

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



“PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO
CONECTADO A RED AL COMPLEJO TURÍSTICO ADLAFQUÉN UBICADO EN LA
COMUNA DE LONQUIMAY”

Trabajo de Titulación para optar al Título de
Ingeniero en Mantenimiento Industrial.

Alumno:

Alan Saúl Contreras Cuevas

Profesora Guía:

Mg. Ing. Vanessa Mella Lorca



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

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

Título del trabajo: Propuesta de Implementación de un Sistema Fotovoltaico conectado a red al Complejo Turístico Adlafquén ubicado en la comuna de Lonquimay

Nombre del candidato(a): Alan Saúl Contreras Cuevas

Carrera / Grado: Ingeniería en Mantenimiento Industrial

Campus: Sede Viña del Mar Departamento: Departamento de Mecánica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Vanessa Mella Lorca, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

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

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

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

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

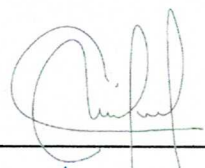
6 meses 12 meses 2 años 3 años 5 años 10 años

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

4.- FIRMAS

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

Fecha: 23-02-2025

Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 23-02-2025

Firma: 

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

RESUMEN

KEYWORDS: RESILIENCIA ENERGÉTICA, SISTEMA FOTOVOLTAICO, AUTONOMÍA ENERGÉTICA, VIABILIDAD ECONÓMICA, MANTENIMIENTO.

La presente tesis aborda la vulnerabilidad energética del Complejo Turístico Adlafquén, un emprendimiento de turismo rural con identidad indígena Pehuenche en Lonquimay, cuya operación se ve críticamente afectada por frecuentes interrupciones del suministro eléctrico. El objetivo fue proponer una solución de autogeneración fotovoltaica que garantice la continuidad del servicio y se alinee con su filosofía de sostenibilidad.

Para ello, se realizó un análisis técnico comparativo entre un Sistema fotovoltaico On-Grid y un Sistema Híbrido (On-Grid con baterías). Si bien ambos son técnicamente viables para reducir el consumo, se determinó que solo la configuración híbrida resuelve eficazmente el problema de los cortes de red. Consecuentemente, se dimensionó y optimizó un sistema híbrido compuesto por un campo fotovoltaico de 2,2 kWp, un inversor de 5 kW y un banco de baterías de 10,24 kWh nominales, capaz de proveer 1,5 días de autonomía. Adicionalmente, se diseñó un plan de mantenimiento preventivo basado en un análisis de criticidad (ABC) para asegurar la fiabilidad del sistema a largo plazo.

La evaluación económica demostró que, sin apoyo financiero, la inversión inicial (\$6.392.800) hace que el proyecto no sea viable por sí solo. Sin embargo, al incorporar la postulación a subsidios públicos como "Ponle Energía a tu Pyme", para el cual la empresa presenta alta elegibilidad, el escenario cambia radicalmente. Con un cofinanciamiento estimado del 70%, la inversión neta se reduce a \$1.917.840, transformando el proyecto en una inversión rentable, con un Valor Actual Neto (VAN) positivo de \$1.393.081 y un período de recuperación de la inversión (Payback) estimado en 5,7 años. Se concluye que la solución híbrida, apalancada mediante financiamiento, no solo responde a una necesidad operativa crítica, sino que también constituye un proyecto económica y estratégicamente recomendable.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVO GENERAL	2
OBJETIVOS ESPECIFICOS	2
CAPÍTULO 1: INFORMACIÓN SOBRE LA EMPRESA, GEOGRÁFICA Y DE CONSUMO ENERGÉTICO	4
1.1. INTRODUCCIÓN AL COMPLEJO TURÍSTICO ADLAFQUÉN	5
1.1.1. <i>Actividades y Servicios Turísticos</i>	5
1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA	5
1.2.1. <i>Características Climáticas Relevantes</i>	6
1.3. PROBLEMÁTICA: SUMINISTRO ELÉCTRICO INTERMITENTE	8
1.4. ANÁLISIS DE LA DEMANDA ENERGÉTICA	9
1.4.1. <i>Consumo Eléctrico</i>	9
1.4.1. <i>Análisis del Comportamiento Estacional</i>	10
1.4.2. <i>Otras Fuentes Energéticas y su Problemática</i>	10
1.5. OPORTUNIDAD DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	11
1.6. FUNDAMENTOS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	12
1.6.1. <i>Energías Renovables vs. No Renovables</i>	12
1.6.2. <i>Principios de la Energía Solar Fotovoltaica</i>	12
1.6.3. <i>Componentes Principales de un Sistema Fotovoltaico</i>	13
1.6.4. <i>Tipos de Sistemas Fotovoltaicos</i>	14
1.7. CONCLUSIÓN DEL CAPÍTULO	15
CAPÍTULO 2: EVALUACION TÉCNICA DE ESCENARIOS	16
2.1. RADIACIÓN SOLAR Y PRODUCCIÓN POTENCIAL DEL SISTEMA	17
2.2. CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS	18
2.2.1. <i>Temperatura máxima de la celda</i>	18
2.2.2. <i>Temperatura mínima de la celda</i>	19
2.2.3. <i>Temperatura promedio de la celda</i>	19
2.3. SELECCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO	19
2.3.1. <i>Análisis de Sensibilidad: Potencia Real vs. Temperatura</i>	20
2.4. ANÁLISIS DEL RENDIMIENTO DEL SISTEMA	21
2.5. DIMENSIONAMIENTO DE LA POTENCIA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	23
2.5.1. <i>Potencia Pico Teórica</i>	23
2.5.2. <i>Determinación de la Potencia Bruta Requerida</i>	24
2.5.3. <i>Determinación de la Potencia Instalada y Número de Módulos</i>	25
2.6. SELECCIÓN Y VERIFICACIÓN DEL INVERSOR	26
2.6.1. <i>Verificación de Parámetros Ajustados por Temperatura</i>	27
2.6.1.1. <i>Voltaje Máximo en Circuito Abierto ($V_{oc, max}$)</i>	28
2.6.1.2. <i>Corriente Máxima de Cortocircuito ($I_{sc, max}$)</i>	28
2.6.1.3. <i>Voltaje Mínimo en el Punto de Máxima Potencia ($V_{mp, min}$)</i>	29
2.6.1.4. <i>Voltaje Promedio en el Punto de Máxima Potencia ($V_{mp, nom}$)</i>	29
2.7. VERIFICACIÓN DE COMPATIBILIDAD DEL INVERSOR	30
2.8. VALIDACIÓN TÉCNICA DE LA CONFIGURACIÓN FOTOVOLTAICA	30
2.9. SELECCIÓN DE CONDUCTORES	31
2.9.1. <i>Conductor del Circuito de Corriente Continua (CC)</i>	31

2.9.2. Conductor del Circuito de Corriente Alterna (CA)	32
2.10. PROTECCIONES Y SEGURIDAD DEL SISTEMA	33
2.10.1 Protección en Tramo de Corriente Continua (CC)	33
2.10.2 Protección en el Tramo de Corriente Alterna (CA)	34
2.11. MEDIDOR BIDIRECCIONAL	35
2.12. RESUMEN DE COMPONENTES PARA EL SISTEMA ON GRID	35
2.13. CONCLUSIÓN TÉCNICA DEL DISEÑO ON-GRID	36
2.14. SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO: DEFINICIÓN Y DIMENSIONAMIENTO	36
2.14.1. Balance Energético y Redimensionamiento del Generador	37
2.14.2. Parámetros Eléctricos de la Cadena Fotovoltaica (String)	38
2.15. SELECCIÓN DE COMPONENTES DEL SISTEMA HÍBRIDO	38
2.15.1. Selección de Inversor Híbrido	39
2.15.2. Selección y Dimensionamiento del Banco de Baterías	40
2.16. DIMENSIONAMIENTO Y CONFIGURACIÓN DEL BANCO DE BATERÍAS	42
2.16.1. Cálculo de Energía Útil y Número de Unidades	42
2.17. VERIFICACIÓN DE COMPATIBILIDAD DEL SISTEMA HÍBRIDO	43
2.17.1. Compatibilidad entre Banco de Baterías e Inversor	43
2.17.2. Compatibilidad entre Arreglo Fotovoltaico e Inversor	44
2.18. ESPECIFICACIÓN DE CONDUCTORES Y PROTECCIONES DEL SISTEMA HÍBRIDO	45
2.18.1. Circuito Fotovoltaico (Paneles a Inversor)	45
2.18.2. Circuito de Baterías (Baterías a Inversor)	45
2.18.3. Circuito de Salida AC (Inversor a Tablero)	46
2.19. SELECCIÓN DEL ESCENARIO TÉCNICO MÁS CONVENIENTE	47
CAPITULO 3: PLAN DE MANTENIMIENTO Y ANALISIS ECONOMICO	48
3.1. METODOLOGÍA DEL PLAN DE MANTENIMIENTO: ANÁLISIS DE CRITICIDAD (ABC)	49
3.1.1. Criterios de Clasificación	49
3.1.2. Clasificación de Componentes del Sistema Híbrido	50
3.1.3. Interpretación de la Clasificación	50
3.2. PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA EL SISTEMA HÍBRIDO	51
3.3. MARCO NORMATIVO	54
3.4. PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN A RED	54
3.5. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO	55
3.5.1. Estimación Inversión Inicial (CAPEX)	55
3.5.2. Estimación Costos de Operación (OPEX)	57
3.5.3. Resumen de Costos del Proyecto	58
3.6. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA Y FLUJO DE CAJA	59
3.6.1. Escenario Base: Análisis Sin Apoyo Financiero	59
3.6.2. Instrumentos de Financiamiento y Subsidios (ERNC)	60
3.6.3. Estrategia de Financiamiento	63
3.7. EVALUACIÓN DEL VALOR ESTRATÉGICO Y SOSTENIBLE DEL PROYECTO	63
3.7.1. Propuesta de Valor Estratégico y Externalidades Positivas	64
3.7.2. Contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	65
3.7.3. Cuantificación del Impacto Ambiental (Huella de Carbono)	65
CAPITULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	67
4.1. CONCLUSIONES GENERALES	68

4.2. RECOMENDACIONES	69
BIBLIOGRAFÍA	70
ANEXO A: FLUJO DE CAJA SIN FINANCIAMIENTO	71
ANEXO B: FLUJO DE CAJA CON FINANCIAMIENTO	74

INDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1, Vista Satelital del Complejo Turístico Adlafquén</i>	5
<i>Figura 2, Promedio mensual de Irradiación Global Horizontal (GHI)</i>	6
<i>Figura 3, Grafico de Temperatura media y Precipitación</i>	7
<i>Figura 4, Frecuencia de interrupciones del suministro eléctrico (Historial de notificaciones)</i>	8
<i>Figura 5, Perfil de consumo eléctrico mensual (Año 2024)</i>	9
<i>Figura 6, Esquema general de los componentes de un sistema fotovoltaico</i>	13
<i>Figura 7, Variación mensual de la irradiación solar global en Lonquimay</i>	17
<i>Figura 8, Sensibilidad de la potencia de salida del módulo CS6W-550MS en función de la temperatura de celda.</i>	21
<i>Figura 9, Módulo Fotovoltaico Monocristalino Canadian Solar CS6W-550MS</i>	25
<i>Figura 10, Composición del cable fotovoltaico PV1-F.</i>	32
<i>Figura 11, Composición del conductor tipo THHN.</i>	33
<i>Figura 12, Comparativa de Vida Útil y Eficiencia: Litio (LiFePO₄) vs. Plomo-Ácido.</i>	40

INDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1, Especificaciones técnicas del módulo Canadian Solar CS6W-550MS</i>	20
<i>Tabla 2, Parámetros de eficiencia y justificación técnica.</i>	22
<i>Tabla 3, Especificaciones técnicas del inversor Solis S6-GR1P1K-M.</i>	27
<i>Tabla 4, Matriz de cumplimiento de compatibilidad eléctrica.</i>	30
<i>Tabla 5, Lista de Materiales y Equipos para Sistema On-Grid 1.1 kWp.</i>	36
<i>Tabla 6, Especificaciones técnicas del Inversor Growatt SPF 5000 ES.,</i>	40
<i>Tabla 7, Especificaciones Técnicas Batería LEFMAN Lf25.6-100ES01.</i>	41
<i>Tabla 8, Matriz de Compatibilidad: Arreglo Fotovoltaico vs. Inversor Híbrido.</i>	44
<i>Tabla 9, Matriz de Criticidad de Componentes (Análisis ABC).</i>	50
<i>Tabla 10, Matriz de Mantenimiento Preventivo (Nivel Usuario).</i>	53
<i>Tabla 11, Presupuesto de Equipamiento y Materiales (IVA Incluido).</i>	56
<i>Tabla 12, Presupuesto de Mano de Obra y Gestión.</i>	56
<i>Tabla 13, Resumen de Costos del Proyecto Híbrido (Valores Finales).</i>	58
<i>Tabla 14, Matriz de Contribución a los ODS.,</i>	65

INTRODUCCIÓN

En un contexto global y nacional marcado por la urgencia de la transición hacia fuentes energéticas más limpias y sostenibles, la energía solar fotovoltaica emerge como una tecnología clave, particularmente para territorios con alto potencial solar como Chile. Sin embargo, la implementación efectiva de estas soluciones enfrenta desafíos particulares en zonas rurales y remotas, donde la infraestructura eléctrica convencional a menudo presenta deficiencias en su fiabilidad, limitando el desarrollo de iniciativas locales.

Este es precisamente el escenario del Complejo Turístico Adlafquén, un emprendimiento familiar de origen indígena Pehuenche ubicado en la precordillera de Lonquimay, Región de La Araucanía. Fiel a su profunda conexión con el territorio y a un modelo de turismo sostenible que busca preservar y difundir su herencia cultural, Adlafquén enfrenta una contradicción operativa fundamental: su dependencia de un suministro eléctrico de red propenso a frecuentes interrupciones. Esta inestabilidad no solo compromete la calidad del servicio ofrecido a sus visitantes, sino que también obstaculiza sus aspiraciones de lograr una mayor autonomía energética y reducir su impacto ambiental.

Frente a esta problemática, la autogeneración mediante energía solar fotovoltaica se presenta como una alternativa estratégica. Esta tecnología no solo ofrece el potencial de mitigar la dependencia de la red y sus fallas, sino que también se alinea intrínsecamente con la visión de sostenibilidad y respeto por el entorno que define a Adlafquén. La adopción de energía limpia y autogenerada permitiría al complejo no solo asegurar su resiliencia operativa, sino también reforzar su identidad y propuesta de valor como un referente de turismo responsable.

La presente memoria de título aborda esta oportunidad mediante el desarrollo de una propuesta técnica y económica para la implementación de un sistema fotovoltaico en el Complejo Adlafquén. Se realizará un análisis comparativo de las principales configuraciones tecnológicas (On-Grid y Híbrida) para determinar la solución óptima que equilibre la eficiencia energética con la necesaria capacidad de respaldo. Adicionalmente, se elaborará un plan de mantenimiento específico y se evaluará la viabilidad económica del proyecto, considerando las estrategias de financiamiento disponibles, con el objetivo final de entregar una hoja de ruta concreta y fundamentada para que Adlafquén avance hacia su independencia energética de manera sostenible.

