energía eléctrica, es decir 110 GWh. Esto se refleja en la figura 2-15

CONSUMO TÉRMICO V/S ELÉCTRICO



Fuente: EELVA

Figura 2-15 Consumo eléctrico y térmico en la comuna de Villa Alemana

2.2.6. Variables que afectan a la demanda

Entre las variables que influyen en la demanda de energía eléctrica encontramos las siguientes, ordenadas de mayor a menor influencia:

- Época del año
- Horario del día
- Nivel socioeconómico
- Lugar geográfico

2.3. ANÁLISIS DE LA OFERTA ACTUAL Y FUTURA

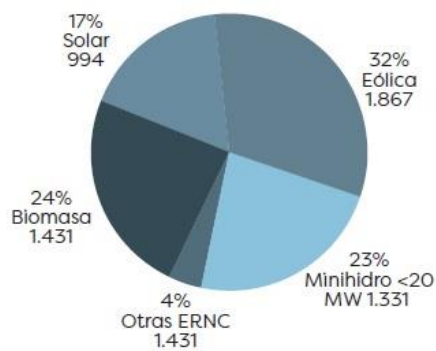
La energía eléctrica de la comuna proviene totalmente del SIC, del cual predominan la generación termoeléctrica y de fuente hidroeléctrica (de embalse y de pasada).

La producción de electricidad por plantas solares y eólicas corresponde respectivamente a un 2% y un 3% del total, mientras el conjunto de ERNC asciende al 11,1% del total.

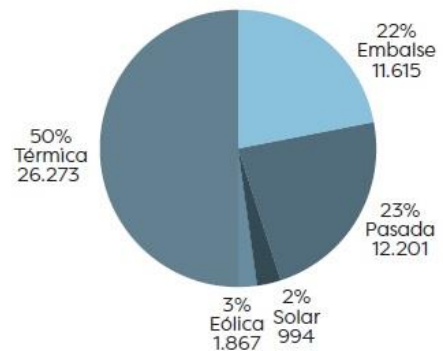
Resulta un mix de generación demasiado dependiente de los recursos fósiles y con escasa contribución de las ERNC.

En la figura 2-16 se muestra la composición de la matriz del SIC, según producción por ERNC, y por tecnología.

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA
DESAGREGADA POR ERNC (GWh)



PRODUCCIÓN DE ENERGÍA
DESAGREGADA POR TECNOLOGÍA (GWh)

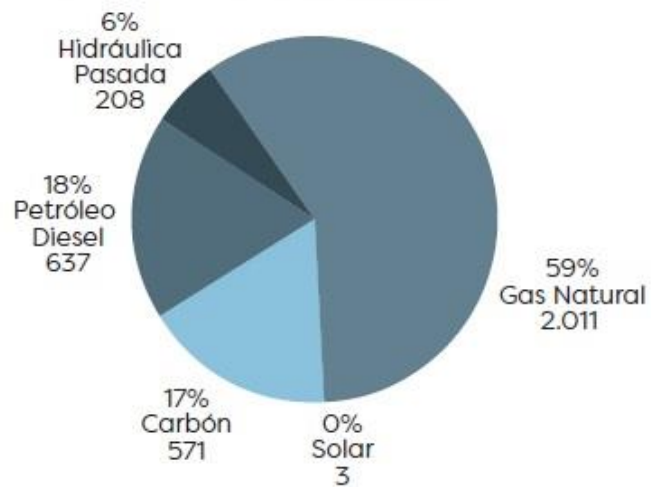


Fuente: EELVA

Figura 2-16 Producción energética por ERNC y tecnología en el SIC

Como se muestra en la figura 2-17, el parque de centrales de la región de Valparaíso está compuesto principalmente por plantas termoeléctricas, siendo la capacidad de fuentes renovables casi nula.

CAPACIDAD INSTALADA EN LA REGIÓN DE VALPARAÍSO (MW)



Fuente: EELVA

Figura 2-17 Generación eléctrica en la región de Valparaíso

La energía eléctrica es distribuida en la comuna de Villa Alemana por la empresa Chilquinta, que cubre casi todos los sectores. Entre las zonas que actualmente resultan desconectadas de la red destaca la Quebrada Escobares.

En la figura 2-18 se muestra el mapa de cobertura de Chilquinta en el área urbana, la que se aprecia en color rojo.



Fuente: EELVA

Figura 2-18 Cobertura eléctrica de Chilquinta en el área urbana

2.3.1. Comportamiento del mercado

Con la Ley General de Servicios Eléctricos, a través del Decreto con fuerza de Ley N°1 (DFL1) de 1982, la autoridad estableció el contexto institucional para el desarrollo de una industria descentralizada y basada en la propiedad privada. Así el DFL1 reconoció 3 segmentos en la industria: generación, transmisión y distribución de electricidad.

Para coordinar la actividad de generación y transmisión de los grandes sistemas interconectados, la ley eléctrica (según ley 20.936) establece que estos deben contar con un operador del sistema. Este es conocido como “Coordinador Eléctrico Nacional” (CEN).

El CEN es el encargado de coordinar la capacidad de transmisión y generación disponibles en el sistema de modo de balancear la oferta y la demanda por electricidad segundo a segundo. Esta coordinación se debe efectuar según las normas y reglamentos que propone la Comisión Nacional de Energía (CNE). De este modo, las generadoras, empresas de transmisión y distribuidoras deben acatar las instrucciones emanadas del CEN.

El DFL1 ha definido 3 mercados en los cuales las generadoras pueden vender la potencia y energía de sus centrales:

- 1- Entre generadores y empresas distribuidoras: se trata del mercado para pequeños consumidores que pagan a las empresas distribuidoras un precio de energía y potencia regulado por la autoridad.
- 2- Grandes consumidores: quienes libremente negocian los precios de electricidad con las generadoras.
- 3- En el CEN: donde las generadoras intercambian potencia y energía en forma instantánea; todo ello para satisfacer sus contratos de venta de energía y potencia con los grandes clientes o las empresas distribuidoras.

2.4. DETERMINACIÓN DE NIVELES DE PRECIO Y PROYECCIONES

La legislación vigente establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente del sistema, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.

Uno de los criterios generales es la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia. Así para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kW, son considerados sectores donde las características del mercado son de monopolio natural y, por lo tanto, la ley establece que están afectos a regulación de precios. Alternativamente para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada sea superior a 5.000 kW, la ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadoras. Al primer grupo de clientes se le denomina cliente regulado y al segundo se le denomina cliente libre, aunque aquellos clientes que posean una potencia conectada superior a 500 kW pueden elegir a cuál régimen adscribirse (libre o regulado) por un período de 4 años.

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación la ley distingue 2 niveles de precios sujetos a fijación:

- 1- Precios a nivel de generación-transporte, denominados precios de nudo y definidos para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán 2 componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta.
- 2- Precios a nivel de distribución, los cuales se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, un valor agregado por concepto de distribución y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal.

Mientras, las generadoras pueden comercializar su energía y potencia en algunos de los siguientes mercados:

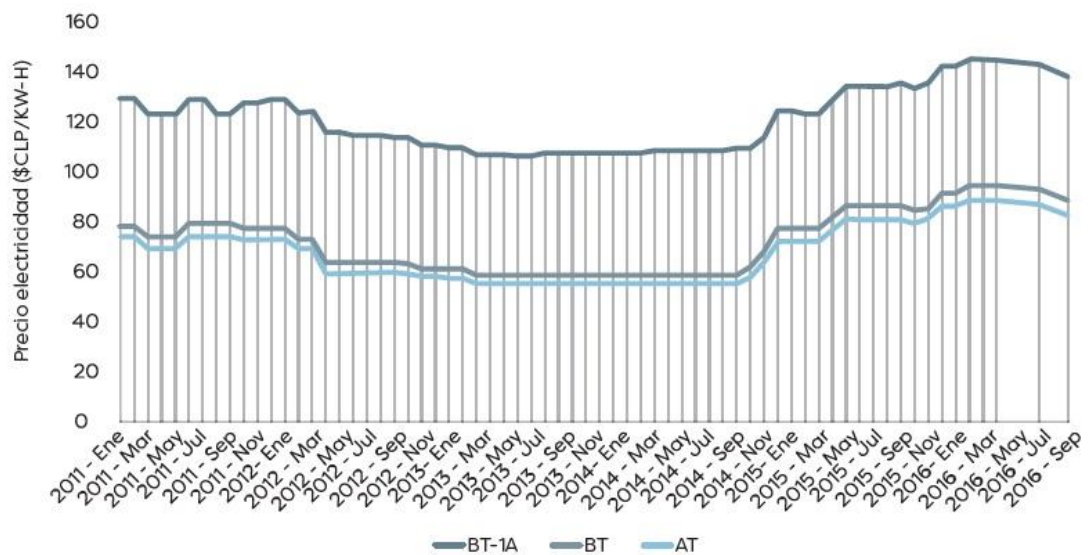
- Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado.
- Mercado de las empresas distribuidoras, a precio de nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado.
- Al Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del respectivo sistema, a costo marginal horario.

El precio que las empresas distribuidoras pueden cobrar a usuarios ubicados en su zona de distribución, por efectuar el servicio de distribución de electricidad, se obtiene de la siguiente expresión:

Precio a usuario final = precio de nudo + valor agregado de distribución + cargo único por uso del sistema troncal

Los precios de la electricidad en Villa Alemana, facilitados por la distribuidora Chilquinta, se muestran en la figura 2-19 (IVA incluido).

PRECIO MENSUAL POR TIPO DE TARIFA



Fuente: EELVA

Figura 2-19 Evolución de precios según tarifa

El costo promedio en tarifa BT-1 (residencial) en el año 2016 fue de 141,8 \$/kWh IVA incluido.

Se puede apreciar como en octubre del 2014 el precio comienza a subir bruscamente hasta el principio del 2016, cuando se estabiliza bajando levemente a lo largo del año.

2.4.1. Precio de nudo de corto plazo (PNCP)

Los precios de nudo se fijan semestralmente. Su determinación es efectuada por la CNE, quien a través de un informe técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.

La política de costos reales y la ausencia de economías de escala en el segmento generación permiten fijar como precio el costo marginal de suministro, constituido por 2 componentes:

- Precio básico de la energía: Promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio.
- Precio básico de la potencia de punta: Costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementando en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

Para cada una de las subestaciones del sistema eléctrico se calcula un factor de penalización de energía y otro de potencia que multiplicado por el respectivo precio básico de la energía y potencia de punta, determina el precio de la energía y potencia en la subestación respectiva.

En la tabla 2-4 se observan los precios de nudo de corto plazo correspondientes al período abril 2020-octubre 2020, los cuales fueron utilizados como referencia para los cálculos realizados en el capítulo 5.

Tabla 2-4 Precios de Nudo de Corto Plazo

NUDO	POTENCIA (\$/kW/mes)	ENERGÍA (\$/kWh)
Cardones 220	6.150,50	48,343
Maitencillo 220	6.053,75	47,097
Punta Colorada 220	6.088,25	47,037
Pan de Azúcar 220	6.193,03	47,896
Los Vilos 220	6.289,78	48,057
Nogales 220	6.162,83	46,806
Quillota 220	6.436,46	48,792
Polpaico 220	6.357,58	48,422

Fuente: Resolución exenta N° 108 abril 2020-CNE

2.5. ANÁLISIS DE LOCALIZACIÓN

El terreno debe estar ubicado dentro de las zonas determinadas con anterioridad en el punto 1.2.2.1. (figura 1-7). El área debe ser de al menos 2 Ha.

Para el correcto aprovechamiento de la radiación solar, la orientación e inclinación de los paneles debe ser la óptima, por lo que se deben considerar los siguientes aspectos:

- Los paneles deben estar orientados hacia el hemisferio norte.
- La inclinación puede ser fija, buscando la mejor captación en temporadas de alto consumo en invierno (mayor inclinación), temporada de radiación máxima en verano (menor inclinación) o máxima radiación promedio anual (inclinación intermedia); o puede contarse con un sistema de seguimiento solar (inclinación variable).
- El horizonte del sector determina las horas de radiación incidente durante el año sobre la instalación fotovoltaica.
- Se debe evitar la cercanía a elementos que causen sombra sobre los paneles de forma directa (quema los equipos) o indirecta (baja de rendimiento).
- Para una inclinación fija el valor óptimo será el equivalente a la latitud del sector geográfico.

- Se debe respetar una distancia mínima entre series consecutivas de paneles para evitar que la sombra de una fila afecte a la otra.

En la figura 2-20 se observa una fotografía que contiene un área de terreno donde podría ubicarse el proyecto fotovoltaico, tomada en la comuna de Villa Alemana, el cual cumple con las características mencionadas anteriormente.