OBJETIVO GENERAL

Proponer una solución de generación fotovoltaica sostenible para el Complejo Turístico Adlafquén, ubicado en Lonquimay, con el fin de abordar la problemática de las intermitencias del suministro eléctrico y reducir su dependencia energética externa, mediante un estudio técnico-económico comparativo de alternativas y el desarrollo de un plan de mantenimiento.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Caracterizar el contexto operacional, geográfico y climático del Complejo Adlafquén, identificando la problemática asociada a la inestabilidad del suministro eléctrico y cuantificando su demanda energética actual.
2. Evaluar técnicamente dos escenarios de sistemas fotovoltaicos: uno On-Grid enfocado en la reducción de consumo y uno Híbrido (On-Grid con baterías) enfocado en la resiliencia energética, seleccionando la configuración óptima.
3. Diseñar un Plan de Mantenimiento Preventivo para el sistema seleccionado, basado en un análisis de criticidad, y realizar la evaluación económica integral del proyecto, incluyendo el análisis de flujo de caja y la identificación de estrategias de financiamiento mediante subsidios públicos.

CAPÍTULO 1: INFORMACIÓN SOBRE LA EMPRESA, GEOGRÁFICA Y DE
CONSUMO ENERGÉTICO

1.1. Introducción al Complejo Turístico Adlafquén

La empresa de turismo Adlafquén constituye un emprendimiento familiar de origen indígena Pehuenche, comunidad que ha habitado la zona de Icalma , una localidad rural ubicada en la comuna de Lonquimay, desde hace varias generaciones. Con una profunda conexión con el territorio y un legado cultural invaluable, la familia gestora ha orientado su labor hacia la difusión de su conocimiento y aprecio por la naturaleza, a través de un modelo de turismo sostenible. Este proyecto no solo busca brindar experiencias únicas a sus visitantes, sino también preservar y promover las tradiciones Pehuenche. Situada en un entorno natural privilegiado, la empresa se ha posicionado como un referente para el turismo responsable y auténtico en la región.

1.1.1. Actividades y Servicios Turísticos

Adlafquén ofrece una amplia variedad de actividades recreativas en Icalma, destacando: paseos en barcaza, trekking guiado, ciclismo y cabalgatas. Además, cuenta con un parque de esquí para deportes de invierno. Para el alojamiento, dispone de cuatro cabañas completamente equipadas con electrodomésticos esenciales (televisión, refrigerador, microondas, calefactores de agua), asegurando una estancia confortable para los huéspedes.

1.2. Ubicación Geográfica

El complejo se encuentra en la zona este de la Región de La Araucanía, específicamente en la comuna de Lonquimay, junto a la laguna de Icalma, a unos 1200 m.s.n.m. Es una zona eminentemente turística, enclavada en la cordillera, limitando con Argentina.



*Figura 1, Vista Satelital del Complejo Turístico Adlafquén
Fuente: Google Earth*

1.2.1. Características Climáticas Relevantes

Para la evaluación del potencial energético del proyecto, se analizó como variable principal la Irradiación Global Horizontal (GHI). Este parámetro cuantifica la energía solar total recibida por unidad de superficie y es el indicador estándar para determinar la viabilidad técnica de sistemas fotovoltaicos.

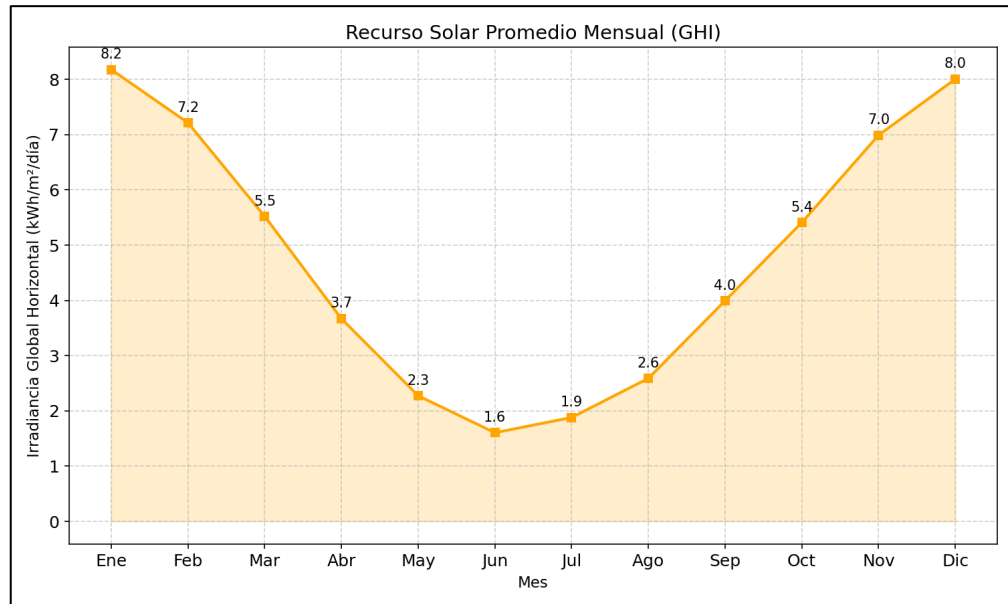


Figura 2, Promedio mensual de Irradiación Global Horizontal (GHI)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de NASA POWER (2001-2020)

Como se observa en la Figura 2, el recurso solar en la zona de estudio presenta una marcada estacionalidad. Durante la temporada de verano (noviembre a febrero), la irradiación alcanza sus niveles máximos, superando consistentemente los 7,5 kWh/m²/día, con picos sobre los 8,0 kWh/m²/día en enero. Estos valores indican un excelente potencial de generación, coincidiendo estratégicamente con los meses de mayor demanda turística del complejo.

Por el contrario, durante el periodo invernal (mayo a agosto), la disponibilidad del recurso disminuye significativamente, llegando a mínimos cercanos a 1,6 kWh/m²/día en junio. No obstante, al ponderar el comportamiento anual, la zona registra una irradiación promedio de 4,45 kWh/m²/día, cifra que confirma la viabilidad técnica del emplazamiento. A pesar de este buen promedio general, la fuerte variabilidad estacional obliga a considerar el mes de junio como el "mes crítico" de diseño para garantizar la autonomía del sistema durante todo el año.

El emplazamiento del proyecto se caracteriza por un régimen climático precordillerano de marcada estacionalidad. Como se detalla gráficamente a continuación, la zona exhibe una correlación inversa entre temperatura y precipitaciones: los meses invernales (junio-julio) concentran la mayor pluviosidad y registran temperaturas medias cercanas al umbral de congelación (0°C), lo que confirma la prevalencia de nevadas significativas. Por el contrario, la temporada estival presenta una drástica disminución de las lluvias y un aumento en las temperaturas máximas, generando las condiciones de mayor insolación del año.

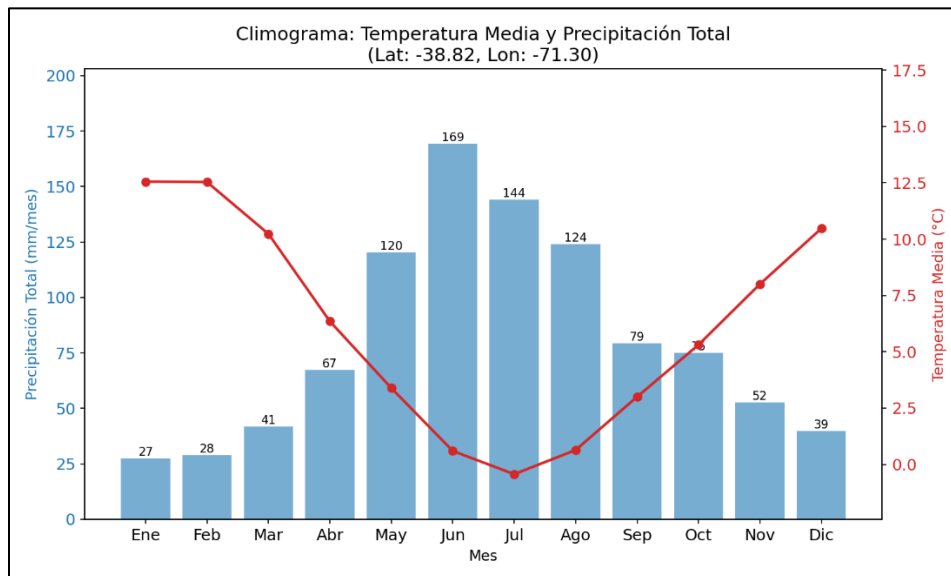


Figura 3, Grafico de Temperatura media y Precipitación

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de NASA POWER (2001-2020)

Como se observa en el Gráfico de Temperatura Media y Precipitaciones (Figura 3), la zona de Lonquimay presenta una marcada estacionalidad. Respecto a las temperaturas, si bien los promedios mensuales en verano rondan los 16°C, las máximas diarias en este periodo suelen alcanzar valores en torno a los 25-26°C. Por el contrario, los meses de invierno (junio a agosto) registran promedios térmicos cercanos a los 0°C, evidenciando un riesgo constante de heladas.

En cuanto a las precipitaciones, estas se concentran fuertemente en los meses invernales, con valores máximos estimados cercanos a los 170-180 mm mensuales entre junio y julio, disminuyendo considerablemente durante la temporada de verano. Esta oscilación térmica e hídrica es un factor condicionante clave para el dimensionamiento del sistema energético.

No obstante, estas condiciones climáticas presentan ventajas técnicas específicas para la implementación fotovoltaica. Las bajas temperaturas promedio favorecen el rendimiento eléctrico de los módulos solares, ya que el coeficiente de temperatura de las células fotovoltaicas permite una mayor eficiencia operativa en ambientes fríos en comparación con zonas calurosas. Asimismo, la distribución estacional de las lluvias facilita la limpieza natural de los paneles, reduciendo necesidades de mantenimiento, mientras que la mayor disponibilidad del recurso solar en verano coincide estratégicamente con los periodos de mayor afluencia de visitantes al complejo turístico.

1.3. Problemática: Suministro Eléctrico Intermitente

A pesar de su atractivo natural y cultural, la operación del Complejo Adlafquén enfrenta un desafío crítico: la inestabilidad estructural del suministro eléctrico. Al estar ubicado en una zona rural y precordillerana, el complejo depende de una red de distribución vulnerable, caracterizada por fallas recurrentes y tiempos de reposición prolongados.

Para caracterizar objetivamente esta situación, se realizó un análisis del historial de notificaciones de interrupción de servicio emitidas por la compañía distribuidora (Frontel) durante el periodo 2024-2026.

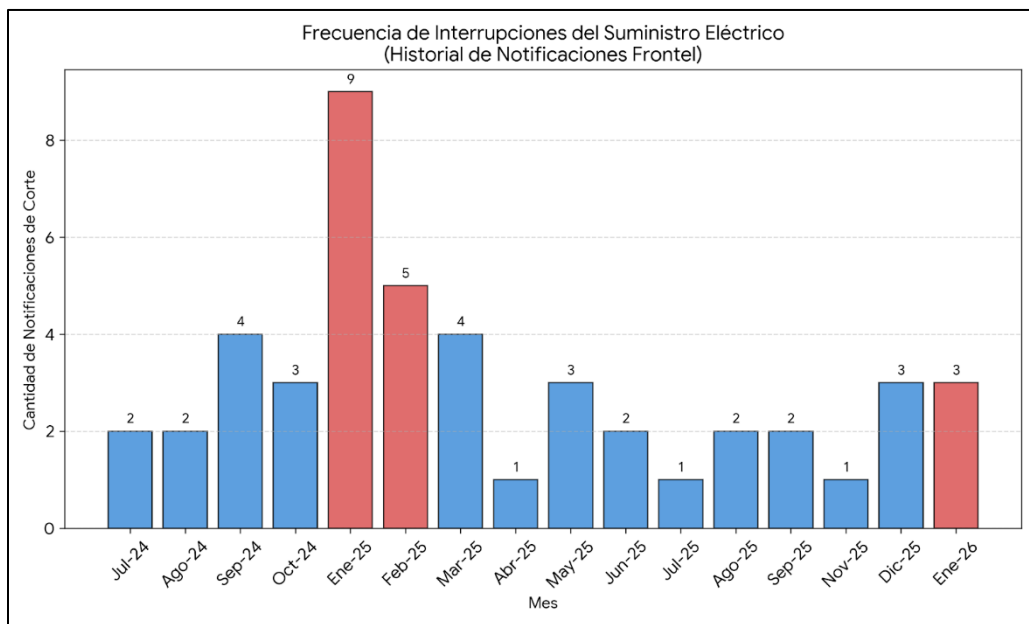


Figura 4, Frecuencia de interrupciones del suministro eléctrico (Historial de notificaciones)

Fuente: Elaboración propia

Como se evidencia en la Figura 4, la inestabilidad del suministro presenta un comportamiento crítico y sostenido. Si bien existe un aumento drástico en la frecuencia de cortes durante los meses de verano (hasta 9 interrupciones en enero de 2025), el gráfico demuestra que el problema no es exclusivo de esta época. Se registran interrupciones constantes durante otoño e invierno, periodos donde las condiciones climáticas adversas (viento y lluvia) afectan la infraestructura de distribución rural.

Esta alta frecuencia de interrupciones impacta severamente la continuidad operativa del complejo. La falta de suministro no solo degrada la experiencia del huésped al afectar servicios críticos (calefacción, agua caliente e iluminación), sino que genera pérdidas económicas directas por cancelaciones y daños acumulativos en equipos electrónicos debido a sobretensiones transitorias. En consecuencia, esta vulnerabilidad energética es incompatible con los estándares de calidad del servicio turístico, haciendo imperativa la implementación de un sistema de respaldo robusto.

1.4. Análisis de la Demanda Energética

Para dimensionar adecuadamente cualquier solución energética, es fundamental comprender el patrón de consumo actual del Complejo Adlafquén. Este análisis considera tanto la demanda de energía eléctrica como el uso de otras fuentes energéticas para calefacción y cocina, identificando sus magnitudes y características temporales.

1.4.1. Consumo Eléctrico

El consumo eléctrico del Complejo Adlafquén integra la demanda de las cuatro cabañas de alojamiento y la vivienda de los propietarios, la cual cumple funciones de administración y residencia del personal. Cada unidad habitacional cuenta con equipamiento estándar (iluminación eficiente, refrigeración y electrodomésticos menores).