Fuente: Elaboración propia

Figura 2-20 Terreno posible para la instalación del PMGD

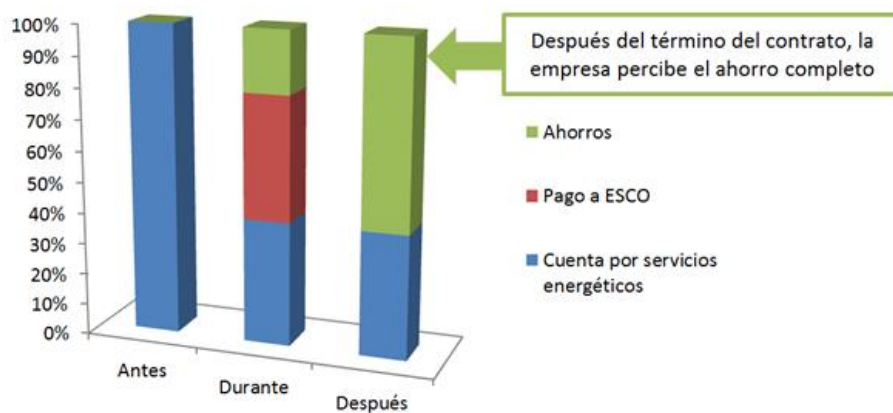
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA

3. ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA

En este capítulo se aborda la factibilidad de realizar el proyecto en materia técnica, es decir, se realiza una descripción de todos los procesos necesarios para desarrollar el proyecto, desde la selección del terreno hasta la operación y mantenimiento del Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD). También se describen los equipos necesarios para la implementación del PMGD, los costos asociados al personal requerido, la puesta en marcha, capital de trabajo y un resumen de la inversión inicial requerida para la realización del proyecto. Para efectos de calcular los costos generados se utiliza el valor de la UF al día 29 de junio de 2020, equivalente a CL\$28.697,37 pesos chilenos.

3.1. DESCRIPCIÓN Y SELECCIÓN DE PROCESOS

El modelo de negocio de una empresa de servicios energéticos (ESCO) se grafica a continuación en la figura 3-1.



Fuente: www.gestionaenergia.cl

Figura 3-1 Modelo de negocio ESCO

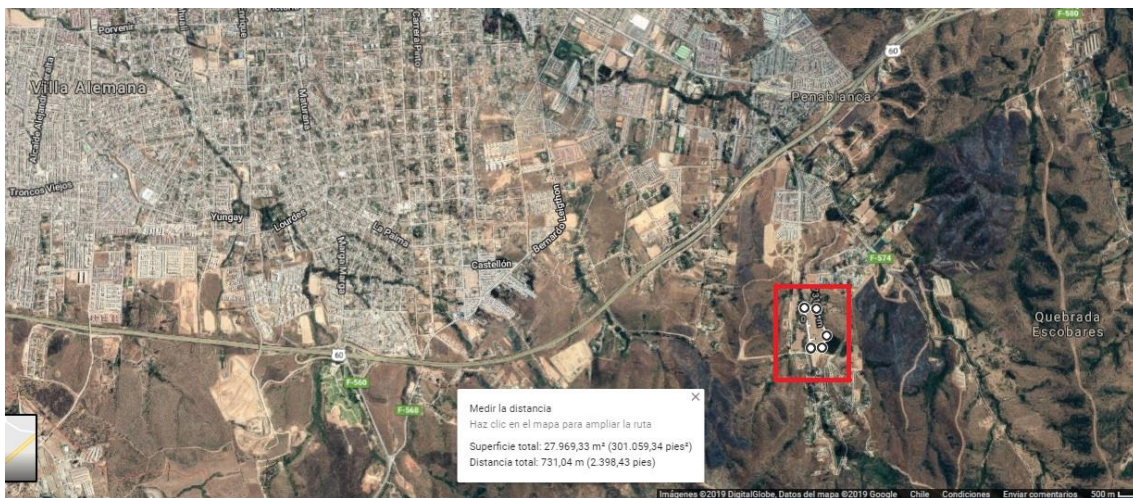
Los procesos que se realizarán en la empresa serán los siguientes:

- Ubicación y selección de un terreno con opción de compra.
- Proceso de conexión a la red.
- Firmar un contrato de venta de energía (contrato de desempeño energético).
- Gestionar el diseño, construcción y puesta en marcha del PMGD con una ESCO.
- Operación y mantenimiento del PMGD.

3.1.1. Ubicación y selección del terreno

En base a las restricciones indicadas en la tabla 1-5 se ubicó un sitio con buena ubicación, sin sombreado de montañas u otros objetos, con orientación hacia el norte y cercano a líneas de distribución y posibles clientes.

En la figura 3-2 se observa el área seleccionada para emplazar el PMGD



Fuente: www.google.cl/maps

Figura 3-2 Área de ubicación del PMGD

Este sitio corresponde al Fundo El Rincón, el que está dividido en varios lotes. Dentro de este fundo se eligió un sector erizado, plano y con poca o nula vegetación, lo

que evitaría incurrir en gastos extras de contratación de maquinaria pesada para realizar el descarpe del terreno, como se observa en la figura 3-3.



Fuente: www.google.cl/maps

Figura 3-3 Layout base para el proyecto

3.1.2. Proceso de conexión a la red

En este proceso se realiza un intercambio de información entre el o los interesados y la empresa distribidora de energía eléctrica correspondiente, el cual se hace a través de formularios establecidos por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Cada formulario se denomina F(n), donde (n) corresponde al número que identifica su orden dentro del proceso.

En este proceso se debe especificar si el PMGD se clasifica como de Impacto no Significativo (INS). Las condiciones para su determinación son las siguientes:

- Los excedentes de potencia deben ser inferiores o iguales a 1,5 MW.
- Potencia máxima a instalar bajo el 85% de la capacidad térmica de la línea a conectar.
- Variaciones de tensión bajo 6% en sector residencial y 8% en sector urbano para puntos determinados por la distribuidora.
- Para corto circuito no se debe sobrepasar el 85% de la capacidad de ruptura de los equipos de protección.
- Aumento no significativo del nivel de corto circuito en el punto de inyección.

Los formularios mencionados anteriormente se resumen a continuación:

- F1 (interesado): Datos del interesado e información básica del PMGD (potencia, energía anual, nivel de tensión, tipo de tecnología, ubicación).
- F2 (distribuidora): Antecedentes de la red de distribución, solicitudes de otros PMGD.
- F3 (interesado): Solicitud de conexión a la red (SCR) con información más detallada del PMGD y definición de este como de impacto significativo o no significativo (INS).
- F4 (distribuidora): Respuesta a SCR, indicación del impacto del PMGD y petición de los estudios técnicos necesarios.
- F5 (interesado): Conformidad del SCR, aceptación del nivel de impacto del PMGD y de estudios solicitados.
- F6a (interesado): Entrega de estudios técnicos realizados por terceros.
- F6b (distribuidora): Resultados de los estudios recibidos.
- F6 (interesado): Conformidad de los resultados recibidos.
- F7 (distribuidora): Informe de criterios de conexión (ICC). Entrega los costos de conexión (con y sin PMGD), el factor de referencia (FR) para la compra de energía al PMGD.
- F8 (interesado): Aceptación del ICC.
- F9 (ambos): Protocolo de puesta en servicio.
- F10 (distribuidora): Informe de pruebas.
- F11 (interesado): Informa desconexión, retiro, modificación o cese de operaciones de un PMGD.

3.1.3. Contrato de venta de energía

Se debe gestionar un contrato de venta de energía con el Municipio o con empresas privadas o públicas.

El precio de venta de la energía y la potencia se fija en el “Informe técnico de fijación de precios de nudo promedio del Sistema Eléctrico Nacional”, realizado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía.

El PNCP corresponde al “precio estabilizado” al que pueden optar los proyectos PMGD para valorizar su venta de energía y potencia, y corresponde a un aproximado de los precios de mercado de corto y largo plazo, considerando el precio medio de mercado y parcialmente el precio básico de la energía.

3.1.4. Diseño, construcción y puesta en marcha

Para cumplir con estas etapas se contratará una empresa ESCO con experiencia, la cual será la responsable del diseño y ejecución de las obras.

Para encontrar estas empresas se puede recurrir a las páginas web de la Asociación nacional de empresas de eficiencia energética (ANESCO) o de la Asociación chilena de energía solar (ACESOL).

Existen varias empresas que realizan estos servicios, entre las que destacan:

- Tritec Intervento.
- Acciona
- Solar Pack
- First Solar
- Sunpower
- Ecoenergías
- Eólica solar
- Ecopower
- Global Axxis
- Solarix
- Tikuna
- Solarity
- Flux Solar Spa

3.1.5. Operación y mantenimiento

Un plan de mantenimiento depende del contexto operacional de la planta, es decir, el lugar de instalación, las condiciones ambientales del lugar y los equipos utilizados.

Si bien los sistemas fotovoltaicos son muy confiables y seguros (su vida útil puede llegar a los 25 años), se debe considerar que estos se ubican a la intemperie y se ven expuestos a cambios de temperatura, lluvias, tormentas, radiación UV, entre otros; por lo que con el paso del tiempo estos componentes pueden presentar fallas que pueden afectar el rendimiento y los ahorros de la planta, siendo su reparación de bajo costo, como por ejemplo un fusible defectuoso.

Entre los beneficios que aporta un correcto mantenimiento destacan:

- Mejora el rendimiento, aumentando la cantidad de energía entregada durante su operación.
- Evitar, o como mínimo, reducir el tiempo inoperativo del sistema, maximizando la disponibilidad de la planta y la energía entregada.
- Aumentar la vida útil de la planta.

Según un estudio de J.P. Dunlop, los defectos más frecuentes en los sistemas solares fotovoltaicos son los que se exponen a continuación en la tabla 3-1.

Tabla 3-1 Problemas comunes en sistemas solares fotovoltaicos

Problema	Componente
- Fractura o daño en cubiertas	Paneles
- Separación de cubiertas externas que encapsulan la célula FV	Paneles
- Decoloración o burbujas en la lámina	Paneles
- Conexiones a tierra corroídas	Cableado eléctrico
- Conexiones quemadas	Cableado eléctrico
- Conexiones deformadas	Cableado eléctrico
- Degradación de semiconductores	Paneles
- Degradación UV de paneles, conductores u otros componentes	Paneles
- Bajo rendimiento o apagado de inversor por elevada temperatura	Inversores
- Pérdida de eficiencia de los paneles	Paneles, inversores
- Corrosión o daño en estructuras de soporte y canalizaciones eléctricas	Estructuras de soporte
- Daño en paneles por efecto de punto caliente	Paneles
- Daño en diodos bypass	Paneles

Fuente: Análisis y diagnóstico de experiencias de plantas solares en Chile en operación y conectadas a la red – GIZ Chile

Se capacitará al personal propio en materia de operación y mantenimiento. Para esto se aprovechará la experiencia que tiene la prestigiosa empresa Ser-Cap, la cual ofrece servicios de capacitación en energías renovables. La empresa cuenta con una serie de cursos, sin embargo, se seleccionó el curso de “Especialización en O&M en plantas fotovoltaicas. Claves y estrategias para una operación y mantenimiento efectivo”, el cual tiene una duración de 16 horas (8 horas teóricas y 8 horas prácticas) y tiene un valor de \$350.000 por persona. El costo de estas capacitaciones se especifica en la tabla 3-2 y se

consideran 2 capacitaciones en el año 1, 7 capacitaciones en el año 2 y desde el año 3 en adelante 2 capacitaciones por año, considerando la rotación del personal.

Tabla 3-2 Gastos de capacitación

n°	\$ p/pers.	UF	TOTAL UF
2	\$ 350.000	12,20	24,39
7	\$ 350.000	12,20	85,37
gastos capacitación			109,77

Fuente: Elaboración propia según cotización en www.ser-cap.cl

3.2. SELECCIÓN DE EQUIPOS

Una instalación fotovoltaica consta de los siguientes elementos indispensables para su funcionamiento:

- Paneles fotovoltaicos.
- Inversores.
- Estructuras de soporte.
- Medidores bidireccionales (autoconsumo).
- Banco de baterías (off-grid).
- Reguladores de carga (off-grid).

3.2.1. Paneles fotovoltaicos

Son los encargados de transformar la energía de la radiación solar en energía eléctrica. En la figura 3-4 se observa el modelo de panel fotovoltaico que se consideró para la realización de este estudio, el cual es fabricado por la empresa china Jinko Solar.



Panel
Fotovoltaico
Amerisolar 330
Watt, Poly 72
Celdas

Valor IVA Incluido
\$ 134.589

Fuente: www.makalsolar.cl

Figura 3-4 Panel fotovoltaico 330 Wp

Este módulo fotovoltaico modelo Eagle 330WP JKM 330PP-72 corresponde a un panel policristalino de 72 celdas, de 330 W de potencia, el cual tiene un valor de 4,10 UF (\$117.647 s/IVA).

3.2.2. Inversores

Son equipos electrónicos de potencia capaces de convertir una señal eléctrica de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC) a un voltaje y frecuencia determinados.

Existen distintos tipos de inversores conectados a red, los que según su aplicación se pueden clasificar en:

- Micro inversores: Inversor de baja potencia por panel. Cada panel tendrá su propio seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). Altos precios, pero menor riesgo de falla total del sistema o pérdida de eficiencia.
- Inversores string: Inversor de alta potencia conectado a un arreglo de paneles conectados en serie controlados por un MPPT.

- Inversores multi-string: Mismo funcionamiento que un inversor string, pero con varias entradas para series de paneles, cada una con su respectivo MPPT. Son los más utilizados en instalaciones de media y alta potencia.
- Inversores centrales: Inversores a los que se conectan varias series de paneles solares unidas en cajas de combinación antes de conectarse a la entrada del equipo. De gran potencia, eficiencia, simplicidad y bajo coste. Riesgo de falla total en la planta y falta de seguidor MPPT debido a la cantidad de strings asociados.

En la figura 3-5 se observa un inversor fabricado por la empresa china Ginlong, modelo Solis de 50 Kw de potencia, el cual tiene un valor de 99,66 UF (\$2.860.000 s/IVA).

Inversor en Red Solis 50KW-3P



Codigo: GS50-3P
Stock: Disponible

Descripcion: Inversor en Red Solis 50KW-3P

\$3.280.000 + IVA

Fuente: www.esol.cl

Figura 3-5 Inversor Solis 50 kW

3.2.3. Estructuras de soporte

Son parte fundamental de cualquier proyecto. Las estructuras de soporte, además de mantener los módulos firmes y seguros, también deben proporcionar la inclinación adecuada del panel, facilitar el montaje y desmontaje de éstos, e incluso pueden mejorar la radiación recibida por la central (y por tanto la potencia de salida).

Existen 2 tipos:

- Estructuras de montaje a techo: Deben ser lo suficientemente ligeras para no poner en riesgo la edificación. Existen paralelas al techo o con inclinación.
- Estructuras de montaje a suelo: Estructuras de mayor envergadura que necesitan de cimientos para mantener la estructura firme y nivelada. Pueden considerar o no sistema de seguimiento solar.

En la figura 3-6 se observa una estructura de montaje a suelo.



Fuente: www.google.cl

Figura 3-6 Estructura de montaje a suelo

3.2.4. Medidor bidireccional

Los medidores bidireccionales permiten contabilizar la energía generada por el sistema fotovoltaico que se inyecta a la red y la energía consumida desde la red eléctrica. Según la potencia de consumo estos equipos pueden ser monofásicos (220 V) o trifásicos (380 V), dependiendo del tipo de cliente; y su capacidad es equivalente a la corriente que estos soportan en Amperes. Las nuevas tecnologías permiten el monitoreo a distancia y en tiempo real de los consumos medidos por estos equipos.

En la figura 3-7 se muestra un medidor bidireccional monofásico.



Fuente: www.google.cl

Figura 3-7 Medidor bidireccional monofásico

3.3. PROGRAMAS DE TRABAJO; TURNOS Y GASTOS EN PERSONAL

En el inicio de la empresa, estará constituida sólo de 2 personas:

- 1 Ingeniero (e) en Gestión Industrial
- 1 Ingeniero Civil Eléctrico

El Ingeniero en Gestión Industrial debe tener las habilidades para liderar la empresa como Gerente.

El Ingeniero Civil Eléctrico entre sus funciones principales tendrá la de realizar los informes técnicos requeridos por Chilquinta para el diseño, construcción y operación del PMGD

Estos profesionales serán los encargados de realizar las gestiones para conseguir el terreno donde se ubicará el PMGD, conseguir un contrato de venta de energía, realizar los estudios necesarios para comenzar el proceso de conexión de la planta y supervisar los trabajos de diseño y construcción de ésta.

Se trabajará de lunes a viernes de 9:00 am a 18:00 pm horas, contando con una hora de colación entre las 13:00 pm y las 14:00 pm horas.

En la tabla 3-3 se muestran los cargos necesarios en una primera etapa con sus respectivos sueldos.

Tabla 3-3 Cargos necesarios durante el primer año de vida de la empresa

cargo	n°	sueldo mensual	sueldo anual	sueldo anual UF
ing. (e) gestión industrial	1	\$ 1.000.000	\$ 12.000.000	418,16
ingeniero civil eléctrico	1	\$ 1.200.000	\$ 14.400.000	501,79
TOTAL	2	\$ 2.200.000	\$ 26.400.000	919,94

Fuente: Elaboración propia en base a datos de www.mifuturo.cl

También se debe disponer del servicio de un abogado y un contador, quienes, por la naturaleza de sus cargos, no serán trabajadores dependientes de la empresa, por lo que no cumplirán horario. Cabe destacar que el servicio del abogado sólo se considera durante el primer año, en el cual se debe realizar todo el trámite legal correspondiente, luego de esto se prescindirá de este profesional.

En la tabla 3-4 se observan los sueldos y el costo anual que representa el pago de los servicios de estos profesionales.

Tabla 3-4 Sueldos trabajadores independientes

cargo	n°	sueldo mensual	sueldo anual	sueldo anual UF
abogado	1	\$ 250.000	\$ 3.000.000	104,54
contador	1	\$ 300.000	\$ 3.600.000	125,45
TOTAL	2	\$ 550.000	\$ 6.600.000	229,99

Fuente: Elaboración propia

Una vez entrada en funcionamiento la planta, se conformarán 2 turnos para la operación y el mantenimiento del PMGD, los cuales deberán ser aprobados por la Inspección del Trabajo:

- 1° turno de 06:00 horas a 15:00 horas. Una hora de colación de 10:00 horas a 11:00 horas.
- 2° turno de 13:00 horas a 22:00 horas. Una hora de colación de 17:00 horas a 18:00 horas.

En cada turno habrá un Técnico Eléctrico, un Operador y un Ayudante de Mantenición. El Ingeniero en Mantenimiento Industrial tendrá un horario de 09:00 horas a 18:00 horas, con una hora de colación entre las 13:00 horas y las 14:00 horas.

3.4. PERSONAL DE OPERACIONES, CARGOS, PERFILES Y SUELDOS

El personal de operaciones será requerido una vez que el PMGD entre en su etapa de puesta en marcha hasta el término de la operación de la planta.

Además del Ingeniero Civil Eléctrico (jefe de operaciones), se deberá contratar de 2 a 3 personas por turno para realizar las labores de operación y mantenimiento del PMGD.

- 1 Ingeniero en Mantenimiento Industrial (jefe de mantenimiento). Encargado de elaborar los planes de mantención de la planta y verificar su aplicación.

- 2 Técnicos Eléctricos o Técnicos en Mantenimiento Industrial. Encargados de ejecutar el plan de mantenimiento.
- 2 Operadores o Instrumentistas. Encargados de la operación y monitoreo del rendimiento de la planta fotovoltaica.
- 2 Ayudantes de Mantención.

En la tabla 3-5 se observan los cargos de operación y mantenimiento con sus respectivos sueldos.

Tabla 3-5 Cargos necesarios en la fase de operación y mantenimiento

cargo	n°	sueldo mensual	sueldo anual	sueldo anual UF
ing. mant. industrial	1	\$ 1.000.000	\$ 12.000.000	418,16
técnico eléctrico	2	\$ 500.000	\$ 12.000.000	418,16
operadores	2	\$ 500.000	\$ 12.000.000	418,16
ayudantes mantención	2	\$ 350.000	\$ 8.400.000	292,71
TOTAL	7	\$ 2.350.000	\$ 44.400.000	1.547,18

Fuente: Elaboración propia en base a datos de www.mifuturo.cl

3.5. INVERSIONES EN EQUIPOS E INSTALACIONES

Los equipos necesarios para implementar la oficina en donde se trabajará en la primera fase del proyecto se muestran a continuación en la tabla 3-6.

Tabla 3-6 Implementos de oficina

Implementos oficina	Cantidad	Costo unitario	Costo Total	costo UF
Escritorio AGM	2	\$ 50.990	\$ 101.980	3,55
Silla para PC one sit	2	\$ 106.990	\$ 213.980	7,46
Librero 2 repisas Tvilum	1	\$ 84.000	\$ 84.000	2,93
Notebook HP 15,6"	2	\$ 199.990	\$ 399.980	13,94
Impresora multifuncional HP PRO 8720	1	\$ 65.995	\$ 65.995	2,30
TOTAL		\$ 507.965	\$ 865.935	30,17

Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones a través de www.google.cl

Los equipos, partes y componentes necesarios para la construcción del PMGD, se muestran a continuación en la tabla 3-7, en la que se incluye la compra de un container para ser habilitado como sala de control.

Tabla 3-7 Costo total inversión componentes PMGD

costo inversión x string						
insumo	cantidad	costo unitario	costo total	costo UF	TOTAL UF	cantidad strings
panel solar	20	\$ 117.647	\$ 2.352.941	81,99	13.118,64	160
estructura	1	\$ 500.000	\$ 500.000	17,42	2.787,71	
cable solar	30	\$ 1.000	\$ 30.000	1,05	167,26	
conector mc4	20	\$ 3.000	\$ 60.000	2,09	334,53	
TOTAL		\$ 621.647	\$ 2.942.941	102,55	16.408,14	
inversor	23	\$ 2.860.000	\$ 65.780.000	2.292,20		
container	1	\$ 2.000.000	\$ 2.000.000	69,69		
INVERSIÓN TOTAL STRINGS UF		18.770,03				

Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones a través de www.google.cl

Otros activos necesarios para el desarrollo del proyecto como la compra del terreno donde instalar el PMGD, así como una camioneta para el proyecto, se muestran a continuación en la tabla 3-8.

Tabla 3-8 Otros activos

otros activos	valor \$	valor UF
terreno (2 Ha)	\$ 20.000.000	696,93
mitsubishi L200	\$ 14.390.000	501,44
TOTAL	\$ 34.390.000	1.198,37

Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones

En la tabla 3-9 se muestra un resumen de la inversión en activos que se debe realizar en el año 0 del proyecto.

Tabla 3-9 Resumen de inversión en activos

RESUMEN INVERSIÓN EN ACTIVOS	
AÑO	0
TOTAL UF	19.998,58

Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones

3.6. INVERSIONES EN CAPITAL DE TRABAJO

Durante el primer y segundo año de funcionamiento de la empresa se deberán realizar todas las etapas anteriores a la operación y mantenimiento del PMGD, las que conllevan estudios y gestiones de parte de los profesionales contratados. Al no haber ingresos en este período para solventar los gastos, ya que estos se percibirán una vez que esté funcionando el PMGD (año 3), se calculó el capital de trabajo anual necesario por medio del método de déficit máximo acumulado, el que se refleja en la tabla 3-10.

Tabla 3-10 Capital de trabajo según déficit máximo acumulado (anual)

año	1	2	3	4	5
ingreso	0,00	0,00	4.771,73	5.726,07	5.726,07
egreso	-1.344,93	-1.216,35	-2.849,25	-2.849,60	-2.849,95
saldo	-1.344,93	-1.216,35	1.922,48	2.876,48	2.876,13
saldo acum.	-1.344,93	-2.561,28	-638,80	2.237,67	5.113,80

Fuente Elaboración propia

En el año 3 se considera un desfase de 2 meses para recibir el primer pago por energía y potencia, registrándose el ingreso en el mes 3, como se muestra en la tabla 3-11.

Tabla 3-11 Capital de trabajo según déficit máximo acumulado (mensual)

MES	1	2	3	4	5
ingreso	0,00	0,00	477,17	477,17	477,17
egreso	-112,08	-101,36	-237,44	-237,44	-237,44
saldo	-112,08	-101,36	239,74	239,74	239,74
saldo acum.	-112,08	-213,44	26,30	266,03	505,77

Fuente: Elaboración propia

Sumando ambos valores máximos se obtiene un capital de trabajo de 2.774,72 UF.

3.7. COSTOS DE INSTALACIÓN Y PUESTA EN MARCHA

En la tabla 3-12 se especifican los gastos de constitución de la sociedad y los gastos para gestionar la compra del terreno.