Respecto a los servicios generales, el sistema alimenta una única electrobomba encargada de impulsar el agua desde las vertientes naturales hacia un estanque de acumulación elevado, permitiendo su distribución posterior por gravedad a todo el recinto. Esta configuración centralizada optimiza el uso de energía, limitando el consumo de bombeo solo al llenado del estanque. Finalmente, es importante destacar que no se utilizan equipos de aire acondicionado ni calefacción eléctrica; la climatización se resuelve exclusivamente mediante estufas a leña y pellet, el agua caliente sanitaria mediante gas licuado, manteniendo así una demanda eléctrica acotada.

A continuación, se presenta el perfil de consumo eléctrico registrado durante el año 2024, según los datos proporcionados por la empresa distribuidora FRONTEL.

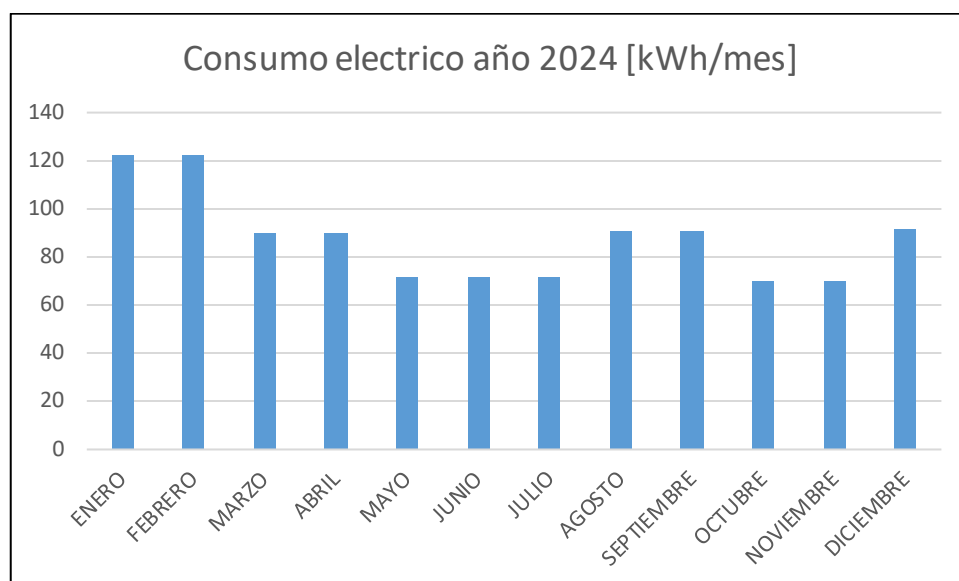


Figura 5, Perfil de consumo eléctrico mensual (Año 2024)

Fuente: Elaboración propia a partir de informe de consumo de la empresa distribuidora Frontel

El análisis de los registros anuales indica un consumo total de 1.054 kWh durante 2024. A partir de este valor consolidado, se determina el consumo promedio diario, que es el dato fundamental para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico:

$$E_d = \frac{1.054 \text{ kWh}}{365 \text{ día}} \approx 2,9 \text{ kWh/día}$$

Este valor representa la demanda energética base que el sistema propuesto deberá ser capaz de abastecer. Para efectos del presente dimensionamiento, se establece como premisa de diseño que la capacidad operativa del complejo se mantendrá constante, no contemplándose la construcción de nuevas instalaciones ni la incorporación de cargas eléctricas significativas en el corto o mediano plazo.

1.4.1. Análisis del Comportamiento Estacional

La Figura 5 revela una marcada estacionalidad en el perfil de consumo. Los meses de verano (enero y febrero) registran los picos máximos, superando los 120 kWh/mes. Este comportamiento se correlaciona directamente con la temporada alta de turismo, período en que la mayor ocupación de las cabañas incrementa significativamente el uso de equipamiento eléctrico.

En contraste, durante el resto del año (otoño, invierno y primavera), la demanda desciende manteniéndose en un rango medio que oscila entre los 70 y 90 kWh mensuales, sin volver a superar el umbral de los 100 kWh. Aunque el dimensionamiento del sistema se basa en el promedio anual, este análisis confirma que el diseño debe ser lo suficientemente robusto para soportar los picos de demanda estival sin comprometer la autonomía.

1.4.2. Otras Fuentes Energéticas y su Problemática

Además de la electricidad, el complejo depende de otras fuentes para satisfacer sus necesidades energéticas, principalmente para cocina y calefacción:

- **Gas Licuado de Petróleo (GLP):** Utilizado en las cocinas de las cabañas. Representa un costo operativo recurrente y una dependencia logística para el abastecimiento de cilindros. Su eventual reemplazo por artefactos eléctricos eficientes, alimentados por energía solar, podría generar ahorros adicionales y reducir la huella de carbono.
- **Leña / Pellet:** Empleados para calefacción mediante chimeneas. Si bien son comunes en la zona, su combustión genera emisiones locales de material particulado, afectando la calidad del aire. Además, su abastecimiento requiere logística y espacio de almacenamiento. Una transición hacia sistemas de calefacción eléctrica eficientes, respaldados por el sistema fotovoltaico, se alinearía mejor con los objetivos de sostenibilidad del complejo.

La diversificación actual de fuentes energéticas, si bien funcional, presenta oportunidades de optimización tanto económica como ambiental mediante la electrificación y el aprovechamiento de la energía solar.

1.5. Oportunidad de Generación Fotovoltaica

El análisis del contexto operativo y la demanda energética del Complejo Adlafquén revela una clara oportunidad para mejorar su sostenibilidad y resiliencia mediante la adopción de energía solar fotovoltaica. Los factores clave que justifican este proyecto son:

1. **Solución a la Problemática Crítica:** La principal debilidad operativa del complejo son las frecuentes intermitencias del suministro eléctrico. Un sistema fotovoltaico, particularmente en una configuración híbrida con almacenamiento, ofrece una solución directa y robusta a este problema, garantizando la continuidad del servicio y eliminando la dependencia total de una red rural inestable.
2. **Alineación con la Filosofía Sostenible:** La empresa tiene un compromiso explícito con la sostenibilidad y la identidad Pehuenche. La adopción de energía solar, una fuente limpia y renovable, se alinea perfectamente con esta visión, reduciendo la huella ambiental y reforzando su imagen como destino de turismo responsable.
3. **Potencial de Ahorro y Optimización:** Aunque el consumo eléctrico actual no es masivo, representa un costo operativo constante. La autogeneración permite reducir la dependencia de la red y sus tarifas crecientes. Además, abre la puerta a una futura electrificación de otros consumos (calefacción, cocina), optimizando aún más la matriz energética del complejo.
4. **Acceso a Financiamiento Específico:** Como emprendimiento indígena en zona rural, Adlafquén tiene acceso preferencial a instrumentos de fomento y subsidios (como los de CONADI y AgenciaSE), lo que mejora significativamente la viabilidad económica de la inversión, como se detallará en el Capítulo 3.

1.6. Fundamentos de la Energía Solar Fotovoltaica

Para comprender la solución propuesta, es necesario revisar los conceptos básicos de la tecnología fotovoltaica y los tipos de sistemas aplicables.

1.6.1. Energías Renovables vs. No Renovables

Las fuentes de energía se clasifican tradicionalmente en dos categorías principales según su disponibilidad y origen. Las fuentes no renovables (como el petróleo, carbón y gas natural) son recursos finitos cuya extracción y combustión generan impactos ambientales significativos. Estas son la fuente primaria de Gases de Efecto Invernadero (GEI), compuestos atmosféricos que retienen la radiación térmica y son los principales impulsores del calentamiento global y el cambio climático antropogénico.

Por otro lado, las energías renovables (solar, eólica, hidráulica) aprovechan flujos naturales inagotables. Si bien la fabricación de sus componentes conlleva una huella de carbono inicial, su fase de operación se caracteriza por generar electricidad con un impacto ambiental considerablemente menor al de las fuentes fósiles, al no emitir contaminantes directos durante el proceso de conversión energética. La energía solar fotovoltaica se enmarca en esta categoría, consolidándose como una tecnología clave para la transición hacia un desarrollo sostenible.

1.6.2. Principios de la Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se fundamenta en el efecto fotoeléctrico, mediante el cual la radiación electromagnética del sol se convierte directamente en electricidad. El componente base de este proceso es la celda fotovoltaica, un dispositivo fabricado a partir de materiales semiconductores, típicamente silicio, que han sido dopados para crear una estructura de dos capas con propiedades eléctricas opuestas: una capa tipo N (con exceso de electrones) y una capa tipo P (con exceso de huecos), formando una unión p-n.

El principio de operación ocurre a nivel atómico: cuando los fotones de la luz solar inciden sobre el material con una energía superior al ancho de banda prohibida (band gap) del semiconductor, transfieren su energía a los electrones ubicados en la banda de valencia, excitándolos y permitiendo su salto hacia la banda de conducción. Este fenómeno genera pares electrón-hueco libres que, bajo la influencia del campo eléctrico interno creado en la unión p-n, son separados y dirigidos hacia los contactos metálicos del dispositivo. Este flujo ordenado de electrones a través de un circuito externo constituye la corriente continua (CC) (Lorenzo, 2006).

1.6.3. Componentes Principales de un Sistema Fotovoltaico

Aunque la configuración de un sistema fotovoltaico puede variar según el tipo de instalación (on grid, off grid o híbrida), los componentes esenciales son los siguientes [GS4.1]:

- Módulos fotovoltaicos: captan la radiación solar y la transforman en corriente continua (CC).
- Estructura de montaje: soporta los módulos y permite su correcta orientación e inclinación.
- Inversor: convierte la corriente continua en corriente alterna (CA), utilizable por los equipos eléctricos y compatible con la red eléctrica. Es considerado el “cerebro” del sistema.
- Protecciones eléctricas: incluyen fusibles, interruptores y dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS), cuya función es resguardar la seguridad de las personas y de los equipos.
- Cableado y conexiones: permiten la interconexión eléctrica entre los distintos componentes del sistema.
- (Opcional) Banco de baterías: almacena energía eléctrica para su uso diferido, especialmente durante la noche o en casos de interrupción del suministro eléctrico. Es un componente fundamental en sistemas híbridos y aislados.
- (Opcional) Controlador de carga: regula los procesos de carga y descarga de las baterías, función que en muchos sistemas modernos se encuentra integrada en el inversor híbrido.

En la Figura 6 se presenta un esquema general que ilustra la interconexión y el flujo de energía entre los principales componentes de un sistema fotovoltaico.

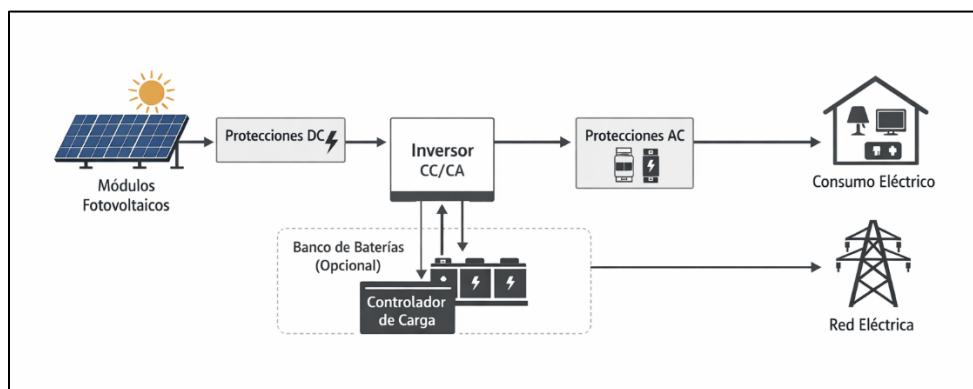


Figura 6, Esquema general de los componentes de un sistema fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia

1.6.4. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Existen principalmente tres configuraciones:

- **Sistemas Off-Grid (Aislados):** Operan de forma totalmente independiente de la red eléctrica pública. Requieren obligatoriamente un banco de baterías dimensionado para almacenar la energía y asegurar el suministro continuo durante la noche o días nublados. Son la solución estándar para zonas remotas sin factibilidad de empalme, pero implican una mayor inversión inicial (CAPEX) y una gestión energética rigurosa por parte del usuario.
- **Sistemas On-Grid (Conectados a Red):** Trabajan sincronizados y en paralelo con la red eléctrica de distribución. Permiten autoconsumir la energía generada instantáneamente y, en caso de existir excedentes, inyectarlos a la red bajo el esquema de Net Billing. Este mecanismo, regulado en Chile por la Ley N.º 21.118 (modificación de la Ley 20.571), permite a los usuarios recibir una compensación económica (descuento en la boleta) por la energía inyectada. Su principal limitación es que dependen de la red para operar; ante un corte de suministro externo, el sistema se apaga automáticamente mediante la protección "anti-isla". Esta función técnica es un requisito de seguridad obligatorio que desconecta el inversor para evitar electrocutar a los operarios que trabajan reparando la línea caída.
- **Sistemas Híbridos (On-Grid con Respaldo):** Combinan las funcionalidades de los dos anteriores. Operan conectados a la red (aprovechando la Ley de Net Billing) pero integran un inversor especial y un banco de baterías. Esto les permite almacenar energía y, crucialmente, funcionar en "modo isla" durante los cortes de luz, aislándose de la red pública pero manteniendo el suministro interno. Dada la problemática de intermitencia expuesta en la sección 1.3, esta configuración se perfila teóricamente como la alternativa técnica capaz de garantizar la continuidad operativa del Complejo Adlafquén, hipótesis que será sometida a evaluación técnica y económica en el Capítulo 2 y 3.

1.7. Conclusión del Capítulo

El análisis del contexto operativo y la demanda energética del Complejo Turístico Adlafquén ha identificado una vulnerabilidad crítica: la frecuente intermitencia del suministro eléctrico en su ubicación rural, lo cual impacta negativamente su operación y la calidad del servicio ofrecido. Esta situación, sumada al compromiso de la empresa con la sostenibilidad y su identidad Pehuenche, crea una clara necesidad de buscar soluciones energéticas alternativas.

La energía solar fotovoltaica se presenta como la opción tecnológicamente viable, respaldada por su naturaleza renovable y la disponibilidad de un recurso solar promedio de 4,45 kWh/m²/día, cuyo comportamiento estacional favorable para la temporada turística quedó evidenciado en la Figura 2.

Para abordar eficazmente el problema, es necesario evaluar las configuraciones técnicas disponibles. Considerando que el complejo ya cuenta con conexión a la red de distribución, se descarta preliminarmente la configuración Off-Grid (Aislada), dado que prescindir de la infraestructura existente obligaría a un sobredimensionamiento excesivo del almacenamiento para cubrir la demanda invernal, elevando injustificadamente los costos de inversión.

En consecuencia, el Capítulo 2 se dedicará al análisis técnico comparativo de los dos escenarios que aprovechan la infraestructura vigente:

- Escenario 1: **Sistema Fotovoltaico On-Grid**, enfocado exclusivamente en la reducción de costos mediante inyección de excedentes (Net Billing), sin baterías.
- Escenario 2: **Sistema Fotovoltaico Híbrido**, que combina el ahorro económico con la integración de un banco de baterías para proporcionar respaldo energético ante cortes de suministro.