Tabla 3-12 Gastos de constitución de sociedad y gestión del terreno

gastos const. sociedad	CL\$	UF
notaria	\$ 150.000	5,23
diario oficial	\$ 60.000	2,09
inscripción comercio	\$ 72.000	2,51
impresión y timbraje	\$ 50.000	1,74
registro marca (3 UTM)	\$ 151.116	5,27
otros	\$ 20.000	0,70
TOTAL	\$ 503.116	17,53
gastos gestión terreno	CL\$	UF
estudio terreno	\$ 300.000	10,45
notaría	\$ 150.000	5,23
conservador	\$ 260.000	9,06
TOTAL	\$ 710.000	24,74

Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones

Para el desarrollo del proyecto se considera el arriendo de una pequeña oficina de aproximadamente 10 m² a 20 m² ubicada en Villa Alemana. Los gastos fijos se muestran a continuación en la tabla 3-13.

Tabla 3-13 Gastos fijos

GASTOS FIJOS	mensual	anual	anual UF
energía eléctrica	\$ 30.000	\$ 360.000	12,54
agua	\$ 8.000	\$ 96.000	3,35
internet	\$ 25.000	\$ 300.000	10,45
teléfono	\$ 15.000	\$ 180.000	6,27
arriendo oficina	\$ 200.000	\$ 2.400.000	83,63
bencina/diesel	\$ 130.000	\$ 1.560.000	54,36
TOTAL	\$ 408.000	\$ 4.896.000	170,61

Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones

Se considera que desde el año 2 en adelante los gastos fijos aumenten en CL\$10.000, el equivalente a 0,35 UF.

A los gastos de constitución de sociedad y gestión del terreno se les debe sumar el gasto por mes de garantía de arriendo de la oficina, dando como resultado el total de gastos de puesta en marcha del proyecto, el cual se muestra en la tabla 3-14.

Tabla 3-14 Gastos de puesta en marcha

Tipo de gasto	valor UF
mes de garantía oficina	6,97
const. sociedad	17,53
gestión terreno	24,74
Gastos Pta. en Marcha	49,24

Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones

3.8. RESUMEN INVERSIÓN INICIAL

La Comisión Nacional de Energía debe determinar anualmente los costos totales de abastecimiento de energía eléctrica para efectos del cálculo de costos marginales que dan lugar a los precios de nudo de energía.

Para este cálculo se consideran aspectos como el costo del equipamiento principal, obras civiles y montajes, costo de conexión al sistema, costos asociados a la obtención, almacenamiento y lógica del combustible, costos que permiten cumplir con la normativa ambiental y eléctrica vigente, entre otros.

En su “Informe de costos de tecnologías de generación” de marzo del 2020 se establecen los siguientes costos de inversión a modo de referencia, los que se observan en la tabla 3-15.

Tabla 3-15 Costos de inversión referenciales por tipo de tecnología

Tecnología	Costo de inversión referencial (US\$/kW)
Térmica a gas natural (CA)	898
Térmica a gas natural (CC)	675
Conjunto motores a gas	894
Térmica diésel (GMG)	448
Eólica	1.266
Solar fotovoltaica	871
Solar térmica	5.282
Hidráulica de embalse	4.439
Hidráulica de pasada	3.923
Mini-hidráulica	3.263
Térmica a biomasa	3.170
Térmica a biogás	1.144
Geotérmica	4.394
Solar con almacenamiento	1.539
Eólica con almacenamiento	1.891

Fuente: Informe de costos de tecnologías de generación, enero 2018 - CNE

Considerando el valor del dólar al día 29/06/20, el que tiene un valor de CL\$821,4; se obtiene que el costo de inversión para generar un kW es de CL\$715.439, lo que equivale a una inversión total de aproximadamente CL\$715.439.000 o 24.930,47 UF para un PMGD de 1MWp, según el estudio de la CNE.

En base al análisis de los datos recopilados se elaboró la tabla 3-16 en la cual se muestra un resumen de la inversión inicial necesaria para realizar el proyecto.

Cabe mencionar que para estimar cualquier costo de imprevisto que no se haya considerado en los cálculos y estimaciones de costos, se consideró un 10% de la inversión en activos.

Tabla 3-16 Resumen inversión inicial en UF

capital de trabajo	2.774,72
pta en marcha	49,24
inversión en activos	19.998,58
imprevistos	1.999,86
TOTAL	24.822,40

Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones

**CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD ADMINISTRATIVA, LEGAL, SOCIETARIA,
TRIBUTARIA, FINANCIERA Y LEGAL**

4. ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD ADMINISTRATIVA, LEGAL, SOCIETARIA, TRIBUTARIA, FINANCIERA Y LEGAL

En este capítulo se realizará un análisis de los aspectos organizacionales de la empresa, el marco legal que regula la actividad, el tipo de sociedad que se configurará, los aspectos tributarios, fuentes de financiamiento y requisitos ambientales para desarrollar el proyecto.

4.1. PREFACTIBILIDAD ADMINISTRATIVA

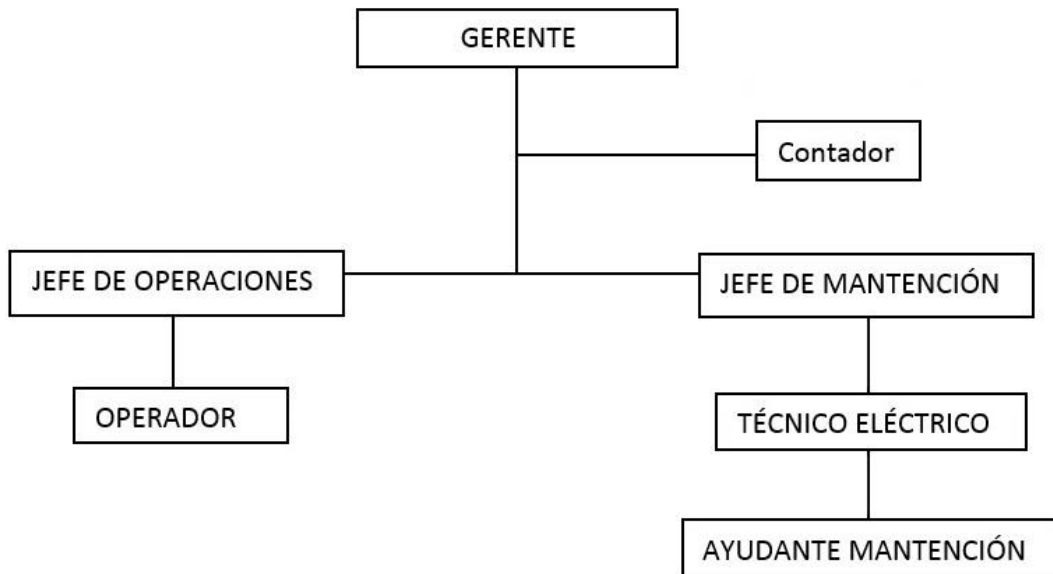
4.1.1. Personal

El personal administrativo estará compuesto por:

- 1 Ingeniero Civil Eléctrico
- 1 Ingeniero en Gestión Industrial
- 1 Contador
- 1 Ingeniero en Mantenimiento Industrial

4.1.2. Estructura organizacional

En la figura 4-1 se muestra el organigrama de la empresa.



Fuente: Elaboración propia

Figura 4-1 Organigrama de la organización

4.2. PREFACTIBILIDAD LEGAL

4.2.1. Ley 19.940 modificada (Ley corta I, 2004)

Primera ley en Chile que buscó impulsar una inserción regulada de los medios de generación de ERNC en el mercado eléctrico mediante incentivos económicos. Algunos de sus alcances más importantes son:

- Regula la participación de pequeños generadores en el mercado eléctrico permitiéndoles optar a estabilización de precios de energía o a venderla a costo marginal.
- Garantiza el acceso a las redes de distribución de generadoras bajo los 9 MW.
- Libera del pago de peaje por transmisión troncal a las generadoras de medios no convencionales bajo los 9 MW, reduciéndolo en las generadoras entre 9 y 20 MW.

4.2.2. Ley 20.018 modificada (Ley corta II, 2006)

Obliga a las empresas de distribución a comprar bloques de potencia. Aplica restricciones a las generadoras a gas. Su principal objetivo es promover la inversión en medios de generación ERNC, adecuando el mercado eléctrico. Entre sus aspectos más destacables están:

- Derecho de los propietarios de generadores de ERNC para conectarse a la red directamente desde instalaciones de una empresa distribuidora.
- Inyección de excedentes de energía libres de peaje de transmisión bajo el 5% del suministro de clientes regulados de las distribuidoras.
- Norma licitación de suministro de parte de las distribuidoras por bloques de energía según su tipo de demanda.
- Define los precios de venta de energía y potencia de generadoras en licitaciones.

4.2.3. Ley ERNC (ley 20.257, 2008)

Esta ley introduce en el DFL N°4 (Ley General de Servicios Eléctricos) la obligación que tienen las empresas eléctricas que efectúan retiros de electricidad, de inyectar energía por medios de generación renovables no convencionales. Sus principales puntos son:

- Se definen ERNC aquellas generadas por “centrales hidroeléctricas pequeñas”, o a proyectos que aprovechen la energía eólica, la solar, la geotérmica, la de los mares o la de la biomasa, es decir, aquellas tecnologías que utilicen fuentes renovables, produzcan un bajo impacto ambiental y que aún no se han desarrollado significativamente en el país”.
- El porcentaje de retiros provenientes de ERNC aumentará anualmente en 0,5% desde el año 2015, llegando a 10% al año 2024.
- Empresas que retiren energía de sistemas de más de 200MW deben acreditar que el 10% de dicha energía provenga de ERNC.

4.2.4. Modificación Decreto Supremo N°244, 2015

Se define un Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD), como medios de generación instalados en sectores de clientes finales de los sistemas de distribución eléctrica (residencias, empresas o industrias), conectados a instalaciones de empresas concesionarias de distribución o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público; y cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kW y mayores a 100 kW.

Sea cual fuese el tipo de tecnología usada en la generación, se debe cumplir tanto el procedimiento de aprobación y conexión del PMGD como las normas técnicas correspondientes en conjunto con las indicaciones que el organismo coordinador correspondiente (CDEC o Coordinador Eléctrico) estipulen para su funcionamiento.

Las distribuidoras eléctricas deben permitir la conexión de todo PMGD que cumpla con las estipulaciones normadas para su conexión a la red. Para ello se piden estudios de impacto en la red del PMGD, los que pueden ser realizados por la misma distribuidora o por terceros, para determinar los ajustes del sistema, modo de operación u obras adicionales de ser necesario. En caso que se requieran obras adicionales (cambio de líneas, nuevos transformadores o equipos de compensación reactiva) estas serán incluidas en los costos de conexión a incurrir por parte del o de los interesados, pero su ejecución queda a cargo de la distribuidora.

4.2.5. Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) de PMGD en instalaciones de media tensión

Establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los PMGD en redes de media tensión de concesionarios de servicio público de distribución de electricidad o de aquellas empresas que posean instalaciones de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público (empresas distribuidoras).

4.2.6. Resolución exenta N°641

Establece los plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo. Fue dictada el 30 de agosto del 2016.

4.2.7. DFL 4/20.018 Ley General Eléctrica

Este decreto corresponde a la Ley General Eléctrica con todas las modificaciones que le han sido incorporadas.

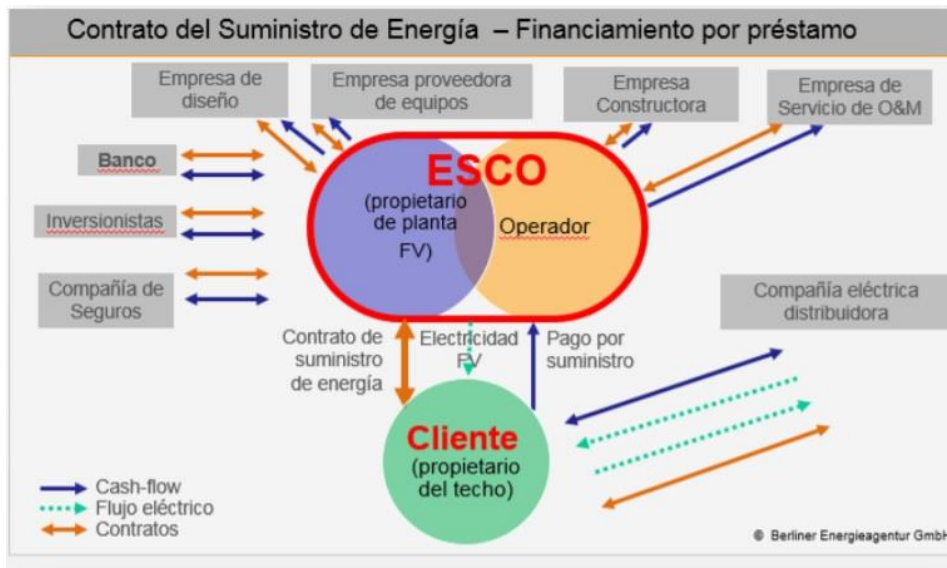
4.3. **PREFACTIBILIDAD SOCIETARIA**

El tipo de empresa que se creará será una Sociedad por Acciones (SpA). En este tipo de empresas puede haber uno o más accionistas, y la responsabilidad de estos se encuentra limitada al monto de sus aportes.

Por la naturaleza del servicio, se denominará como Empresa de Servicios Energéticos (ESCO). Este modelo de negocio técnico-financiero permite una relación comercial para el desarrollo de proyectos de eficiencia energética y ERNC, en donde el cliente no invierte nada, o casi nada, ya que la inversión inicial se paga a través de los ahorros generados por la implementación de una medida de eficiencia energética o ERNC. En este sentido, la empresa ESCO es la que asume los riesgos del proyecto, los cuales se estipulan en un contrato especial llamado Contrato de Desempeño Energético (CDE).

Entre los CDE más comunes se encuentra el contrato de ahorros compartidos (EE) o los de venta de energía (ERNC). La implementación de estos contratos depende de los ahorros potenciales, la inversión, complejidad de la operación y los riesgos asociados a su operación.

En la figura 4-2 se presenta un esquema del modelo de funcionamiento de las empresas ESCO.



Fuente: Modelo de negocio para venta de energía generada por planta fotovoltaica para autoconsumo, GIZ

Figura 4-2 Esquema de una empresa ESCO

4.4. PREFACTIBILIDAD TRIBUTARIA

4.4.1. Impuesto al valor agregado

Este impuesto corresponde al 19% del valor de mercaderías y servicios. Al adquirir insumos se tendrá un IVA crédito fiscal. En cambio, cuando se emitan facturas por la venta de energía, se deberá cargar el 19%, que corresponderá a un IVA débito fiscal.

4.4.2. Impuesto único de primera categoría

Este impuesto corresponde al 27% de las utilidades obtenidas en un año de ejercicio tributario.

4.5. PREFACTIBILIDAD FINANCIERA

4.5.1. Concurso de implementación de proyectos de inversión energética local

Tiene por objetivo fomentar el mercado de inversión energética local a través del financiamiento de proyectos considerados en los planes de acción de los municipios adheridos al programa Comuna Energética del Ministerio de Energía.

Cuenta con fondos de hasta \$120.000.000 para financiar proyectos de eficiencia energética y de hasta \$520.000.000 para proyectos de energías renovables, totalizando \$640.000.000.

Para los proyectos de energías renovables el monto máximo de cofinanciamiento será de \$65.000.000 por proyecto y corresponderá hasta el 60% del costo total del proyecto.

El requisito básico para postular es contar con el certificado de validación técnica, entregado por la Unidad de Asistencia Técnica (UAT) de la Agencia de Sostenibilidad Energética (ACEE).

4.5.2. Banco estado

En la figura 4-3 se muestra una captura de pantalla tomada desde la página web del Banco Estado, el cual otorga financiamiento para proyectos de eficiencia energética.



Financiamiento Proyectos Eficiencia Energética

Financiamos sus proyectos de eficiencia energética, generación de energías renovables no convencionales, para uso directo o venta de servicios energéticos a terceros.

[Imprimir](#)

[Solicitar](#)

Fuente: www.bancoestado.cl

Figura 4-3 Portal Banco Estado

Además, existen otras formas de financiamiento, como por ejemplo:

- Créditos de Corfo y otros entes
- Inversionistas privados
- Generación de asociatividad entre empresas.
- Project Finance
- Capital accionario
- Bonos

4.6. **PREFACTIBILIDAD AMBIENTAL**

Los PMGD cuya potencia sea inferior a 1,5 MWp, no se les exigirá estudio de impacto ambiental (EIA), sólo deberán presentar una declaración de impacto ambiental (DIA) para solicitar la conexión a la red.

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD ECONÓMICA

5. ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD ECONÓMICA

En este capítulo se exponen las consideraciones a utilizar en la confección y evaluación de los flujos de caja del proyecto.

Se presenta un flujo de caja puro sin financiamiento externo y 3 flujos con financiamiento externo del 25%, 50% y 75% de la inversión inicial.

Dependiendo de los indicadores económicos resultantes del análisis de los datos de los flujos de cajas se podrá determinar si es económicamente viable realizar este proyecto.

5.1. CONSIDERACIONES A UTILIZAR

A continuación, se darán a conocer algunas consideraciones importantes que se utilizaron para la evaluación del proyecto.

5.1.1. Horizonte del proyecto

El horizonte del proyecto se estimó en 25 años, valor que corresponde a la vida útil estimada que tienen los principales activos fijos de la empresa, tales como paneles solares e inversores.

5.1.2. Tasa de descuento

Para estimar la tasa de descuento a aplicar en los cálculos de flujos de caja, se consideró el nivel de riesgo según los tipos de proyectos que se muestran a continuación en la tabla 5-1.

Tabla 5-1 Nivel de riesgo por tipo de proyecto

Nivel de riesgo	Tasa %	Proyectos
ALTO	Sobre 20%	Proyectos nuevos, proyectos que usan un giro muy novedoso, proyectos con contratos internacionales.
MEDIO	10% - 20%	Proyectos fuera de giro de la empresa, proyectos novedosos que no han sido investigados.
PROMEDIO	5% - 10%	Proyectos de incremento de la producción, proyectos con nueva tecnología conocida, proyectos con poca información en el mercado.
BAJO	1% - 5%	Proyectos de mejoramiento de la productividad, proyectos de expansión de mercado.
MUY BAJO	0% - 1%	Proyectos de reducción de costos, proyectos de seguridad.

Fuente: Tesis

Además, se consideró la tasa de descuento solicitada por la Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE) para la evaluación y postulación a proyectos de eficiencia energética, la cual corresponde a un 12%.

De igual forma, se calculó la tasa de descuento mediante el modelo de valoración de activos financieros (CAPM), cuya fórmula de cálculo se muestra a continuación en la figura 5-1.

$$E(R_i) = R_f + \beta_i(E(R_m) - R_f)$$

dónde:

$E(R_i)$ = el rendimiento esperado del activo de capital

R_f = la tasa de interés libre de riesgo, como un bono del Tesoro de EE. UU.

β_i = la beta de seguridad o cartera i

$E(R_m)$ = el rendimiento esperado del mercado

Fuente: www.miniwebtool.com

Figura 5-1 Fórmula de cálculo del CAPM

Como tasa de interés libre de riesgo se calculó el promedio entre la tasa de los últimos bonos emitidos por el Banco Central a 30 años (11/11/12) y la tasa de los recientes bonos de Chile BTU-2050, de 2,67% y 0,56% respectivamente.

La beta de la cartera se obtuvo mediante el promedio de las betas de 4 grandes generadoras eléctricas de Chile que tienen operando plantas fotovoltaicas en el país, Aes Gener, Engie, Colbún y Enel, resultando una beta de 0,895.

El rendimiento esperado del mercado se obtuvo por medio de un documento elaborado por el profesor de la Universidad Tecnológica Metropolitana, Pedro Vergara, en el cual se determina la rentabilidad del mercado para el CAPM, calculando la variación del IPSA durante un período de 5 años (2009-2013), obteniendo una rentabilidad promedio anual de 9,55%.

En la tabla 5-2 se muestran los valores para el cálculo de la tasa de descuento mediante el método CAPM.

Tabla 5-2 Tasa de descuento mediante CAPM

Rf	β	Rm
1,62	0,90	9,55
Ri		8,72

Fuente: Elaboración propia

Considerando la tasa de descuento utilizada por la AChEE de 12% y la obtenida mediante el CAPM de 8,72%, se obtuvo un promedio de ambas, así de esta forma, se determinó la utilización de una tasa de descuento del 10% para la evaluación del proyecto.

5.1.3. Moneda a utilizar

El tipo de moneda utilizado para expresar los valores en tablas para la confección de los flujos de caja del proyecto corresponde a la Unidad de Fomento (UF) del día 29 de junio del 2020, equivalente a CL\$28.697,37 pesos chilenos.

5.1.4. Impuestos

Los impuestos considerados corresponden al impuesto de 1ª categoría aplicado a las utilidades. Este impuesto corresponde al 27% de las utilidades del año en ejercicio.

5.1.5. Depreciaciones

Para el cálculo de la depreciación de los activos de la empresa se utilizó como referencia la nueva tabla de vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado, fijada por el Servicio de Impuestos Internos (SII), la cual se presenta a continuación en la tabla 5-3.

Tabla 5-3 Nueva vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado

NÓMINA DE BIENES SEGÚN ACTIVIDADES	NUEVA VIDA ÚTIL NORMAL	DEPRECIACIÓN ACELERADA
A.- ACTIVOS GENÉRICOS		
7) Construcciones provisionarias.	10	3
10) Camionetas y jeeps.	7	2
21) Útiles de oficina (ejemplos: máquina de escribir, fotocopidora, etc.).	3	1
22) Muebles y enseres.	7	2
23) Sistemas computacionales, computadores, periféricos, y similares (ejemplos: cajeros automáticos, cajas registradoras, etc.).	6	2
E.- SECTOR ENERGÉTICO		
E.1) EMPRESAS ELÉCTRICAS		
1) Equipos de generación y eléctricos utilizados en la generación.	10	3
16) Centros de transformación MT/BT.		
- Obras civiles.	20	6
- Transformadores aéreos, subterráneos y de superficie.	10	3
- Otros equipos eléctricos aéreos, subterráneos y comunes.	12	4
17) Contadores y aparatos de medida – Central de operaciones y servicio de clientes.	10	3
18) Otras instalaciones técnicas para energía eléctrica		
- Obras civiles.	20	6
- Equipos	10	3
19) Alumbrado público.	10	3

Fuente: www.sii.cl

De la tabla anterior; según la vida útil del activo, se calculó la depreciación acelerada de éstos para ser incluida en los flujos de caja del proyecto, como se muestra a continuación en la tabla 5-4.

Tabla 5-4 Cálculo depreciación acelerada de los activos

depreciación acelerada de activos					
activo	valor UF	T / años	1	2	3
Escritorio AGM	3,55	2	1,78	1,78	
Silla para PC one sit	7,46	2	3,73	3,73	
Librero 2 repisas Tvilum	2,93	2	1,46	1,46	
Notebook HP 15,6"	13,94	2	6,97	6,97	
Impresora multifuncional HP	2,30	2	1,15	1,15	
panel solar	13.118,64	3	4.372,88	4.372,88	4.372,88
inversor	2.292,20	3	764,07	764,07	764,07
estructura	2.787,71	3	929,24	929,24	929,24
cable solar	167,26	3	55,75	55,75	55,75
conector mc4	334,53	3	111,51	111,51	111,51
camioneta	501,44	2	250,72	250,72	
TOTAL	19.231,95		6.499,25	6.499,25	6.233,45

Fuente: Elaboración propia

5.2. PROYECTO PURO

5.2.1. Flujo de caja sin financiamiento externo

El proyecto puro consiste en la materialización de este mediante el aporte de un 100% del capital necesario para dar inicio al proyecto por parte de los socios inversionistas, es decir, no se requiere financiamiento externo para su realización.

El capital necesario para dar inicio al proyecto corresponde a la inversión inicial en activos, capital de trabajo, gastos de puesta en marcha y posibles imprevistos no considerados en la evaluación, los que conforman la inversión inicial del proyecto.

A continuación, en la tabla 5-5 se observa el flujo de caja puro del proyecto sin financiamiento externo.