Esta evaluación comparativa permitirá determinar cuál de las dos configuraciones representa la solución óptima, equilibrando la eficiencia económica con la imperativa necesidad de resiliencia operativa.

CAPÍTULO 2: EVALUACION TÉCNICA DE ESCENARIOS

2.1. Radiación Solar y Producción Potencial del Sistema

El recurso solar disponible en el emplazamiento constituye el factor determinante para la viabilidad técnica del proyecto. Lonquimay presenta condiciones favorables para la generación fotovoltaica, beneficiada por su ubicación en altura (1.200 m.s.n.m.) que favorece la captación de radiación. Para caracterizar objetivamente este potencial, se obtuvieron los registros meteorológicos de la plataforma oficial Explorador Solar (<https://solar.minenergia.cl>), validada por el Ministerio de Energía.

Según estos datos, la zona posee una Irradiación Global Anual Promedio de 4,36 kWh/m²/día. Si bien este promedio general confirma la aptitud del lugar (superando el umbral típico de 3,5 HSP), es indispensable analizar su distribución mensual para un diseño robusto, tal como se observa en la Figura 7.

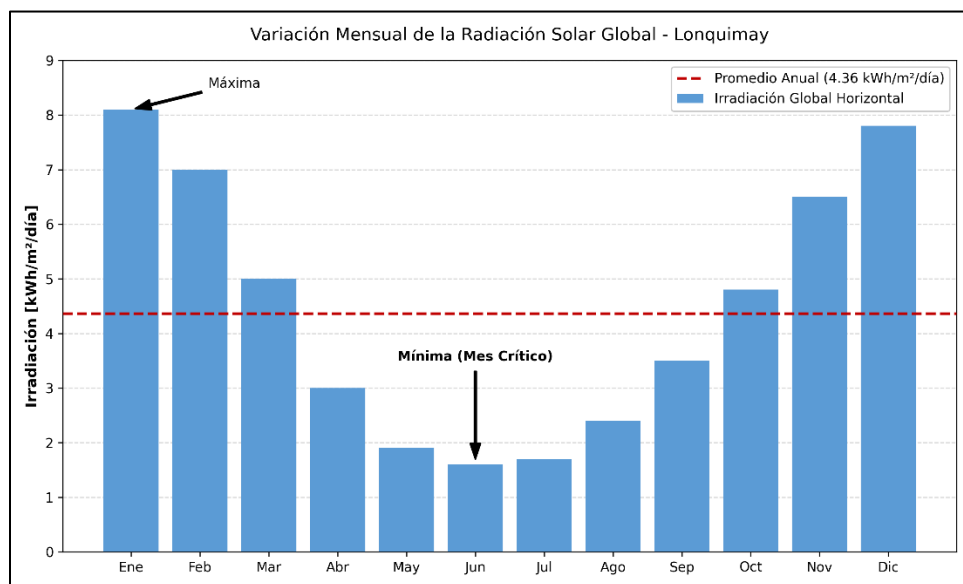


Figura 7, Variación mensual de la irradiación solar global en Lonquimay

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Explorador Solar

El gráfico evidencia dos escenarios operativos opuestos:

- **Escenario de Verano:** Durante la temporada alta de turismo (enero-febrero), la irradiación alcanza picos óptimos sobre los 8,0 kWh/m²/día, garantizando un excedente de energía.
- **Escenario de Invierno:** En contraste, junio registra el mínimo anual con 1,6 kWh/m²/día. Este descenso define a junio como el "mes crítico", obligando a dimensionar el banco de baterías para asegurar la continuidad operativa incluso en este periodo de mínima disponibilidad.

2.2. Cálculo de la Temperatura de las Celdas Fotovoltaicas

La temperatura operativa de las celdas es un parámetro crítico, ya que el rendimiento de los módulos de silicio cristalino disminuye linealmente a medida que aumenta su temperatura. Debido a la incidencia de la radiación solar, la temperatura de la celda (T_{celda}) suele ser considerablemente mayor que la temperatura ambiente (T_{amb}).

Para estimar este valor en las condiciones específicas de Lonquimay, se utiliza el modelo lineal estándar basado en la Temperatura Nominal de Operación de la Celda (NOCT), ampliamente validado en la literatura especializada (Duffie & Beckman, 2013):

$$T_{celda} = T_{amb} + \left(\frac{G}{800 \text{ W/m}^2} \right) * (NOCT - 20^\circ\text{C})$$

Donde:

- T_{celda} : Temperatura de operación de la celda ($^\circ\text{C}$).
- T_{amb} : Temperatura ambiente del lugar ($^\circ\text{C}$).
- G : Irradiancia solar incidente sobre el módulo (W/m^2).
- $NOCT$: Temperatura Nominal de Operación de la Celda. Para el módulo seleccionado (Canadian Solar CS6W-550MS), este valor es de 41°C , según se especifica en su ficha técnica.
- 20 : Temperatura ambiente de referencia para la prueba NOCT ($^\circ\text{C}$).

A partir de este modelo, se definen tres escenarios térmicos para el dimensionamiento:

2.2.1. Temperatura máxima de la celda

Este cálculo busca determinar la peor condición de operación por alta temperatura, situación que reduce el voltaje del sistema. Se consideran los datos climáticos presentados en el Capítulo 1 (Figura 3).

- T_{amb} : 26°C , correspondiente al promedio de las máximas históricas en enero (verano).
- G : 1.000 W/m^2 , asumiendo un pico de irradiancia en un día despejado.

$$T_{celda,max} = 26^\circ\text{C} + \left(\frac{1000 \text{ W/m}^2}{800 \text{ W/m}^2} \right) * (41^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}) = 52,25^\circ\text{C}$$

2.2.2. Temperatura mínima de la celda

Este escenario es fundamental para verificar que el voltaje del sistema no supere el límite del inversor ($V_{oc\ max}$). Ocurre típicamente al amanecer en invierno, cuando hay luz pero el ambiente está muy frío.

- T_{amb} : $-10^{\circ}C$, valor conservador basado en las mínimas invernales (ver Figura 3).
- G : $0\ W/m^2$ (o despreciable). Al momento del arranque, el calentamiento resistivo y radiativo es casi nulo, por lo que se asume termodinámicamente que la temperatura de la celda se equilibra con la del ambiente.

$$T_{celda,min} \approx T_{amb} = -10^{\circ}C$$

2.2.3. Temperatura promedio de la celda

Se utiliza para estimar la producción de energía anual representativa.

- T_{amb} : $9,2^{\circ}C$, que corresponde a la temperatura media anual de Lonquimay obtenida de los registros meteorológicos (Figura 3)
- G : $600\ W/m^2$. Este valor es una estimación estándar de la irradiancia promedio ponderada durante las horas de producción efectiva solar.

$$T_{celda,prom} = 9,2^{\circ}C + \left(\frac{600\ W/m^2}{800\ W/m^2} \right) * (41^{\circ}C - 20^{\circ}C) \approx 25^{\circ}C$$

El resultado de $25^{\circ}C$ indica que, debido al clima frío de Lonquimay, los paneles operarán en promedio muy cerca de sus Condiciones Estándar de Prueba (STC), lo cual es beneficioso para el rendimiento del sistema.

2.3. Selección y Características del Módulo Fotovoltaico

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, se seleccionó el módulo monocristalino Canadian Solar, modelo CS6W-550MS, con una potencia nominal de $550\ Wp$. Esta elección se fundamenta en tres criterios técnicos y logísticos:

- Disponibilidad de Mercado: Su amplia presencia en el mercado nacional asegura la disponibilidad de stock para la instalación inicial y facilita la adquisición de repuestos ante eventuales reposiciones futuras.
- Robustez Técnica: Sus características constructivas (tecnología HiKu6) lo hacen idóneo para instalaciones comerciales de pequeña escala, ofreciendo alta resistencia mecánica y durabilidad.

- Eficiencia Térmica: Presenta un coeficiente de temperatura de potencia de $-0.34 \text{ \%/}^\circ\text{C}$. Este parámetro indica que las pérdidas de eficiencia por calentamiento son reducidas, lo cual es relevante para optimizar el rendimiento en Lonquimay, donde la radiación directa puede elevar significativamente la temperatura del módulo a pesar del clima frío.

En la Tabla 1 se detallan las especificaciones técnicas extraídas de la hoja de datos del fabricante, valores que constituirán la base para los cálculos de rendimiento y compatibilidad desarrollados en las siguientes secciones.

Canadian Solar CS6W-550MS		
Características Eléctricas (STC)		
Potencia nominal (Pmax)	550	W
Voltaje a máxima potencia (Vmp)	41,7	V
Intensidad a máxima potencia (Imp)	13,2	A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	49,6	V
Intensidad de cortocircuito (Isc)	14	A
Características de Temperatura		
Coeficiente de temperatura [Pmax]	-0,34	%/°C
Coeficiente de temperatura [Voc]	-0,26	%/°C
Coeficiente de temperatura [Isc]	0,05	%/°C
Temperatura nominal de operación (NOCT)	41	°C

Tabla 1, Especificaciones técnicas del módulo Canadian Solar CS6W-550MS

Fuente: Elaboración propia a partir de la ficha técnica del fabricante Canadian Solar

2.3.1. Análisis de Sensibilidad: Potencia Real vs. Temperatura

El rendimiento eléctrico de un módulo fotovoltaico es sensible a las condiciones térmicas: la potencia de salida disminuye linealmente a medida que aumenta la temperatura de sus celdas. Para cuantificar este efecto en las condiciones específicas de Lonquimay, se ajusta la potencia nominal del panel (medida en condiciones estándar a 25°C) utilizando el coeficiente de temperatura de potencia (αP_{max}) proporcionado por el fabricante.

La potencia real esperada se modela mediante la siguiente expresión:

$$P_{real} = P_{max} * [1 + \alpha P_{max} (T^{\circ}_{celda} - 25^{\circ}\text{C})]$$

Para visualizar el impacto de estas variaciones térmicas en el desempeño del sistema, se ha generado la Figura 8. Este gráfico ilustra la curva de potencia de salida del módulo en función de la temperatura de la celda, destacando los tres escenarios operativos críticos definidos previamente en la sección 2.2.

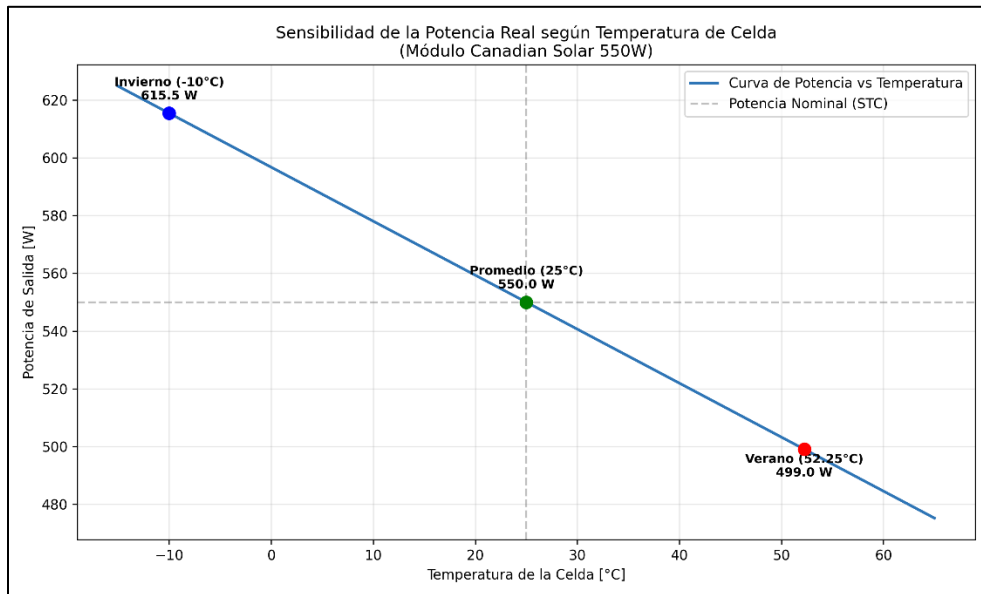


Figura 8, Sensibilidad de la potencia de salida del módulo CS6W-550MS en función de la temperatura de celda.

Fuente: Elaboración propia

La gráfica evidencia la pendiente negativa característica de la tecnología de silicio monocristalino. El análisis de los puntos clave revela una oscilación significativa en la potencia disponible:

- **Escenario de Frío Extremo (Punto Azul):** Durante un amanecer invernal a -10°C , el módulo opera con una eficiencia muy superior a la estándar. La gráfica muestra que la potencia se eleva hasta aproximadamente 615 W, lo que representa un incremento del +11,9% sobre la potencia nominal. Este pico es crítico para la selección del inversor, el cual debe ser capaz de soportar esta sobretensión sin dañarse.
- **Escenario Promedio (Punto Verde):** A la temperatura promedio de operación estimada para la zona (25°C), la potencia de salida coincide exactamente con el valor nominal de 550 W, ya que se igualan las condiciones de prueba estándar (STC).
- **Escenario de Calor Extremo (Punto Rojo):** En las condiciones de máxima irradiancia y temperatura ambiental en verano ($52,25^{\circ}\text{C}$), las pérdidas térmicas provocan una caída del rendimiento del -9,3%, reduciendo la potencia efectiva a 499 W. Este valor de 499 W es el dato más realista para estimar la generación de energía máxima en verano, evitando sobreestimar el rendimiento del sistema.

2.4 Análisis del Rendimiento del Sistema

Para determinar la producción energética real, es fundamental cuantificar las pérdidas inherentes a cada etapa de la conversión y transporte de la energía. Estas pérdidas se modelan a través de factores de eficiencia individuales, cuyo producto determina el Rendimiento Global del Sistema.

El modelo matemático utilizado es:

$$R_{global} = \eta_{temp} * \eta_{inv} * \eta_{cond} * \eta_{suciedad} * \eta_{otros}$$

Donde los factores se definen y justifican en la Tabla 3 a continuación:

Factor	Símbolo	Valor Est.	Justificación Técnica
Eficiencia Térmica	η_{temp}	0.95	Considera una pérdida media anual del 5% debido al calentamiento de celdas. Aunque el clima es frío, se asume este margen conservador para días de alta radiación (según análisis de Sección 2.3.1).
Eficiencia del Inversor	η_{inv}	0.97	Valor obtenido de la Ficha Técnica del Inversor seleccionado (ej. Huawei/Growatt), cuya eficiencia máxima típica ronda el 97-98%.
Eficiencia de Conductores	η_{cond}	0.97	Se diseña bajo el criterio de la Norma Técnica RIC N°18, limitando la caída de tensión máxima al 1.5% en CC y 1.5% en CA (Total 3% máx de pérdidas)
Factor de Suciedad	$\eta_{suciedad}$	0.97	Estimación por condiciones ambientales. Se considera una pérdida del 3% por acumulación de polvo o nieve en la superficie de los módulos entre periodos de mantenimiento.
Otras Pérdidas	η_{otros}	0.98	Margen de seguridad del 2% por pérdidas misceláneas: mismatch (desajuste entre paneles) y degradación anual

Tabla 2, Parámetros de eficiencia y justificación técnica.