Tabla 5-5 Flujo de caja puro

	0	1	2	3	4	5	6	7
+ ingresos		0,00	0,00	4.771,73	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07
- costos		-1.344,93	-1.216,35	-2.849,25	-2.849,60	-2.849,95	-2.850,30	-2.850,64
= utilidad		-1.344,93	-1.216,35	1.922,48	2.876,48	2.876,13	2.875,78	2.875,43
- intereses LP								
- intereses CP			-68,46	-128,07	-42,52			
- depreciación		-6.499,25	-6.499,25	-6.233,45				
-/+ dif x vta act VL								
- pérd ejerc ant			-7.844,19	-15.628,25	-20.067,28	-17.233,32	-14.357,20	-11.481,42
= util ant de impto		-7.844,19	-15.628,25	-20.067,28	-17.233,32	-14.357,20	-11.481,42	-8.605,99
- impto 27%		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
= util desp impto		-7.844,19	-15.628,25	-20.067,28	-17.233,32	-14.357,20	-11.481,42	-8.605,99
+ pérd ejerc ant			7.844,19	15.628,25	20.067,28	17.233,32	14.357,20	11.481,42
+ depreciación		6.499,25	6.499,25	6.233,45				
- amortiz LP								
- amortiz CP			-1.344,93	-2.629,74	-835,33			
+ vta act VL								
- capital de trabajo	-2.774,72							
- pta en marcha	-49,24							
- inversión en activos	-19.998,58							
- imprevistos	-1.999,86							
= total anual	-24.822,40	-1.344,93	-2.629,74	-835,33	1.998,63	2.876,13	2.875,78	2.875,43
+ crédito LP								
+ crédito CP		1.344,93	2.629,74	835,33	0,00	0,00	0,00	0,00
= flujo neto	-24.822,40	0,00	0,00	0,00	1.998,63	2.876,13	2.875,78	2.875,43
flujo neto actualizado	-24.822,40	0,00	0,00	0,00	1.365,09	1.785,85	1.623,30	1.475,55
flujo neto acumulado	-24.822,40	-24.822,40	-24.822,40	-24.822,40	-23.457,30	-21.671,45	-20.048,15	-18.572,60

Tabla 5-5 Flujo de caja puro (continuación)

8	9	10	11	12	13	14	15	16
5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07
-2.850,99	-2.851,34	-2.851,69	-2.852,04	-2.852,39	-2.852,74	-2.853,08	-2.853,43	-2.853,78
2.875,08	2.874,73	2.874,38	2.874,04	2.873,69	2.873,34	2.872,99	2.872,64	2.872,29
-8.605,99	-5.730,91	-2.856,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-5.730,91	-2.856,17	18,21	2.874,04	2.873,69	2.873,34	2.872,99	2.872,64	2.872,29
0,00	0,00	-4,92	-775,99	-775,90	-775,80	-775,71	-775,61	-775,52
-5.730,91	-2.856,17	13,29	2.098,05	2.097,79	2.097,54	2.097,28	2.097,03	2.096,77
8.605,99	5.730,91	2.856,17	0,00					
2.875,08	2.874,73	2.869,47	2.098,05	2.097,79	2.097,54	2.097,28	2.097,03	2.096,77
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.875,08	2.874,73	2.869,47	2.098,05	2.097,79	2.097,54	2.097,28	2.097,03	2.096,77
1.341,25	1.219,17	1.106,30	735,35	668,42	607,58	552,28	502,01	456,32
-17.231,36	-16.012,19	-14.905,88	-14.170,53	-13.502,11	-12.894,53	-12.342,25	-11.840,24	-11.383,92

Tabla 5-5 Flujo de caja puro (continuación)

17	18	19	20	21	22	23	24	25
5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	6.680,42
-2.854,13	-2.854,48	-2.854,83	-2.855,17	-2.855,52	-2.855,87	-2.856,22	-2.856,57	-2.856,92
2.871,95	2.871,60	2.871,25	2.870,90	2.870,55	2.870,20	2.869,85	2.869,51	3.823,50
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.871,95	2.871,60	2.871,25	2.870,90	2.870,55	2.870,20	2.869,85	2.869,51	3.823,50
-775,43	-775,33	-775,24	-775,14	-775,05	-774,95	-774,86	-774,77	-1.032,35
2.096,52	2.096,27	2.096,01	2.095,76	2.095,50	2.095,25	2.094,99	2.094,74	2.791,16
								2.989,70
								2.774,72
2.096,52	2.096,27	2.096,01	2.095,76	2.095,50	2.095,25	2.094,99	2.094,74	8.555,58
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.096,52	2.096,27	2.096,01	2.095,76	2.095,50	2.095,25	2.094,99	2.094,74	8.555,58
414,79	377,03	342,71	311,52	283,17	257,39	233,97	212,67	789,65
-10.969,13	-10.592,10	-10.249,38	-9.937,86	-9.654,70	-9.397,30	-9.163,34	-8.950,67	-8.161,02

En la tabla 5-6 se muestran los créditos a corto plazo (1 año) necesarios para financiar la operación del proyecto en los años en que los flujos de dinero son negativos (años 1, 2 y 3), junto a sus respectivas amortizaciones.

Tabla 5-6 Amortizaciones créditos a corto plazo

periodo	tasa	interés	amortización
2	5,09%	68,46	1.344,93
3	4,87%	128,07	2.629,74
4	5,09%	42,52	835,33

Fuente: Elaboración propia

5.2.2. Indicadores económicos

Los indicadores de rentabilidad utilizados en esta evaluación son el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Retorno de la Inversión (PRI), los que se muestran a continuación en la tabla 5-7.

Tabla 5-7 Indicadores económicos proyecto puro

VAN (UF)	-8.161,02
TIR	6%
PRI	---

Fuente: Elaboración propia

5.2.3. Rentabilidad del proyecto puro

El proyecto demuestra una rentabilidad negativa de **-8.161,02 UF**. La tasa interna de retorno corresponde al 6% y no se logra recuperar la inversión realizada en el inicio del proyecto.

5.3. PROYECTO CON FINANCIAMIENTO EXTERNO

A continuación, se mostrará el análisis de los flujos de caja del proyecto recurriendo a financiamiento externo del 25%, 50% y 75% de la inversión inicial del proyecto.

Para el cálculo de la amortización del crédito a solicitar se utilizó la tasa de interés máxima convencional vigente al 01/07/2020 aplicada a las operaciones reajustables en moneda nacional de un año o más, cuyo monto sea superior a 2.000 UF, información publicada en la página web de la Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras (SBIF). Esta tasa de interés máximo convencional es de 4,87%.

Para las operaciones reajustables en moneda nacional de un año o más, inferiores o iguales al equivalente de 2.000 UF, la tasa de interés máximo convencional corresponde al 5,09%.

5.3.1. Financiamiento externo del 25% de la inversión inicial

En la tabla 5-8 se presenta la amortización en cuotas fijas para un crédito del 25% de la inversión inicial en UF.

Tabla 5-8 Amortización financiamiento externo de 25%

valor crédito	6.205,60				
tasa	4,87%				
periodos	5				
cuota	1.428,19				
periodo	saldo inicial	cuota	interés	amortización	saldo final
1	6.205,60	1.428,19	302,21	1.125,98	5.079,62
2	5.079,62	1.428,19	247,38	1.180,81	3.898,81
3	3.898,81	1.428,19	189,87	1.238,32	2.660,49
4	2.660,49	1.428,19	129,57	1.298,62	1.361,87
5	1.361,87	1.428,19	66,32	1.361,87	0,00

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 5-9 se muestran los créditos a corto plazo necesarios para financiar la operación del proyecto en los años en que los flujos de dinero son negativos, junto a sus respectivas amortizaciones.

Tabla 5-9 Amortizaciones créditos a corto plazo

periodo	tasa	interés	amortización
2	4,87%	135,05	2.773,12
3	4,87%	270,42	5.552,71
4	4,87%	259,51	5.328,84
5	4,87%	201,62	4.140,07
6	4,87%	140,93	2.893,75
7	5,09%	8,09	158,90

Fuente: Elaboración propia

A continuación, en la tabla 5-10 se presenta el flujo de caja financiado en un 25%.

Tabla 5-10 Flujo de caja con financiamiento externo del 25% (continuación)

8	9	10	11	12	13	14	15	16
5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07
-2.850,99	-2.851,34	-2.851,69	-2.852,04	-2.852,39	-2.852,74	-2.853,08	-2.853,43	-2.853,78
2.875,08	2.874,73	2.874,38	2.874,04	2.873,69	2.873,34	2.872,99	2.872,64	2.872,29
-10.317,91	-7.442,83	-4.568,10	-1.693,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-7.442,83	-4.568,10	-1.693,71	1.180,32	2.873,69	2.873,34	2.872,99	2.872,64	2.872,29
0,00	0,00	0,00	-318,69	-775,90	-775,80	-775,71	-775,61	-775,52
-7.442,83	-4.568,10	-1.693,71	861,64	2.097,79	2.097,54	2.097,28	2.097,03	2.096,77
10.317,91	7.442,83	4.568,10	1.693,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.875,08	2.874,73	2.874,38	2.555,35	2.097,79	2.097,54	2.097,28	2.097,03	2.096,77
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.875,08	2.874,73	2.874,38	2.555,35	2.097,79	2.097,54	2.097,28	2.097,03	2.096,77
1.341,25	1.219,17	1.108,20	895,63	668,42	607,58	552,28	502,01	456,32
-15.885,69	-14.666,52	-13.558,32	-12.662,69	-11.994,27	-11.386,69	-10.834,40	-10.332,39	-9.876,07

Tabla 5-10 Flujo de caja con financiamiento externo del 25% (continuación)

17	18	19	20	21	22	23	24	25
5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	6.680,42
-2.854,13	-2.854,48	-2.854,83	-2.855,17	-2.855,52	-2.855,87	-2.856,22	-2.856,57	-2.856,92
2.871,95	2.871,60	2.871,25	2.870,90	2.870,55	2.870,20	2.869,85	2.869,51	3.823,50
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.871,95	2.871,60	2.871,25	2.870,90	2.870,55	2.870,20	2.869,85	2.869,51	3.823,50
-775,43	-775,33	-775,24	-775,14	-775,05	-774,95	-774,86	-774,77	-1.032,35
2.096,52	2.096,27	2.096,01	2.095,76	2.095,50	2.095,25	2.094,99	2.094,74	2.791,16
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
								2.989,70
								2.774,72
2.096,52	2.096,27	2.096,01	2.095,76	2.095,50	2.095,25	2.094,99	2.094,74	8.555,58
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.096,52	2.096,27	2.096,01	2.095,76	2.095,50	2.095,25	2.094,99	2.094,74	8.555,58
414,79	377,03	342,71	311,52	283,17	257,39	233,97	212,67	789,65
-9.461,29	-9.084,26	-8.741,54	-8.430,02	-8.146,85	-7.889,46	-7.655,50	-7.442,83	-6.653,18

5.3.1.1. Indicadores económicos

En la tabla 5-11 se muestran los indicadores económicos para el proyecto con financiamiento del 25% de la inversión inicial.

Tabla 5-11 Indicadores económicos financiamiento del 25%

VAN (UF)	-6.653,18
TIR	7%
PRI	---

Fuente: Elaboración propia

5.3.1.2. Rentabilidad del proyecto con financiamiento del 25%

El proyecto presenta una rentabilidad negativa de -6.653,18 UF. La tasa interna de retorno corresponde a un 7% y la inversión no se logra recuperar en los 25 años de evaluación del proyecto.

5.3.2. Financiamiento externo del 50% de la inversión inicial

En la tabla 5-12 se muestra la amortización en cuotas fijas para un crédito a largo plazo del 50% de la inversión inicial en UF.

Tabla 5-12 Amortización financiamiento externo de 50%

valor crédito	12.411,20				
tasa	4,87%				
periodos	5				
cuota	2.856,38				
periodo	saldo inicial	cuota	interés	amortización	saldo final
1	12.411,20	2.856,38	604,43	2.251,95	10.159,24
2	10.159,24	2.856,38	494,76	2.361,62	7.797,62
3	7.797,62	2.856,38	379,74	2.476,64	5.320,98
4	5.320,98	2.856,38	259,13	2.597,25	2.723,73
5	2.723,73	2.856,38	132,65	2.723,73	0,00

Fuente: Elaboración propia según www.sbif.cl

En la tabla 5-13 se muestran los créditos a corto plazo (1 año) necesarios para financiar la operación del proyecto en los años en que los flujos de dinero son negativos, junto a sus respectivas amortizaciones.

Tabla 5-13 Amortizaciones créditos a corto plazo

periodo	tasa	interés	amortización
2	4,87%	204,60	4.201,31
3	4,87%	412,91	8.478,64
4	4,87%	478,50	9.825,46
5	4,87%	500,82	10.283,86
6	4,87%	524,25	10.764,94
7	4,87%	409,73	8413,41
8	4,87%	289,65	5947,71
9	4,87%	163,74	3.362,28
10	5,09%	33,15	651,29

Fuente: Elaboración propia según www.sbif.cl

A continuación en la tabla 5-14 se presenta el flujo de caja financiado en un 50%.