Fuente: Elaboración propia.

Sustituyendo estos valores justificados en la ecuación general:

$$R_{global} = 0,95 * 0,97 * 0,97 * 0,97 * 0,98 = 0,849$$

El cálculo arroja un Rendimiento Global estimado del **85%**. Este valor indica que, del 100% de la energía solar captada teóricamente por los paneles, el sistema será capaz de inyectar efectivamente un 85% a la red o a las cargas, perdiéndose el 15% restante en procesos termodinámicos y resistivos. Este indicador se considera alto y eficiente, beneficiado principalmente por las bajas temperaturas de Lonquimay que minimizan las pérdidas térmicas (η_{temp}) en comparación con zonas calurosas.

2.5 Dimensionamiento de la Potencia del Sistema Fotovoltaico

El dimensionamiento del campo fotovoltaico es un proceso secuencial diseñado para determinar la cantidad de módulos necesarios para satisfacer el balance energético diario. Este cálculo considera tanto el recurso solar disponible en el emplazamiento como las pérdidas inherentes a la cadena de conversión.

- Cálculo de la Potencia Pico Teórica: Estimación de la capacidad de generación necesaria en condiciones ideales.
- Determinación de la Potencia Bruta Requerida: Ajuste del valor ideal aplicando el rendimiento global (R_{global}) para compensar las pérdidas del sistema.
- Definición de la Potencia Instalada: Selección del número de módulos comerciales que satisfacen el requerimiento.

2.5.1. Potencia Pico Teórica

En esta primera etapa, se determina la potencia nominal mínima que debería tener el generador fotovoltaico para cubrir el consumo energético diario, asumiendo una conversión sin pérdidas. Se utiliza la siguiente expresión fundamental:

$$P_{pico} = \frac{E_{diario}}{HSP}$$

Donde:

P_p : Potencia pico teórica del sistema (kWp).

E_{diario} : Consumo promedio diario de energía (2.9 kWh/día).

HSP : Horas Solares Pico. Para este pre-dimensionamiento se utiliza el promedio anual de 4,36 kWh/m²/día. Dimensionalmente, este valor equivale a 4,36 horas de irradiancia a una intensidad estándar de 1 kW/m² ($HSP = h$).

Sustituyendo los valores del proyecto:

Sustituyendo los valores del proyecto:

$$P_{pico} = \frac{2,9[kWh/día]}{4,36[h/día]} \approx 0,665 kWp$$

Análisis de la Cifra (Potencia vs. Energía): El resultado de 0,67 kWp podría parecer bajo si se compara erróneamente con la potencia instantánea de electrodomésticos de alto consumo (ej. un hervidor de 2 kW). Sin embargo, es fundamental distinguir dos conceptos de diseño:

- **Generación (Paneles):** Los 0,67 kWp representan la capacidad de captación de energía necesaria para "llenar" el consumo de 2,9 kWh a lo largo de las horas de sol.
- **Demanda (Inversor):** El funcionamiento de cargas de alta potencia instantánea (como el hervidor) será gestionado por el Inversor y el Banco de Baterías, no directamente por la potencia instantánea de los paneles.

Por tanto, este valor de 0,67 kWp es técnicamente correcto para el balance energético promedio anual, aunque en las siguientes secciones se ajustará al alza para considerar las pérdidas del sistema y, crucialmente, el escenario crítico de invierno.

2.5.2. Determinación de la Potencia Bruta Requerida

En esta etapa, se ajusta la potencia teórica para compensar las pérdidas inevitables del sistema (térmicas, cableado, conversión, suciedad). Para ello, se divide la potencia teórica calculada previamente por el Rendimiento Global (R_{global}) determinado en la Sección 2.4.

$$P_{bruta} = \frac{P_{pico}}{R_{global}}$$

Donde:

P_{bruta} : Potencia fotovoltaica bruta necesaria para el diseño (kWp).

P_{pico} : Potencia pico teórica (0,67 kWp).

R_{global} : Rendimiento global del sistema (85%).

Sustituyendo los valores actualizados:

$$P_{bruta} = \frac{0,67 \text{ kWp}}{85\%} \approx 0,78 \text{ kWp}$$

El cálculo arroja una necesidad de 0,78 kWp. Es crucial aclarar dos aspectos sobre la magnitud de esta cifra para validar su realismo:

- **Balance de Energía vs. Potencia:** Al igual que en el punto anterior, este valor garantiza que se genere la energía total del día (2.9 kWh) considerando las pérdidas. No limita la capacidad de encender equipos de alto consumo (como hervidores), ya que esa potencia instantánea será provista por el inversor y el banco de baterías, no directamente por los paneles.

- Validación Estacional (El factor crítico): Este valor de 0,78 kWp es válido solo para un escenario de radiación promedio anual (4,36 HSP). Dado que en Lonquimay el recurso solar cae drásticamente en invierno (a 1,6 HSP), este valor es insuficiente para garantizar la autonomía en junio. Por tanto, este cálculo preliminar sirve como base, pero la cantidad final de módulos deberá aumentarse para cubrir el déficit invernal, tal como se determinará en el paso siguiente.

2.5.3. Determinación de la Potencia Instalada y Número de Módulos

Finalmente, se determina la cantidad física de unidades generadoras necesarias. Para ello, se divide la potencia bruta requerida (P_{bruta}) calculada anteriormente por la potencia nominal individual del módulo seleccionado (P_{nom}).

Para contextualizar el componente físico que conformará el campo generador, la Figura 9 presenta el módulo Canadian Solar CS6W-550MS seleccionado.



Figura 9, Módulo Fotovoltaico Monocrystalino Canadian Solar CS6W-550MS

Fuente: Canadian Solar

El cálculo del número de módulos (N_{mod}) se realiza mediante la expresión:

$$N_{mod} = \frac{P_{bruta}}{P_{módulo}}$$

Donde

N_{mod} : Número de módulos fotovoltaicos.

P_{bruta} : Potencia bruta requerida (0,78 kWp).

P_{nom} : Potencia nominal del módulo (0,55 kWp).

Sustituyendo los valores:

$$N_{mod} = \frac{0,78 \text{ kWp}}{0,55 \text{ kWp}} = 1,42 \text{ módulos} \approx 2 \text{ módulos}$$

Justificación de la Selección: Dado que los módulos son unidades indivisibles, se debe redondear al entero superior inmediato, seleccionando un total de 2 unidades.

Esta configuración resulta en una Potencia Instalada Total de 1,1 kWp (2 x 550 W).

Respecto al margen de seguridad resultante (el exceso entre 1,1 kWp instalados vs 0,78 kWp requeridos), es importante aclarar su función técnica:

1. Cobertura Estacional: Este sobredimensionamiento del 40% respecto al cálculo promedio no tiene como objetivo cubrir un crecimiento de la demanda (ya que el presente estudio asume un consumo constante en el horizonte de evaluación), sino que es vital para compensar la baja radiación de los meses de invierno.
2. Respaldo Operativo: Al disponer de 1,1 kWp, el sistema tendrá mayor capacidad para cargar las baterías rápidamente durante las pocas horas de sol disponibles en junio y julio, mitigando el riesgo de corte de suministro en el mes crítico.

2.6. Selección y Verificación del Inversor

La selección del inversor constituye una etapa crítica del diseño, ya que este dispositivo cumple la función fundamental de convertir la corriente continua (CC) generada por el campo fotovoltaico en corriente alterna (CA), sincronizando los parámetros de salida (tensión, frecuencia y fase) con la red eléctrica. Además, gestiona las protecciones de seguridad (como la desconexión anti-isla) y optimiza la extracción de energía de los paneles.

Para el sistema de 1,1 kWp propuesto, se seleccionó el inversor monofásico Solis S6-GR1P1K-M. La elección de este modelo específico se fundamenta en tres criterios técnicos validados según su ficha técnica:

- Compatibilidad de Potencia: Su potencia nominal de salida es de 1.0 kW y admite una potencia fotovoltaica de entrada máxima recomendada de 1.2 kW³. Dado que nuestro campo generador es de 1.1 kWp, operamos dentro del margen seguro del fabricante, logrando una relación DC/AC de 1.1 que optimiza la generación sin riesgo para el equipo.

- **Gestión MPPT (Seguimiento del Punto de Máxima Potencia):** El equipo posee un rango de operación MPPT ultra amplio de 50 a 500 V4. Considerando que el string de dos paneles operará a un voltaje aproximado de 83.4 V ($2 \times 41.7V_{mp}$), el sistema trabajará cómodamente dentro del rango de eficiencia del inversor, superando sin problemas el voltaje de arranque de 60 V5.
- **Eficiencia Certificada:** Para esta potencia, el equipo ofrece una eficiencia máxima del 96.6%, lo que garantiza mínimas pérdidas en el proceso de conversión, factor crítico en un sistema de pequeña escala.

A continuación, se presentan las características eléctricas garantizadas para el modelo de 1 kW:

Parámetro	Valor	Unidad
Entrada (CC)		
Potencia máxima de entrada recomendada	1.2 kW	
Tensión máxima de entrada	600 V	
Tensión nominal	200 V	
Tensión de arranque	60 V	
Rango de tensión MPPT	50 - 500 V	
Corriente de entrada máx.	14 A	
Corriente de cortocircuito máx.	22 A	
Salida (CA)		
Potencia nominal de salida	1.0 kW	
Tensión nominal de red	220 V	
Corriente nominal de salida	4.5 A	
Eficiencia Máxima	96.6 %	

Tabla 3, Especificaciones técnicas del inversor Solis S6-GR1P1K-M.

Fuente: Elaboración propia a partir de ficha técnica Solis (S6-GR1P(0.7-3.6)K-M).

2.6.1. Verificación de Parámetros Ajustados por Temperatura

Para garantizar una operación segura y eficiente, se debe verificar que los parámetros eléctricos de la cadena de paneles (string), proyectados a las condiciones extremas de temperatura de Lonquimay, se encuentren siempre dentro de los límites operativos admisibles del inversor (Input Voltage Max y MPPT Range).

Para estos cálculos, se utilizan los coeficientes térmicos del módulo Canadian Solar CS6W-550MS definidos en la Tabla 1:

- Coeficiente de Voltaje (β_{Voc}): **-0.26 %/°C** (o -0.0026).
- Coeficiente de Corriente (α_{Isc}): **0.05 %/°C** (o 0.0005).

2.6.1.1. Voltaje Máximo en Circuito Abierto ($V_{oc,max}$)

Este es el parámetro de seguridad más crítico. Se calcula el voltaje del arreglo a la temperatura mínima histórica de diseño (-10°C), momento en el cual el voltaje de los módulos aumenta significativamente. Si este valor supera los 600 V, el inversor sufrirá daños irreversibles.

$$V_{oc,max} = N * V_{oc} * [1 + \beta_{Voc} * (T_{min} - 25^{\circ}C)]$$

Donde:

- N : Número de paneles en serie (**2**).
- V_{oc} : Voltaje de circuito abierto STC (**49,6 V**).
- β_{Voc} : Coeficiente de temperatura del voltaje (**-0,0026**).
- T_{min} : Temperatura mínima de diseño (**-10°C**).

$$V_{oc,max} = 2 * 49,6 * [1 + (-0,0026) * (-10 - 25)]$$

$$V_{oc,max} = 108,2 V$$

Verificación: $108,2 V < 600 V$ (Límite Inversor), CUMPLE.

2.6.1.2. Corriente Máxima de Cortocircuito ($I_{sc,max}$)

Se calcula a la temperatura máxima de celda estimada (52,25°C), ya que la corriente aumenta ligeramente con el calor.

$$I_{sc,max} = I_{sc} * [1 + \alpha_{Isc} * (T_{max} - 25^{\circ}C)]$$

Donde:

- I_{sc} : Corriente de cortocircuito STC (**14,0 A**).
- α_{Isc} : Coeficiente de temperatura de la corriente (**0,0005**).
- T_{max} : Temperatura máxima de celda (**52,25°C**).

$$I_{sc,max} = 14,0 * [1 + 0,0005 * (52,25 - 25)]$$

$$I_{sc,max} = 14,19 A$$

Verificación: $14,2 A < 22 A$ (Corriente de Cortocircuito Máxima del Inversor), CUMPLE.

Aunque supera levemente la corriente de operación máxima de 14A, está muy por debajo del límite de seguridad de cortocircuito del equipo, por lo que no representa riesgo de daño

2.6.1.3. Voltaje Mínimo en el Punto de Máxima Potencia ($V_{mp,min}$)

Se calcula en el escenario de mayor calor (52,25°C), donde el voltaje cae. Es vital para asegurar que el inversor no se apague en verano por bajo voltaje (fuera del rango MPPT).

$$V_{mp,min} = N * V_{mp} * [1 + \beta_{Voc} * (T_{max} - 25^{\circ}C)]$$

Donde:

- V_{mp} : Voltaje en máxima potencia STC (**41,7 V**).

$$V_{mp,min} = 2 * 41,7 * [1 + (-0,0026) * (52,25 - 25)]$$

$$V_{mp,min} = 77,5 V$$

Verificación: $77,5 V > 50 V$ (Voltaje mínimo MPPT del Inversor). CUMPLE.

2.6.1.4. Voltaje Promedio en el Punto de Máxima Potencia ($V_{mp,nom}$)

Se calcula a la temperatura promedio de operación (25°C) para tener una referencia del comportamiento habitual del sistema.

$$V_{mp,nom} = N * V_{mp} = 2 * 41,7 = 83,4 V$$

Verificación: El valor se sitúa cómodamente dentro del rango MPPT (50-500 V).

2.7. Verificación de Compatibilidad del Inversor

Con los parámetros eléctricos ajustados por temperatura, se procede a la validación final de compatibilidad. Este análisis es esencial para garantizar que los valores operativos de la cadena de paneles o "string", se mantengan siempre dentro de los márgenes de seguridad y rangos de eficiencia del inversor Solis S6-GR1P1K-M.

La Tabla 5 contrasta los valores calculados del string frente a los límites especificados en la ficha técnica del equipo, determinando el cumplimiento para cada criterio crítico.

Criterio de Diseño	Parámetro del Inversor	Límite Admisible	Parámetro del String (Calculado)	Valor	Estado
Seguridad (Voltaje)	Voltaje máx. de entrada	< 600 V	Voc,max (-10°C)	108,2 V	✓
Seguridad (Corriente)	Corriente de cortocircuito máx.	< 22 A	Isc,max (52°C)	14,2 A	✓
Operación (Rango MPPT)	Rango de voltaje MPPT	50 - 500 V	Vmp,min (52°C)	77,5 V	✓
Operación (Corriente)	Corriente de entrada máx.	< 14 A	I _{mp,max} (52°C)	13,4 A	✓

Tabla 4, Matriz de cumplimiento de compatibilidad eléctrica.

Fuente: Elaboración propia

2.8. Validación Técnica de la Configuración Fotovoltaica

El análisis cuantitativo confirma que la configuración propuesta es técnicamente viable, segura y eficiente.

1. **Seguridad por Voltaje:** En las condiciones de frío extremo esperadas para la zona (-10°C), el voltaje de circuito abierto del arreglo alcanza los 108,2 V. Este valor se encuentra muy por debajo del límite destructivo de 600 V del inversor, garantizando la integridad del equipo durante los inviernos de Lonquimay.
2. **Eficiencia de Seguimiento:** Los voltajes de operación (MPPT) oscilan entre 77,5 V (verano) y 83,4 V (promedio), manteniéndose siempre dentro del rango óptimo del inversor (50-500 V). Esto asegura que el sistema arrancará tempranamente en las mañanas y no sufrirá desconexiones por bajo voltaje en días calurosos.

3. **Compatibilidad de Corriente:** A diferencia de lo que sugeriría un análisis superficial, el sistema no presenta riesgos de saturación (*clipping*). La corriente máxima de cortocircuito del arreglo (14,2 A) es inferior a la capacidad de resistencia del inversor (22 A), cumpliendo el criterio de seguridad. Asimismo, la corriente operativa ($I_{mp} \approx 13,4$ A) es inferior al límite de entrada de 14 A, permitiendo que el inversor procese el 100% de la energía generada sin necesidad de limitar potencia.

La combinación del módulo Canadian Solar 550W y el inversor Solis 1K presenta una sinergia adecuada para las condiciones climáticas de la Araucanía Andina. El clima frío de la zona actúa como un factor beneficioso, ya que evita las pérdidas por calor excesivo en los paneles y mantiene los voltajes en niveles altos, optimizando la eficiencia de conversión sin riesgo de sobrepasar los límites eléctricos del equipamiento seleccionado.

2.9. Selección de Conductores

La correcta selección de los conductores es un pilar fundamental para la seguridad, eficiencia y longevidad del sistema fotovoltaico. El dimensionamiento se basa en la capacidad de transporte de corriente (ampacidad), aplicando los factores de seguridad exigidos por la normativa RICN°18, y en la verificación de la caída de tensión máxima admisible para garantizar la eficiencia energética.

2.9.1. Conductor del Circuito de Corriente Continua (CC)

Este conductor conecta la cadena (string) de paneles fotovoltaicos con la entrada del inversor. Su dimensionamiento debe considerar la corriente máxima de cortocircuito en el escenario térmico más desfavorable ($I_{sc,max}$ a 52°C), calculada previamente en la Sección 2.7 como 14,19 A.

La normativa eléctrica vigente exige aplicar un factor de seguridad del 125% para los conductores de circuitos de generación solar. Por tanto, la corriente de diseño ($I_{diseño,CC}$) se calcula como:

$$I_{diseño,CC} = I_{sc,max} * 1,25$$

Sustituyendo los valores del proyecto:

$$I_{diseño,CC} = 14,19 A * 1,25 = 17,75 A$$

Para manejar esta corriente de forma segura y minimizar las pérdidas, se selecciona un conductor especializado tipo PV1-F (H1Z2Z2-K) de 6 mm². Aunque por capacidad térmica (ampacidad) un cable de 4 mm² sería suficiente (soportando hasta 55 A), se opta por la sección de 6 mm² para reducir la resistencia eléctrica en el tramo de 15 metros, garantizando una caída de tensión inferior al 1,5% conforme a las mejores prácticas de diseño.



Figura 10, Composición del cable fotovoltaico PV1-F.

Fuente: IGoogle Imágenes

Este conductor cuenta con doble aislamiento de polietileno reticulado, ofreciendo alta resistencia a la radiación UV, humedad y temperaturas extremas, características críticas para la intemperie.

2.9.2. Conductor del Circuito de Corriente Alterna (CA)

Este conductor conecta la salida del inversor con el tablero general de la instalación. Para este cálculo, es imperativo utilizar la corriente nominal de salida del inversor seleccionado (Solis S6-GR1P1K-M), la cual es de 4,5 A según su ficha técnica, y no la potencia máxima de los paneles.

Al igual que en el circuito de CC, se aplica el factor de seguridad normativo del 125% para servicio continuo:

La corriente de diseño se calcula como:

$$I_{diseño,CA} = I_{nom,inv} * 1,25$$
$$I_{diseño,CA} = 4,5 A * 1,25 = 5,63 A$$

Dada la baja magnitud de la corriente (5,63 A), se selecciona un conductor tipo THHN/THWN-2 de 2,5 mm² (14 AWG). Este calibre posee una capacidad de transporte superior a los 20 A en ducto, cubriendo holgadamente el requerimiento térmico.



Figura 11, Composición del conductor tipo THHN.

Fuente: Google Imágenes

Considerando una distancia de 20 metros hasta el tablero y la sección de 2,5 mm², la caída de tensión estimada es inferior al 1%, cumpliendo con el límite máximo del 3% establecido por la norma para alimentadores, asegurando así que la energía generada llegue eficientemente al consumo.

2.10. Protecciones y Seguridad del Sistema

La correcta implementación de las protecciones eléctricas es un requisito indispensable para garantizar la seguridad de las personas, la integridad de los equipos y la continuidad operativa del sistema. A continuación, se detallan los dispositivos de protección dimensionados para los circuitos de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA), de acuerdo con la normativa vigente.

2.10.1 Protección en Tramo de Corriente Continua (CC)

- **Protección contra Sobrecorriente (Fusibles gPV):** Se especifica un fusible cilíndrico de clase gPV de 20 A con una tensión nominal de 1000 Vdc.

La clase "gPV" (general purpose Photovoltaic) está diseñada específicamente para interrumpir corrientes de falla bajas pero sostenidas, típicas de los arreglos solares. Se dimensiona a partir de la corriente de diseño de 17,74 A (calculada en 2.9.1), seleccionando el valor comercial inmediato superior (20 A) para evitar disparos intempestivos sin comprometer la seguridad del cableado.

- **Medio de Desconexión:** Se instalará un Seccionador de CC de 4 polos, clasificado para 32 A y hasta 1000 Vdc.

Su función es permitir la interrupción manual, visible y segura del circuito de generación (bajo carga) para labores de mantenimiento o emergencias, cumpliendo con la obligación normativa de corte en ambos polos.

- **Protección contra Sobretensiones Transitorias:** Se incluirá un Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS) Tipo II para corriente continua.

Su función es derivar a tierra los picos de voltaje inducidos por descargas atmosféricas cercanas, protegiendo la electrónica sensible del inversor.

2.10.2 Protección en el Tramo de Corriente Alterna (CA)

- **Protección contra Sobrecorriente:** Se utilizará un Interruptor Termomagnético de 10 A, Curva C, poder de corte 6 kA.

Dimensionado para proteger el conductor de salida del inversor. Dado que la corriente de diseño calculada es de 5,63 A (ver sección 2.9.2), el calibre de 10 A es el comercial más cercano que garantiza no dispararse en operación normal, mientras protege eficazmente al cable de 2,5 mm² ante sobrecargas o cortocircuitos.

- **Protección Diferencial:** Se instalará un Interruptor Diferencial de 2 polos, 25 A de capacidad nominal y 30 mA de sensibilidad.

Protección vital para las personas (protección contra contactos indirectos). Ante cualquier fuga de corriente a tierra superior a 30 mA, el dispositivo desconecta el circuito instantáneamente, evitando riesgos de electrocución para los usuarios del complejo turístico.

- **Protección contra Sobretensiones de Red:** Se añadirá un DPS Tipo II para corriente alterna (275 V / 20 kA) en el tablero general.

Su función es proteger tanto la salida del inversor como los electrodomésticos del inmueble frente a transitorios de voltaje provenientes de la red de distribución externa.

2.11. Medidor bidireccional

Para habilitar la inyección de excedentes a la red bajo la Ley 21.118 (Net Billing), es requisito técnico indispensable el reemplazo del medidor actual por un Medidor Bidireccional. A diferencia de los medidores tradicionales, este equipo registra dos flujos de energía de forma independiente:

1. **Energía Consumida:** La electricidad que el recinto toma de la red cuando la generación solar es nula o insuficiente (ej. de noche).
2. **Energía Inyectada:** Los excedentes solares que no son consumidos instantáneamente y se vierten a la red de distribución.

Especificación Técnica:

- **Tipo:** Medidor electrónico inteligente, monofásico, clase de precisión 1.0 o superior.
- **Protocolo:** Debe cumplir con el protocolo de comunicación establecido por la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
- **Provisión:** Este equipo será suministrado e instalado por la empresa distribuidora local (Frontel) tras la declaración y aprobación del proyecto (TE4 ante la SEC).

2.12. Resumen de Componentes para el Sistema On Grid

A modo de síntesis, la siguiente tabla resume los componentes principales, especificaciones y cantidades requeridas para la implementación del sistema fotovoltaico en su escenario On-Grid. Este conjunto de equipos conforma la solución técnica dimensionada para cubrir el 100% del consumo promedio del Complejo Adlafquén.

Ítem	Descripción Técnica	Cantidad	Unidad
1. Generación	Módulo Fotovoltaico Monocristalino 550 Wp (Canadian Solar CS6W-550MS)	2	Unid.
	Inversor Monofásico On-Grid 1 kW (Solis S6-GR1P1K-M)	1	Unid.
	Estructura de Montaje Coplanar de Aluminio (Rieles, Clamps, Anclajes)	1	Global
2. Conductores	Cable Solar PV1-F 6 mm ² (Rojo/Negro)	30	Metros
	Cable de Fuerza THHN/THWN-2 2,5 mm ² (Fase/Neutro/Tierra)	60	Metros
	Cable de Tierra (Desnudo o Verde/Amarillo) 6 mm ²	10	Metros
3. Protecciones CC (Tablero DC)	Fusible Cilíndrico gPV 10x38mm, 20A / 1000Vdc (con portafusible)	2	Unid.
	Seccionador de Corte bajo carga CC, 4 Polos, 32A / 1000Vdc	1	Unid.
	Protector de Sobretensiones (DPS) Tipo II CC, 600Vdc	1	Unid.
4. Protecciones CA (Tablero AC)	Interruptor Termomagnético 1x10A, Curva C, 6kA	1	Unid.
	Interruptor Diferencial 2x25A, Sensibilidad 30mA, Clase AC	1	Unid.

	Protector de Sobretensiones (DPS) Tipo II CA, 275V	1	Unid.
5. Varios	Tablero Sobrepuesto IP65 (para alojar protecciones)	1	Unid.
	Conectores MC4 (Parejas Macho/Hembra)	2	Pares
	Tubería Conduit y accesorios de montaje	1	Global

Tabla 5, Lista de Materiales y Equipos para Sistema On-Grid 1.1 kWp.

Fuente: Elaboración propia.

2.13. Conclusión Técnica del Diseño On-Grid

El desarrollo de la ingeniería de detalle presentada en este capítulo permite concluir que la solución fotovoltaica On-Grid propuesta para el Complejo Turístico Adlafquén es técnicamente robusta, segura y normativamente viable.

Se destacan los siguientes puntos de validación:

1. **Sinergia Climática:** El diseño aprovecha las bajas temperaturas de Lonquimay para maximizar la eficiencia de los módulos y el voltaje de operación, transformando una desventaja climática aparente en una ventaja técnica para la generación fotovoltaica.
2. **Seguridad Garantizada:** El sistema de protecciones ha sido dimensionado bajo estrictos criterios de selectividad y seguridad, cumpliendo cabalmente con el Pliego Técnico RIC N°18, lo que asegura la protección de las personas y la infraestructura ante fallas.
3. **Eficiencia Operativa:** La selección de conductores y el dimensionamiento del inversor aseguran pérdidas mínimas (inferiores al 3% global), garantizando que la mayor parte de la energía captada se traduzca en ahorro efectivo.

En consecuencia, el diseño de 1,1 kWp se valida como la configuración base óptima para el Escenario 1.

2.14. Sistema Fotovoltaico Híbrido: Definición y Dimensionamiento

Para el diseño de la propuesta híbrida (Escenario 2), se establece como objetivo principal asegurar la continuidad del suministro eléctrico y la autonomía del complejo turístico ante la inestabilidad de la red de distribución. A diferencia del sistema On-Grid evaluado anteriormente, este diseño introduce un sistema de almacenamiento (baterías) que impone una carga energética adicional al generador fotovoltaico.

2.14.1. Balance Energético y Redimensionamiento del Generador

El diseño del sistema híbrido se fundamenta en dos requerimientos energéticos que deben ser satisfechos simultáneamente:

- Consumo Operacional Diario ($E_{consumo}$): Se mantiene la demanda base establecida de 2,9 kWh/día.
- Energía de Respaldo ($E_{respaldo}$): La autonomía se define como el tiempo que el sistema puede operar sin apoyo de la red ni generación solar. Considerando los tiempos de reposición del servicio en la zona rural de Icalma, se establece un criterio de diseño de 1,5 días de autonomía.

La energía útil total que debe almacenarse en las baterías se calcula como:

$$E_{respaldo} = E_{consumo} * \text{Días}_{autonomía}$$
$$E_{respaldo} = 2,9 \left[\frac{kWh}{día} \right] * 1,5 = 4,35 kWh$$

Para validar si el generador anterior (2 paneles = 1.1 kWp) es suficiente, analizamos un "Escenario de Recuperación": Si ocurre un corte de luz largo y las baterías se agotan, al volver el sol, el sistema necesitaría generar lo suficiente para cubrir el consumo del día (2.9 kWh) más recargar el banco de baterías (4.35 kWh).

$$Demanda_{total} = 2,9 kWh + 4,35 kWh = 7,25 kWh$$

Al contrastar esta demanda crítica con el arreglo base de 1.1 kWp:

- Generación Promedio Anual (1.1 kWp): **4,79 kWh/día** (Insuficiente para recargar baterías).
- Generación Invernal (1.1 kWp): **1,49 kWh/día** (Insuficiente incluso para el consumo básico).

Este déficit hace técnicamente inviable mantener el arreglo de 2 paneles.

Para garantizar la operación en invierno (Mes Crítico: Junio, 1.6 HSP) y permitir la carga de baterías, se recalcula la potencia necesaria para cubrir el consumo diario en la peor condición de radiación:

$$P_{req_{invierno}} = \frac{E_{consumo}}{HSP_{min} * R_{global}} = \frac{2,9}{1,6 * 0,85} = 2,13 \text{ kWp}$$

Basado en este cálculo, se selecciona una configuración de **4 módulos fotovoltaicos de 550 Wp**, alcanzando una potencia instalada total de 2.200 Wp (2,2 kWp).

Esta nueva potencia de 2,2 kWp asegura que:

- En Invierno: Se generan aprox. **3,0 kWh/día**, cubriendo el consumo base de 2,9 kWh.
- En Verano: Se generan aprox. **14,0 kWh/día**, permitiendo recargar las baterías rápidamente tras un corte nocturno y manteniendo excedentes para inyección.