Tabla 5-14 Flujo de caja con financiamiento externo del 50% (continuación)

8	9	10	11	12	13	14	15	16
5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07
-2.850,99	-2.851,34	-2.851,69	-2.852,04	-2.852,39	-2.852,74	-2.853,08	-2.853,43	-2.853,78
2.875,08	2.874,73	2.874,38	2.874,04	2.873,69	2.873,34	2.872,99	2.872,64	2.872,29
-289,65	-163,74	-33,15	0,00	0,00	0,00			
-12.768,47	-10.183,04	-7.472,05	-4.630,82	-1.756,78	0,00	0,00	0,00	0,00
-10.183,04	-7.472,05	-4.630,82	-1.756,78	1.116,91	2.873,34	2.872,99	2.872,64	2.872,29
0,00	0,00	0,00	0,00	-301,56	-775,80	-775,71	-775,61	-775,52
-10.183,04	-7.472,05	-4.630,82	-1.756,78	815,34	2.097,54	2.097,28	2.097,03	2.096,77
12.768,47	10.183,04	7.472,05	4.630,82	1.756,78	0,00	0,00	0,00	0,00
-5.947,71	-3.362,28	-651,29	0,00	0,00	0,00			
-3.362,28	-651,29	2.189,94	2.874,04	2.572,12	2.097,54	2.097,28	2.097,03	2.096,77
3.362,28	651,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	2.189,94	2.874,04	2.572,12	2.097,54	2.097,28	2.097,03	2.096,77
0,00	0,00	844,32	1.007,33	819,56	607,58	552,28	502,01	456,32
-12.411,20	-12.411,20	-11.566,88	-10.559,55	-9.739,99	-9.132,41	-8.580,13	-8.078,12	-7.621,80

Tabla 5-14 Flujo de caja con financiamiento externo del 50% (continuación)

17	18	19	20	21	22	23	24	25
5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	6.680,42
-2.854,13	-2.854,48	-2.854,83	-2.855,17	-2.855,52	-2.855,87	-2.856,22	-2.856,57	-2.856,92
2.871,95	2.871,60	2.871,25	2.870,90	2.870,55	2.870,20	2.869,85	2.869,51	3.823,50
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.871,95	2.871,60	2.871,25	2.870,90	2.870,55	2.870,20	2.869,85	2.869,51	3.823,50
-775,43	-775,33	-775,24	-775,14	-775,05	-774,95	-774,86	-774,77	-1.032,35
2.096,52	2.096,27	2.096,01	2.095,76	2.095,50	2.095,25	2.094,99	2.094,74	2.791,16
0,00	0,00	0,00						
								2.989,70
								2.774,72
2.096,52	2.096,27	2.096,01	2.095,76	2.095,50	2.095,25	2.094,99	2.094,74	8.555,58
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.096,52	2.096,27	2.096,01	2.095,76	2.095,50	2.095,25	2.094,99	2.094,74	8.555,58
414,79	377,03	342,71	311,52	283,17	257,39	233,97	212,67	789,65
-7.207,01	-6.829,98	-6.487,27	-6.175,74	-5.892,58	-5.635,19	-5.401,22	-5.188,55	-4.398,90

5.3.2.1. Indicadores económicos

En la tabla 5-15 se muestran los indicadores económicos para el proyecto con financiamiento de un 50% de la inversión inicial.

Tabla 5-15 Indicadores económicos financiamiento del 50%

VAN (UF)	-4.398,90
TIR	7%
PRI	---

Fuente: Elaboración propia

5.3.2.2. Rentabilidad del proyecto con financiamiento del 50%

El proyecto presenta un VAN negativo de -4.398,90 UF. La tasa interna de retorno corresponde al 7% y la inversión no se logra recuperar en los 25 años de evaluación.

5.3.3. Financiamiento externo del 75% de la inversión inicial

En la tabla 5-16 se muestra la amortización en cuotas fijas para un crédito a largo plazo del 75% de la inversión inicial en UF.

Tabla 5-16 Amortización financiamiento externo de 75%

valor crédito	18.616,80				
tasa	4,87%				
periodos	5				
cuota	4.284,57				
periodo	saldo inicial	cuota	interés	amortización	saldo final
1	18.616,80	4.284,57	906,64	3.377,93	15.238,86
2	15.238,86	4.284,57	742,13	3.542,44	11.696,43
3	11.696,43	4.284,57	569,62	3.714,95	7.981,47
4	7.981,47	4.284,57	388,70	3.895,87	4.085,60
5	4.085,60	4.284,57	198,97	4.085,60	0,00

Fuente: Elaboración propia según www.sbif.cl

En la tabla 5-17 se muestran los créditos a corto plazo necesarios para financiar la operación del proyecto en los años en que los flujos de dinero son negativos, junto a sus respectivas amortizaciones.

Tabla 5-17 Amortizaciones créditos a corto plazo

período	tasa	interés	amortización
2	4,87%	274,16	5.629,50
3	4,87%	555,40	11.404,58
4	4,87%	697,48	14.322,07
5	4,87%	800,03	16.427,65
6	4,87%	907,58	18.636,12
7	4,87%	811,73	16.667,92
8	4,87%	711,23	14.604,22
9	4,87%	605,85	12.440,36
10	4,87%	495,35	10.171,47
11	4,87%	379,49	7.792,44
12	4,87%	258,01	5.297,89
13	4,87%	130,62	2.682,21

Fuente: Elaboración propia según www.sbif.cl

En la tabla 5-18 se presenta el flujo de caja con financiamiento externo del 75%.

Tabla 5-18 Flujo de caja con financiamiento externo del 75% (continuación)

8	9	10	11	12	13	14	15	16
5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07
-2.850,99	-2.851,34	-2.851,69	-2.852,04	-2.852,39	-2.852,74	-2.853,08	-2.853,43	-2.853,78
2.875,08	2.874,73	2.874,38	2.874,04	2.873,69	2.873,34	2.872,99	2.872,64	2.872,29
-711,23	-605,85	-495,35	-379,49	-258,01	-130,62	0,00	0,00	0,00
-15.219,38	-13.055,52	-10.786,63	-8.407,60	-5.913,05	-3.297,37	-554,66	0,00	0,00
-13.055,52	-10.786,63	-8.407,60	-5.913,05	-3.297,37	-554,66	2.318,33	2.872,64	2.872,29
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-625,95	-775,61	-775,52
-13.055,52	-10.786,63	-8.407,60	-5.913,05	-3.297,37	-554,66	1.692,38	2.097,03	2.096,77
15.219,38	13.055,52	10.786,63	8.407,60	5.913,05	3.297,37	554,66	0,00	0,00
-14.604,22	-12.440,36	-10.171,47	-7.792,44	-5.297,89	-2.682,21	0,00	0,00	0,00
-12.440,36	-10.171,47	-7.792,44	-5.297,89	-2.682,21	60,50	2.247,04	2.097,03	2.096,77
12.440,36	10.171,47	7.792,44	5.297,89	2.682,21	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,50	2.247,04	2.097,03	2.096,77
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,53	591,72	502,01	456,32
-6.205,60	-6.205,60	-6.205,60	-6.205,60	-6.205,60	-6.188,07	-5.596,36	-5.094,35	-4.638,03

Tabla 5-18 Flujo de caja con financiamiento externo del 75% (continuación)

17	18	19	20	21	22	23	24	25
5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	5.726,07	6.680,42
-2.854,13	-2.854,48	-2.854,83	-2.855,17	-2.855,52	-2.855,87	-2.856,22	-2.856,57	-2.856,92
2.871,95	2.871,60	2.871,25	2.870,90	2.870,55	2.870,20	2.869,85	2.869,51	3.823,50
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.871,95	2.871,60	2.871,25	2.870,90	2.870,55	2.870,20	2.869,85	2.869,51	3.823,50
-775,43	-775,33	-775,24	-775,14	-775,05	-774,95	-774,86	-774,77	-1.032,35
2.096,52	2.096,27	2.096,01	2.095,76	2.095,50	2.095,25	2.094,99	2.094,74	2.791,16
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
								2.989,70
								2.774,72
2.096,52	2.096,27	2.096,01	2.095,76	2.095,50	2.095,25	2.094,99	2.094,74	8.555,58
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.096,52	2.096,27	2.096,01	2.095,76	2.095,50	2.095,25	2.094,99	2.094,74	8.555,58
414,79	377,03	342,71	311,52	283,17	257,39	233,97	212,67	789,65
-4.223,24	-3.846,21	-3.503,49	-3.191,97	-2.908,81	-2.651,41	-2.417,45	-2.204,78	-1.415,13

5.3.3.1. Indicadores económicos

En la tabla 5-19 se muestran los indicadores económicos para el proyecto con financiamiento de un 75% de la inversión inicial.

Tabla 5-19 Indicadores económicos financiamiento del 75%

VAN (UF)	-1.415,13
TIR	9%
PRI	---

Fuente: Elaboración propia

5.3.3.2. Rentabilidad del proyecto con financiamiento del 75%

El proyecto presenta un VAN negativo de -1.415,13 UF. La tasa interna de retorno corresponde al 9% y la inversión no se logra recuperar en los 25 años de evaluación.

5.4. SENSIBILIZACIONES

En la tabla 5-20 se observa un resumen con los indicadores económicos obtenidos en los 4 escenarios evaluados.

Tabla 5-20 Resumen indicadores económicos

% Financiamiento	VAN (UF)	TIR	PRI
0%	-8.161,02	6%	---
25%	-6.653,18	7%	---
50%	-4.398,90	7%	---
75%	-1.415,13	9%	---

Fuente: Elaboración propia

Considerando los 4 escenarios evaluados, el financiamiento del 75% resulta ser el que presenta un VAN más cercano a 0, por ende resulta ser el escenario más favorable y el que se utilizará para realizar los gráficos de sensibilización.

5.4.1. Gráficos de sensibilización

A continuación, se realizará la sensibilización de 3 variables que afectan sobre los indicadores económicos del proyecto, los cuales son la variación de los costos de operación, la variación de la inversión en activos y la variación del ingreso.

5.4.1.1. Variación de costos de operación

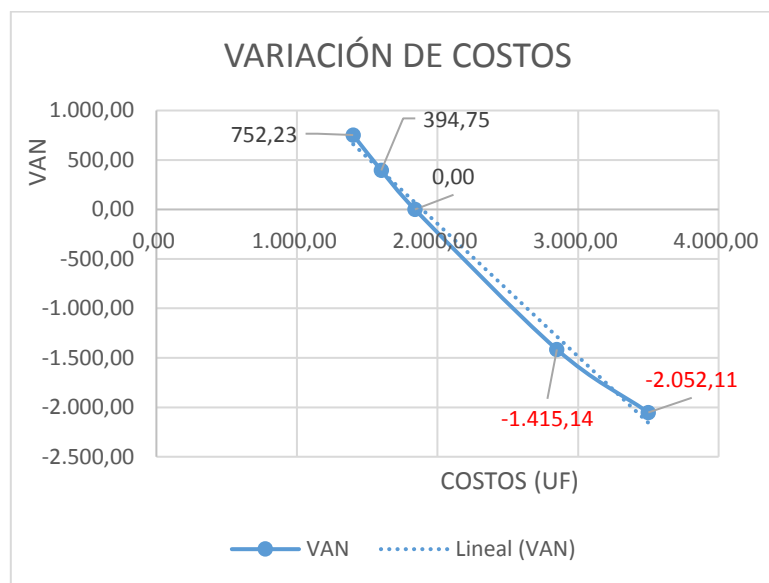
Al disminuir los costos del proyecto en un 35,45% el VAN se iguala a 0, la TIR se iguala a la tasa de descuento y se recupera la inversión al término del año 25. Al disminuir en mayor porcentaje los costos el proyecto recién comienza a obtener rentabilidad por sobre la inversión inicial, tal como se observa en la tabla 5-21.

Tabla 5-21 Variación de costos de operación

COSTOS	VAR%	VAN	TIR	PRI
1.400,00	-50,86%	752,23	11%	25 años
1.600,00	-43,84%	394,75	10%	25 años
1.839,19	-35,45%	0,00	10%	25 años
2.849,25	0,00%	-1.415,14	9%	-
3.500,00	22,84%	-2.052,11	8%	-

Fuente: Elaboración propia

En la figura 5-2 se grafica esta variación y se observa la línea de tendencia del VAN al disminuir los costos de operación.



Fuente: Elaboración propia

Figura 5-2 Gráfico de sensibilización por variación de costos

5.4.1.2. Variación de costos de inversión en activos

Al disminuir los costos de inversión en activos del proyecto en un 25,73% el VAN se iguala a 0, la TIR se iguala a la tasa de descuento y se recupera la inversión al término

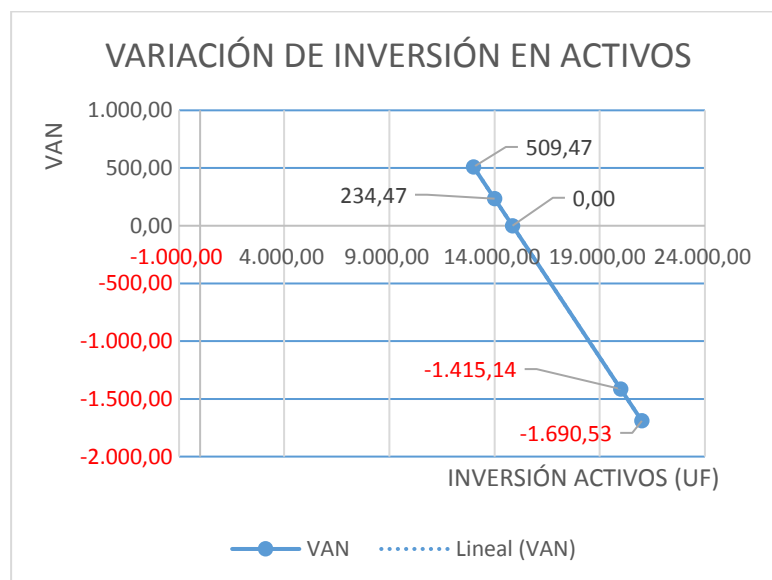
del año 25. Al disminuir en mayor porcentaje los costos de inversión en activos el proyecto recién comienza a obtener rentabilidad por sobre la inversión inicial, tal como se observa en la tabla 5-22.