2.14.2. Parámetros Eléctricos de la Cadena Fotovoltaica (String)

El generador se configura eléctricamente mediante una única cadena de 4 módulos conectados en serie (Modelo Canadian Solar CS6W-550MS). Considerando las variaciones térmicas extremas de Lonquimay, se determinan los parámetros críticos que condicionarán la selección del equipamiento de conversión:

- Voltaje de Circuito Abierto Máx. ($V_{oc,max}$) = **216,4 V** (a -10°C).
- Corriente de Cortocircuito Máx. ($I_{sc,max}$) = **14,2 A** (a 52°C).
- Voltaje de Potencia Máx. Promedio ($V_{mp,prom}$) = **166,8 V** (a 25°C).

El parámetro más restrictivo es la corriente de cortocircuito de 14,2 A. La mayoría de los inversores híbridos residenciales convencionales limitan su entrada a 11 A o 12.5 A. Por tanto, es imperativo seleccionar un inversor de nueva generación preparado para "Paneles de Alta Potencia" (High Current), capaz de gestionar esta intensidad sin limitar la producción.

2.15. Selección de Componentes del Sistema Híbrido

Una vez definido el requisito de almacenamiento útil (4,35 kWh), se procede a la selección de los equipos de conversión y acumulación. La correcta armonización entre el inversor y el banco de baterías es crucial para garantizar la estabilidad del suministro durante los cortes de red.

2.15.1. Selección de Inversor Híbrido

Para esta configuración, se requiere un equipo capaz de gestionar la carga de baterías, la inyección desde paneles y la conmutación automática ante fallas de red. Se seleccionó el modelo GROWATT SPF 5000 ES.

Si bien en la etapa On-Grid se utilizó la marca Solis, para la etapa híbrida se optó por la línea SPF de Growatt debido a dos ventajas comparativas críticas para el perfil de consumo del complejo turístico:

1. Capacidad de Corriente PV (High Current): Este modelo admite una corriente de entrada fotovoltaica de hasta 22 A, lo que lo hace totalmente compatible con los paneles de 550W seleccionados (14,2 A). Otros modelos híbridos equivalentes suelen limitar la entrada a 13 A, lo que provocaría pérdidas por saturación (*clipping*) en las horas de mayor radiación.
2. Potencia de Arranque (Surge Power): El equipo posee una capacidad de sobrecarga de 10.000 VA (el doble de su potencia nominal) durante 5 segundos. Esta característica es indispensable para soportar los picos de corriente de arranque de cargas inductivas presentes en el complejo, como refrigeradores o bombas de agua, sin sufrir desconexiones por protección.
3. Gestión de Baterías: Ofrece compatibilidad nativa (BMS communication) con baterías de Litio de 48V de diversas marcas, facilitando la integración y el monitoreo del estado de carga (SOC).

Parámetro	Valor	Unidad
Interfaz de Batería		
Voltaje Nominal de Batería	48	Vdc
Tipo de Batería Soportada	Litio / Plomo	-
Salida Inversor (CA)		
Potencia Nominal	5.000	W
Potencia Pico	10.000	VA
Tiempo de Transferencia	10	ms
Entrada Solar (FV)		
Potencia Máx. PV	6.000	W
Voltaje Máx. Circuito Abierto	450	Vdc
Rango MPPT Operativo	120 - 430	Vdc
Corriente Máx. Entrada PV	22	A

Tabla 6, Especificaciones técnicas del Inversor Growatt SPF 5000 ES.,

Fuente: Elaboración propia a partir de ficha técnica Growatt.

2.15.2. Selección y Dimensionamiento del Banco de Baterías

El segundo componente neurálgico del sistema híbrido es el banco de baterías, encargado de almacenar los excedentes de generación para asegurar la continuidad operativa durante las noches y los cortes de suministro.

Para este proyecto, se seleccionó la batería de litio LEFMAN, modelo Lf25.6-100ES01. La elección de esta tecnología (LiFePO_4) por sobre las baterías tradicionales de Plomo-Ácido (Gel/AGM) se fundamenta en un análisis técnico-económico de largo plazo, cuyas diferencias críticas se ilustran en la Figura 12.

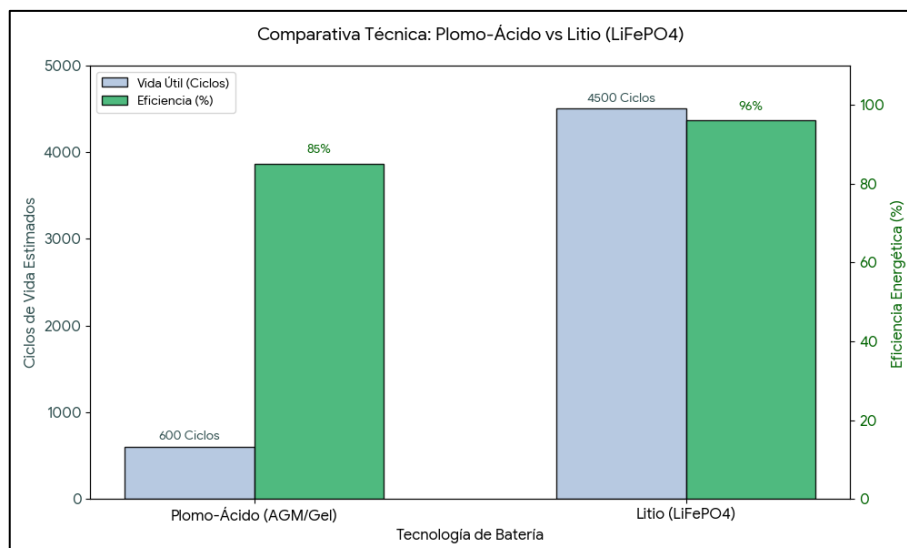


Figura 12, Comparativa de Vida Útil y Eficiencia: Litio (LiFePO_4) vs. Plomo-Ácido.

Fuente: Elaboración propia.

Como se evidencia en la gráfica, la tecnología seleccionada ofrece ventajas decisivas:

1. **Vida Útil Superior:** Mientras las baterías de Plomo-Ácido ofrecen aprox. 600 ciclos (con descargas al 50%), la tecnología LiFePO₄ supera los **4.500 ciclos** incluso con descargas profundas (80-90%), lo que garantiza una vida útil operativa superior a 10 años, reduciendo drásticamente los costos de reposición.
2. **Eficiencia Energética:** Presentan una eficiencia de ciclo del 96%, muy superior al 85% del plomo, lo que permite aprovechar mejor la escasa radiación invernal de Lonquimay.

Criterios de Selección Específicos:

- **Tecnología y Seguridad:** La química de Litio-Ferrofosfato (LiFePO₄) es intrínsecamente segura, eliminando el riesgo de fuga térmica presente en otras baterías de litio (como NMC), factor vital para una instalación turística.
- **Cumplimiento Normativo (Certificación SEC):** En cumplimiento con el Pliego Técnico Normativo RIC N°19 y la Instrucción Técnica RGR N°02/2024 de la SEC, las baterías de litio instaladas en Chile deben contar con autorización de la Superintendencia. El modelo seleccionado cumple con los estándares internacionales exigidos, tales como IEC 62619 o UL 1973, requisito obligatorio para la declaración TE4 del proyecto.
- **Compatibilidad de Voltaje:** Su tensión nominal de 25.6 V facilita la configuración en serie (2 unidades) para alcanzar los 51.2 V nominales, optimizando la comunicación con el inversor Growatt de 48V.

Parámetro	Valor	Unidad
Parámetros Eléctricos		
Tensión Nominal	25,6	V
Capacidad Nominal	100	Ah
Energía Bruta por Unidad	2,56	kWh
Profundidad de Descarga (DoD)	90	%
Ciclo de Vida		
Vida Útil Estimada	> 4000	Ciclos
Operación		
Voltaje de Carga (Bulk)	27	V
Corriente de Carga Máx.	50	A
Corriente de Descarga Máx.	100	A

Tabla 7, Especificaciones Técnicas Batería LEFMAN Lf25.6-100ES01.

Fuente: Elaboración propia a partir de ficha técnica del fabricante.

2.16. Dimensionamiento y Configuración del Banco de Baterías

Con el inversor y el modelo de batería definidos, se procede a determinar la cantidad de unidades necesarias para satisfacer el requerimiento de respaldo energético de 4,35 kWh establecido en el balance inicial.


2.16.1. Cálculo de Energía Útil y Número de Unidades

La energía nominal de una batería no representa la energía real disponible para los consumos. Para un dimensionamiento preciso, se debe descontar el margen de seguridad de descarga y las pérdidas de conversión.

La energía útil efectiva (E_{util}) por unidad se calcula mediante la expresión:

$$E_{util} = E_{nom} * DoD * \eta_{bat} * \eta_{inv}$$

Donde:

- E_{nom} : Energía nominal de la batería (2,56 kWh).
- DoD : Profundidad de descarga admisible. Para la tecnología LiFePO₄ seleccionada, el fabricante garantiza un 90% (0,9) manteniendo los ciclos de vida ofertados. 
- η_{bat} : Eficiencia electroquímica de la batería de litio (estimada en 95%).
- η_{inv} : Eficiencia de conversión CC/CA del inversor en modo descarga (93% según ficha técnica Growatt).

Sustituyendo los valores:

$$E_{util} = 2,56 \text{ kWh} * 0,90 * 0,95 * 0,93 \approx 2,03 \text{ kWh}$$

Para cubrir la demanda de respaldo total ($E_{respaldo} = 4,35 \text{ kWh}$), el número teórico de baterías se calcula como:

$$N_{bat} = \frac{E_{respaldo}}{E_{util}} = \frac{4,35 \text{ kWh}}{2,03 \text{ kWh}} = 2,14 \text{ baterías}$$

Aunque el cálculo energético sugiere la necesidad de 2,14 unidades (lo que implicaría redondear a 3), existe una restricción eléctrica mandatoria: el inversor Growatt SPF 5000 ES opera a una tensión nominal de 48 V, mientras que las baterías seleccionadas son de 24 V (25,6 V).

Para alcanzar el voltaje de operación, las baterías deben conectarse en series de 2 unidades ($24V + 24V = 48V$). Esto implica que el banco de baterías debe dimensionarse necesariamente en números pares (2, 4, 6, etc.). Dado que 2 baterías solo aportarían 4,06 kWh (inferior a los 4,35 kWh requeridos), se debe seleccionar el siguiente múltiplo par superior.

Se determina la instalación de **4 baterías**, configuradas en 2 paralelos de 2 unidades en serie (**2S2P**).

Al superar el requerimiento mínimo de 4,35 kWh, este banco otorga una autonomía extendida de casi 2,8 días (frente a los 1,5 días de diseño), proporcionando una robustez superior ante los cortes prolongados característicos de la zona de Icalma.

2.17. Verificación de Compatibilidad del Sistema Híbrido

Una vez definidos los componentes principales (4 paneles, 4 baterías e inversor de 5kW), se procede a la verificación final de interoperabilidad eléctrica para asegurar que el sistema funcionará de manera segura y eficiente bajo las condiciones reales de operación.

2.17.1. Compatibilidad entre Banco de Baterías e Inversor

Se contrastan los parámetros resultantes de la configuración del banco (2S2P) con los límites operativos del inversor Growatt:

Voltaje Nominal: El banco configurado entrega 51,2 V (25,6 V por 2 baterías). Este valor se sitúa en el centro del rango de operación de batería del inversor (40 V – 60 V), asegurando una detección correcta y una gestión de carga eficiente.

Corriente de Carga: El inversor tiene una capacidad máxima de corriente de carga solar de 100 A. El banco de baterías, al tener dos ramas en paralelo, admite una corriente de carga máxima recomendada de 100 A (50 A por 2 series en paralelo). Ambos valores están perfectamente alineados, permitiendo aprovechar la velocidad máxima de carga del equipo sin degradar las celdas.

Se concluye que el banco de baterías y el inversor son plenamente compatibles.

2.17.2. Compatibilidad entre Arreglo Fotovoltaico e Inversor

Se verifica que los parámetros eléctricos de la cadena de 4 módulos en serie (configuración definida en la Sección 2.14.1) se ajusten al rango de operación del controlador MPPT del inversor Growatt SPF 5000 ES.

Parámetros de Entrada (Inversor):

- Voltaje de arranque MPPT: 120 V
- Rango de voltaje MPPT: 120 V – 430 V
- Voltaje Máximo Admisible ($V_{m\acute{a}x}$): 450 V
- Corriente Máxima PV: 22 A

Parámetros del Arreglo (4 Paneles CS6W-550MS en Serie):

- Voltaje Máximo (V_{oc} a -10°C) = 216,4 V
- Voltaje Mínimo Operativo (V_{mp} a 52°C): = 154,8 V
- Corriente Máxima (I_{sc}): 14,2 A

La Tabla 8 resume la verificación de los límites críticos de operación.

Criterio Técnico	Límite Inversor	Valor del Arreglo (4 Paneles)	Resultado
Seguridad (Sobretensión)	< 450 V	216,4 V	✓
Operación Mínima (Arranque)	> 120 V	154,8 V (Verano)	✓
Corriente de Entrada	< 22 A	14,2 A	✓

Tabla 8, Matriz de Compatibilidad: Arreglo Fotovoltaico vs. Inversor Híbrido.

Fuente: Elaboración propia.

La verificación confirma que la configuración propuesta es eléctricamente robusta. Es importante destacar que el voltaje mínimo de operación en días calurosos (154,8 V) supera el umbral de arranque del inversor (120 V), garantizando que el sistema comenzará a cargar las baterías incluso en condiciones de verano, evitando pérdidas de generación por bajo voltaje.

2.18. Especificación de Conductores y Protecciones del Sistema Híbrido

La transición a una configuración híbrida de mayor potencia (2,2 kWp) y la incorporación del banco de baterías implica corrientes y topologías distintas al escenario On-Grid. A continuación, se dimensionan los circuitos críticos para el inversor seleccionado (Growatt SPF 5000 ES) y el banco de almacenamiento.

2.18.1. Circuito Fotovoltaico (Paneles a Inversor).

- Conductores: Se mantiene el conductor solar **PV1-F de 6 mm²**. Aunque la potencia aumentó, la configuración en serie mantiene la corriente en 14,2 A, por lo que el calibre original sigue siendo válido y seguro.
- Protecciones: Dado que el voltaje de circuito abierto en frío alcanza los 216,4 V, se deben actualizar los dispositivos de protección (Fusibles, Seccionador y DPS) para una tensión nominal de operación superior. Se especifica el uso de componentes clase 500 Vdc o superior (estándar comercial) para garantizar la extinción del arco eléctrico.

2.18.2. Circuito de Baterías (Baterías a Inversor).

Este es el circuito más crítico del sistema híbrido debido a las altas corrientes de descarga.