Tabla 5-22 Variación de inversión en activos

INV. ACTIVOS	VAR%	VAN	TIR	PRI
13.000,00	-35,00%	509,47	11%	25 años
14.000,00	-30,00%	234,47	10%	25 años
14.852,62	-25,73%	0,00	10%	25 años
19.998,58	0,00%	-1.415,14	9%	-
21.000,00	5,01%	-1.690,53	8%	-

Fuente: Elaboración propia

En la figura 5-3 se grafica esta variación y se observa que al disminuir los costos de inversión en activos el VAN comienza a aumentar hasta obtener rentabilidad.



Fuente: Elaboración propia

Figura 5-3 Gráfico de sensibilización por variación de inversión en activos

5.4.1.3. Variación de los ingresos

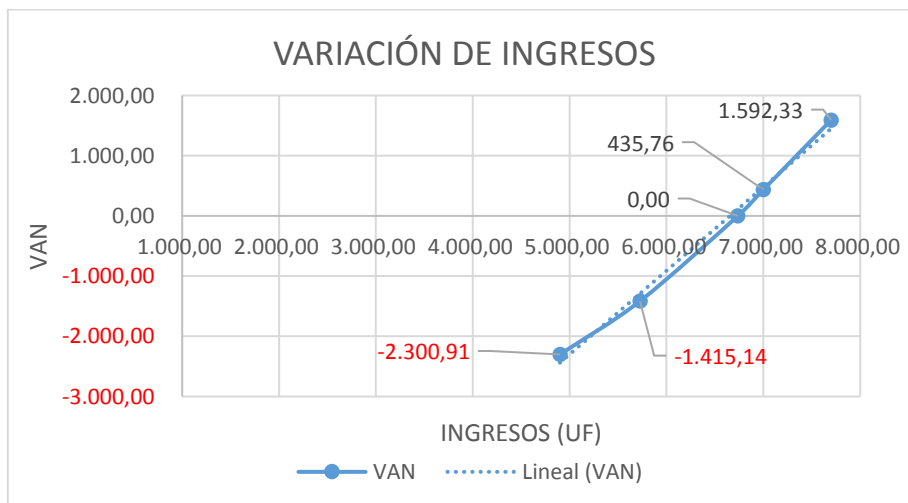
Al aumentar los ingresos en un 17,64%, el VAN se iguala a 0, la TIR se iguala a la tasa de descuento y se recupera la inversión en el año 25. Al seguir aumentando los ingresos se obtiene mayor rentabilidad, como se observa en la tabla 5-23.

Tabla 5-23 Variación de los ingresos

INGRESOS	VAR%	VAN	TIR	PRI
7.700,00	34,47%	1.592,33	11%	23 años
7.000,00	22,25%	435,76	10%	25 años
6.736,26	17,64%	0,00	10%	25 años
5.726,07	0,00%	-1.415,14	10%	-
4.900,00	-14,43%	-2.300,91	7%	-

Fuente: Elaboración propia

En la figura 5-4 se muestra la tendencia que adquiere el VAN al aumentar los ingresos.



Fuente: Elaboración propia

Figura 5-4 Gráfico de sensibilización de los ingresos

De las 3 variables analizadas anteriormente mediante sensibilización, la variación del ingreso resulta ser la alternativa más viable de modificar para obtener rentabilidad, ya que es la variable que se debe modificar en menor porcentaje, seguida de la variación de inversión en activos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El proyecto no es viable de realizar, ya que en los 3 escenarios analizados presenta un VAN negativo, por lo que no se recomienda la realización del proyecto.

Para que el proyecto sea rentable se necesita aumentar los ingresos anuales. Esto puede realizarse de las siguientes formas:

- Optimizar la generación de energía.
- Aplicar un valor adicional por el concepto de operación y mantenimiento de la planta fotovoltaica.
- Generar ingresos extras mediante la venta de paneles solares, inversores o equipamiento, mediante alianzas estratégicas con fabricantes directos.

Se hace necesario realizar un estudio acabado respecto a la inversión inicial en activos, ya que este ítem es el que representa un mayor desembolso de dinero dentro del proyecto. Realizar una alianza estratégica con la empresa proveedora y diseñadora significaría poder bajar estos costos de forma considerable, y así obtener una rentabilidad positiva.

Se debe tener en consideración que los precios de los insumos y activos necesarios para este proyecto tienden a la baja de sus precios, como lo son los paneles solares e inversores.

Disminuyendo los costos de inversión inicial o aumentando los ingresos sería necesario volver a calcular los flujos de caja para analizar si de esta forma se obtiene rentabilidad con el proyecto.

Se recomienda hacer un análisis más a fondo con respecto a las formas de financiamiento para proyectos de energías renovables y eficiencia energética con los que cuenta el Gobierno de Chile y el sector privado para poder encontrar el financiamiento necesario para desarrollar el proyecto, o al menos, disminuir el costo total de inversión.

BIBLIOGRAFÍA

- (1) CHELECH GONZÁLEZ, Omar Aníbal. Desarrollo, diseño y evaluación de pequeños medios de generación distribuida (PMGD) fotovoltaica y su impacto en la red eléctrica según marco regulatorio vigente. Tesis (Ingeniero Electricista) Valparaíso, Chile: UTFSM, Casa Central. 2017. 130 h.

- (2) CHILE. Ministerio de Economía, fomento y reconstrucción. Decreto 244: aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la ley general de servicios eléctricos. Santiago, Chile, 17 de enero de 2006.

- (3) CHILE. GIZ Chile. Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos, programa techos solares públicos. Santiago, Chile: Ministerio de Energía, septiembre de 2016.

- (4) CHILE. UTFSM e ILUSTRE Municipalidad de Villa Alemana. Estrategia energética local Villa Alemana. Villa Alemana, Chile: Ministerio de Energía, 2017.

- (5) CHILE. CIFES (Centro para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables). Energía solar fotovoltaica; criterios básicos para la evaluación técnica de proyectos. Santiago, Chile: Ministerio de Energía, [s.a.].

- (6) GIZ CHILE. Análisis y diagnóstico de experiencias de plantas solares en Chile en operación y conectadas a la red, informe final. Santiago, Chile. 20 de octubre de 2014.

- (7) Norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión. Santiago, Chile: Comisión Nacional de Energía. 2016.

- (8) SAPAG CHAIN, Nassir y SAPAG CHAIN, Reinaldo. Preparación y evaluación de proyectos. Quinta edición. Mc Graw-Hill Interamericana S.A., 2008.

ANEXOS

ANEXO A: Generación energía fotovoltaica según Explorador Solar del Ministerio De Energía.

Mi Sitio		
Latitud	-33,0693	Longitud -71,3540
Altura	239 msnm	
Tipo de Panel: Fijo Inclinado	Inclinación: 29	Azimut: -13
Resultados de generación fotovoltaica		
Total Diario	Total Anual	Factor de Planta
4889,96 kWh	1.784.837 kWh	18,0 %

Fuente: www.minenergia.cl/exploradorsolar/

ANEXO B: Cálculo de ingresos según generación anual.

nudo	Quillota 220
potencia [\$/kW/mes]	6.436,46
energía [\$/kWh]	48,79
generación FV anual [kWh/año]	1.784.837
ingreso anual potencia	\$ 77.237.520
ingreso anual energía	\$ 87.085.767
ingreso total	\$ 164.323.287
INGRESO TOTAL UF	5.726,07

Fuente: Elaboración propia

ANEXO C: Cotizaciones materiales e insumos

R.U.T.: SOLICITUD DESPACHO N° 0000001954						
Santiago, miércoles, 18 diciembre, 2019			Vendedor: VENTAS			
Señor(es): FLUX SOLAR ENERGÍAS RENOVABLES SPA						
Dirección: DAVILA LARRAIN 2453			R.U.T.: 76172285-9			
Ciudad: SANTIAGO			Teléfono: 225541160			
Documentos Asociados			Local: MATRIZ			
CODIGO	DESCRIPCION	U.M.	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL	
14483	INVERSOR DE INYECCION FRONIUS 1	un	1,00	1.106.675,000	1.106.675	
15800	PANEL SOLAR SRP-335-BMA SERAP-	un	16,00	76.317,000	1.221.072	
15024	PORTICO BULNES 25' 72 CELDAS C	un	12,00	28.200,000	338.400	
14162	CONDUIT ANSI C 80.1 GALV. 3/4x3 M	un	15,00	6.108,000	91.620	
13020	CABLE SOLAR NEGRO 4MM2	UN	100,00	690,000	69.000	
13022	CABLE SOLAR NEGRO 6MM2	UN	100,00	719,000	71.900	
13759	GRAPA FINAL UNIVERSAL	UN	15,00	5,000	75	
13619	GRAPA INTERMEDIA 26MM TORNILL	UN	30,00	5,000	150	
13738	TORNILLO CABEZA MARTILLO M8 X 4	UN	45,00	5,000	225	
13740	TORNILLO CABEZA MARTILLO M8 X 6	UN	15,00	5,000	75	
13736	TUERCA HEXAGONAL COLLAR BIS	UN	60,00	5,000	300	
14447	CURVA GALV 90G 1/2 ANSI C 80.1 (A)	un	10,00	2.859,000	28.590	
14451	COPLA GALV P ANSI C80.1 DE 3/4 (A)	un	30,00	908,000	27.240	
13106	CONECTOR SOLAR MC4 PAR 4MM	UN	15,00	858,000	12.870	
14142	CAJA GALV EN CALIENTE 100X100X	un	9,00	4.818,000	43.362	
14118	TUBO FLEX.MET.C/PVC 3/4 COLOR G	mts	20,00	2.481,000	49.620	
14236	PRENSA ESTOPA PVC C/Tca. PG-9I	un	30,00	5,000	150	
14079	GROUNDIG CLIP RAYVOLT - CONEX	UN	20,00	715,000	14.300	
13715	GRAPA DE CORREA	UN	55,00	5,000	275	
Total en Palabras tres millones seiscientos sesenta y ocho mil veintuno					Base	3.090.774
					SUBTotal	3.090.774
					Neto	3.090.774
					Descuento	0
					Recargo	0
					Afecto	3.090.774
					IVA	500
CONTADO 18-12-2019 3.678.021 SOLICITUD DESPACHO 0000001954						

R.U.T.: SOLICITUD DESPACHO N° 0000002097						
Santiago, lunes, 27 enero, 2020			Vendedor: VENTAS			
Señor(es): FLUX SOLAR ENERGÍAS RENOVABLES SPA						
Dirección: DAVILA LARRAIN 2453			R.U.T.: 76172285-9			
Ciudad: SANTIAGO			Teléfono: 225541160			
Documentos Asociados			Local: MATRIZ			
CODIGO	DESCRIPCION	U.M.	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL	
14275	CONDUIT ANSI C 80.1 GALV. 1x3 MT	un	15,00	9.596,700	143.951	
14240	COPLA GALV P ANSI C80.1 1(A) 110	un	50,00	5,000	250	
14121	TUBO FLEX.MET.C/PVC 1 1117	mts	20,00	3.724,000	74.480	
14031	CAJA CONDULET 1" TIPO T 00092-C E	un	10,00	6.127,000	61.270	
14142	CAJA GALV EN CALIENTE 100X100X	un	20,00	4.818,000	96.360	
15187	CONECTOR RECTO PIFL C/PVC 1	un	30,00	1.510,000	45.300	
14295	BUSHING GALV 1(A) 1115541003	un	30,00	5,000	150	
14294	TUERCA GALV. 1(A) 1115541022	un	30,00	5,000	150	
14235	PRENSA ESTOPA PVC C/Tca. PG-9I	un	30,00	5,000	150	
14123	ABRAZ TIPO CD ZINC C/PERNO 1 PU	un	30,00	347,000	10.410	
14079	GROUNDIG CLIP RAYVOLT - CONEX	UN	20,00	715,000	14.300	
13607	JUNTA EPDM 50 X 32.5 X 4MM	UN	50,00	111,000	5.550	
Total en Palabras dos millones novecientos siete mil doscientos sesenta y cuatro					Base	2.443.079
					SUBTotal	2.443.079
					Neto	2.443.079
					Descuento	0
					Recargo	0
					Afecto	2.443.079
					IVA	464.185
CONTADO 27-01-2020 2.907.264 SOLICITUD DESPACHO 0000002097						