- Corriente de Diseño: El inversor de 5000 W a 48 V consume una corriente nominal de descarga superior a 104 A.
- Conductores: Se requiere un conductor de alto calibre para minimizar pérdidas y calentamiento. Se selecciona cable de batería ultraflexible de **35 mm² (2 AWG)**, con terminales de compresión (ojos) para pernos M8.
- Protección: Se instalará un Fusible de cuchilla tipo NH (o Mega Fuse) de 160 A en el polo positivo, junto con un Seccionador de Batería de 200 A para permitir el corte de energía en caso de emergencia o mantenimiento.

2.18.3. Circuito de Salida AC (Inversor a Tablero).

El inversor Growatt tiene una potencia nominal de salida de 5.000 W. Para el cálculo de la corriente, se utiliza la tensión nominal de la red en Chile (220 V).

- Corriente Nominal (I_{nom}):

$$I_{nom} = \frac{5000 \text{ W}}{220 \text{ V}} \approx 22,73 \text{ A}$$

- Corriente de Diseño ($I_{diseño}$):

Aplicando el factor de seguridad normativo del 125% para conductores de uso continuo:

$$I_{diseño} = 22,73 \text{ A} * 1,2 = 28,41 \text{ A}$$

- Selección de Protección: Dado que la corriente de diseño es de 28,4 A, se selecciona el calibre comercial inmediatamente superior: Interruptor Termomagnético de 32 A (Curva C, 6kA).
- Selección de Conductores: El conductor debe soportar al menos la corriente del disyuntor (32 A).

Un cable de 4 mm² (THHN) soporta aprox. 30-35 A en ducto (dependiendo del factor de agrupamiento), quedando muy al límite. Por seguridad y para cumplir con la caída de tensión, se selecciona cable de **6 mm² (10 AWG)**, que soporta holgadamente más de 40 A, garantizando una operación fría y segura.

2.19. Selección del Escenario Técnico más Conveniente.

Una vez completada la evaluación y el dimensionamiento detallado de los dos escenarios propuestos, se procede a la selección de la configuración que responde de manera más efectiva a los objetivos estratégicos del proyecto: reducción de costos operativos y garantía de continuidad del servicio.

El **Escenario 1 (Sistema On-Grid)**, compuesto por 2 paneles (1.1 kWp), se presenta como una solución de menor costo de inversión. Sin embargo, presenta una limitación técnica insalvable respecto al objetivo de continuidad operativa:

- **Restricción de Seguridad (Protección Anti-Isla):** Es fundamental aclarar que, debido a la normativa de seguridad vigente para sistemas de inyección a red (Net Billing), los inversores On-Grid requieren detectar la tensión de la red para operar. **Ante un corte de suministro externo, el inversor se desconecta automáticamente**, cesando toda generación incluso si existe radiación solar plena (verano). Por lo tanto, este escenario deja al complejo vulnerable y sin energía durante las fallas de la red, incumpliendo el requisito de respaldo.

Por el contrario, el **Escenario 2 (Sistema Híbrido)**, optimizado con 4 paneles (2,2 kWp) y un banco de baterías, supera esta barrera tecnológica. Su inversor tiene la capacidad de crear una red interna (modo isla) y gestionar el almacenamiento, garantizando:

1. **Resiliencia:** Capacidad de operar de forma autónoma durante cortes prolongados (hasta 2 días de autonomía).
2. **Autoconsumo Eficiente:** Aprovechamiento de la generación solar incluso cuando la red externa falla.

Decisión Final: Considerando que la problemática central del Complejo Adlafquén no es solo el costo de la energía, sino la inestabilidad del servicio en la zona de Icalma, se determina que el **Sistema Híbrido** es la única solución técnica capaz de satisfacer integralmente las necesidades del cliente.

En consecuencia, este escenario será el objeto exclusivo del Capítulo 3, donde se desarrollará su plan de mantenimiento y se someterá a una evaluación económica exhaustiva para validar su viabilidad financiera.

CAPITULO 3: PLAN DE MANTENIMIENTO Y ANALISIS ECONOMICO.

Habiendo definido la solución técnica óptima en el capítulo anterior, el presente capítulo se enfoca en asegurar la viabilidad operativa y evaluar la rentabilidad económica del sistema híbrido seleccionado.

Si bien la tecnología fotovoltaica se caracteriza por su alta fiabilidad y bajos requerimientos de operación en comparación con los generadores de combustión interna, al carecer de partes móviles sujetas a desgaste mecánico y no depender de insumos continuos como combustible, pero no está exenta de modos de falla que pueden comprometer su rendimiento.

Para garantizar que el sistema alcance su vida útil de diseño (superior a 20 años) y mantenga la eficiencia de conversión esperada, es indispensable la implementación de **un Plan de Mantenimiento Preventivo** estructurado. Dicho plan no tiene por objetivo realizar intervenciones correctivas complejas, sino asegurar, mediante inspecciones programadas y acciones de conservación, que los componentes críticos operen dentro de sus parámetros nominales.

Para ello, se desarrollará una estrategia basada en una metodología de Análisis de Criticidad (ABC) para jerarquizar los activos. Posteriormente, se realizará el análisis económico para determinar los indicadores de rentabilidad y las estrategias de financiamiento del proyecto.

3.1. Metodología del Plan de Mantenimiento: Análisis de Criticidad (ABC)

Para desarrollar un plan de mantenimiento eficiente, es fundamental priorizar los recursos en aquellos componentes cuyo fallo tendría las consecuencias más severas para la operación. Para este propósito, se utiliza el Análisis de Criticidad (ABC).

Esta metodología, derivada del Principio de Pareto (Regla 80/20) y ampliamente documentada en la literatura de gestión de activos industriales (Duffuaa, Raouf & Dixon, 2000), permite clasificar los equipos en tres categorías jerárquicas (A, B y C). Esta segmentación asegura que las frecuencias de mantenimiento e inspección se asignen de manera racional, destinando mayores esfuerzos a los elementos vitales del sistema.

3.1.1. Criterios de Clasificación

Para determinar la categoría de cada componente del sistema híbrido, se evalúan dos dimensiones fundamentales, asignando un puntaje de severidad de 1 (Bajo) a 3 (Alto):

1. Impacto en la Continuidad Operacional (Generación y Respaldo): Evalúa en qué medida una falla del componente afecta la capacidad del sistema para suministrar energía.

- **Alto (3):** La falla provoca la detención total del sistema o la pérdida completa de la capacidad de respaldo (apagón).
- **Medio (2):** La falla reduce la eficiencia o la capacidad de generación, pero el sistema sigue operando parcialmente.
- **Bajo (1):** La falla no afecta la disponibilidad inmediata de energía (ej. falla en monitoreo).

2. **Impacto en la Seguridad (HSE):** Evalúa los riesgos directos hacia las personas y la integridad física de las instalaciones.

- **Alto (3):** Riesgo crítico de incendio (ej. fuga térmica en baterías, arco eléctrico), electrocución de personas o daños estructurales severos.
- **Medio (2):** Riesgo moderado que requiere intervención, sin peligro inminente de muerte o destrucción de activos.
- **Bajo (1):** Riesgo menor, asociado a aspectos estéticos o de orden y limpieza.

3.1.2. Clasificación de Componentes del Sistema Híbrido

Aplicando los criterios de evaluación definidos a la arquitectura del sistema híbrido, y considerando la topología de conexión en serie-paralelo de los equipos, se obtiene la clasificación de criticidad detallada en la Tabla 9.

Componente	Impacto en Generación y Respaldo	Impacto en Seguridad	Puntaje Total	Categoría ABC
Inversor Híbrido	3	3	6	A
Banco de Baterías	3	3	6	A
Conductores Eléctricos	3	2	5	A
Protecciones Eléctricas	2	3	5	A
Módulos Fotovoltaicos	3	1	3	B
Estructura de Soporte	1	1	2	C

Tabla 9, Matriz de Criticidad de Componentes (Análisis ABC).

Fuente: Elaboración propia.

3.1.3. Interpretación de la Clasificación

- **Categoría A (Componentes Críticos):** Una falla en cualquiera de estos elementos provoca la pérdida total del suministro (Blackout) o representa un riesgo inminente de seguridad (incendio o electrocución). En el caso de los conductores, aunque son elementos pasivos, su integridad es vital; un fallo en el cableado de baterías o en la salida AC interrumpe inmediatamente el servicio, equiparando su criticidad a la del equipo generador.

- **Categoría B (Componentes de Importancia Media):** Debido a la configuración modular, la falla de un panel individual reduce la potencia total y la capacidad de recarga, pero no detiene necesariamente la operación del sistema a corto plazo, permitiendo una intervención programada sin urgencia inmediata.
- **Categoría C (Componentes de Baja Criticidad):** Sus fallas no detienen la generación eléctrica de forma inmediata y raramente comprometen la seguridad a corto plazo, permitiendo plazos de reparación más holgados.

Esta clasificación será la base para definir las actividades y frecuencias del plan de mantenimiento que se detalla a continuación.

3.2. Plan de Mantenimiento Preventivo para el Sistema Híbrido

Una vez jerarquizados los componentes según su criticidad, se define el plan de mantenimiento preventivo. Este programa detalla las actividades, frecuencias y procedimientos necesarios para asegurar la operatividad y extender la vida útil del sistema.

Es importante destacar que las tareas descritas a continuación han sido elaboradas en conformidad con las recomendaciones técnicas de los fabricantes seleccionados (Manuales de Usuario de Growatt y Canadian Solar).

- Componentes A (Críticos): Requerirán intervenciones con mayor frecuencia.
- Componentes B (Importantes): Serán objeto de revisiones periódicas.
- Componentes C (Generales): Serán supervisados con menor regularidad, principalmente a través de inspecciones visuales.

A continuación, se presenta el plan de mantenimiento detallado, enfocado principalmente en actividades que sean capaz de ejecutar personal que no cuente con un amplio conocimiento en sistemas fotovoltaicos, es decir, un plan de mantenimiento básico.

Componente	Criticidad	Actividad	Descripción de la Tarea Técnica	Herramientas / EPP	Frecuencia
Inversor Híbrido	A	Verificación de Estado	Revisar pantalla LCD/LED para confirmar estado "Normal" y ausencia de códigos de error (Fault).	Visual	Mensual
Inversor Híbrido	A	Limpieza de Ventilación	Verificar que los ventiladores giren libremente y limpiar polvo en las rejillas laterales para evitar sobrecalentamiento.	Brocha suave o aire comprimido	Trimestral
Banco de Baterías	A	Inspección Física y Bornes	Revisar que no existan deformaciones (hinchazón) en las carcasas y verificar manualmente que los cables de conexión no estén sueltos.	Guantes de seguridad, Linterna	Mensual
Protecciones (Tableros)	A	Inspección Termográfica Visual	Abrir tableros y buscar signos de decoloración en cables o aislantes (indicio de punto caliente).	Linterna	Trimestral
Protecciones (Tableros)	A	Ciclado de Dispositivos	"Subir y bajar" (OFF/ON) los disyuntores y probar el botón "Test" del diferencial para evitar agarrotamiento mecánico.	Guantes dieléctricos	Anual
Conductores (Cables)	A	Inspección de Integridad	Revisar el trazado visible de cables buscando daños en la aislación por roedores, sol o tensión mecánica.	Visual	Trimestral

Módulos FV	B	Limpieza de Superficie	Lavar la superficie de vidrio solo con agua (sin detergentes) para remover polvo o excremento de aves. Realizar solo a primera hora del día (paneles fríos).	Manguera (baja presión), mopa suave	Según suciedad
Módulos FV	B	Inspección de Daños	Verificar visualmente la ausencia de vidrios rotos, marcos doblados o manchas oscuras (hotspots).	Binoculares (si es techo alto)	Semestral
Estructura	C	Ajuste Mecánico	Revisar aleatoriamente que los clamps (fijaciones) de los paneles y pernos de la estructura sigan apretados.	Llave Allen / Punta Corona	Anual

Tabla 10, Matriz de Mantenimiento Preventivo (Nivel Usuario).

Fuente: Elaboración propia basada en manuales de fabricante.

3.3. Marco Normativo

La implementación de proyectos de autogeneración en Chile se rige por un marco legal que asegura la calidad de la instalación y la seguridad de las personas. La normativa principal es la Ley N° 21.118 (que modificó a la antigua Ley 20.571), la cual incentiva el desarrollo de la Generación Distribuida para el autoconsumo, otorgando el derecho a los usuarios de vender sus excedentes de energía a la red bajo el esquema de Net Billing.

Desde el punto de vista técnico, el diseño y ejecución del proyecto deben cumplir estrictamente con los nuevos Pliegos Técnicos Normativos de la SEC, en particular:

- **RIC N°18:** Presentación de proyectos y conductores.
- **RIC N°19:** Puesta en servicio de instalaciones de generación distribuida.

El cumplimiento de estos estándares es obligatorio para obtener la autorización de conexión (TE-4) por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

3.4. Procedimiento de Conexión a Red

Para formalizar la conexión del sistema híbrido a la red de distribución (Frontel) y operar legalmente, se debe seguir el procedimiento abreviado para equipamientos de generación individual, el cual contempla las siguientes etapas hitos:

1. **Solicitud de Conexión (SC):** El instalador autorizado ingresa los antecedentes técnicos y legales del proyecto en la plataforma digital de la SEC y notifica a la empresa distribuidora.
2. **Respuesta de la Distribuidora:** La empresa eléctrica revisa la factibilidad técnica. Dado que la potencia del proyecto (5 kW) es menor a la capacidad del empalme existente, la aprobación suele ser expedita, emitiendo la "Carta de Aprobación de Conexión".
3. **Declaración de Puesta en Servicio (TE-4):** Una vez construido el sistema, el instalador certifica ante la SEC que la obra cumple con los pliegos RIC y adjunta los protocolos de pruebas y certificados de los equipos (Inversor y Baterías). La obtención del certificado **TE-4** es el hito legal que declara la instalación como segura.
4. **Protocolo de Conexión y Contrato:** Con el TE-4 aprobado, se firma el "Contrato de Conexión" con la distribuidora para regular el pago de los excedentes.
5. **Cambio de Medidor y Puesta en Marcha:** La distribuidora procede al reemplazo del medidor tradicional por uno **bidireccional** y se energiza oficialmente el sistema, iniciando la operación comercial (ahorro y venta de energía).

3.5. Análisis Económico del Proyecto

Una vez definido el diseño técnico final y su plan de mantenimiento, se procede a la evaluación económica del proyecto. Este análisis es fundamental para determinar la viabilidad financiera, cuantificar la inversión requerida (CAPEX) y evaluar el retorno de la inversión. El estudio se centra exclusivamente en el Escenario 2 (Sistema Híbrido) seleccionado.

3.5.1. Estimación Inversión Inicial (CAPEX)

La inversión inicial comprende todos los costos de adquisición de activos, logística, obras civiles y servicios de instalación necesarios para la puesta en marcha.

3.5.1.1. Costos Directos: Equipamiento y Materiales

La Tabla 11 detalla los costos de los componentes principales para el sistema híbrido de 2,2 kWp, cotizados a precios de mercado local (distribuidores nacionales con stock en Chile). Se han incluido los costos de traslado hasta la localidad de Icalma, considerando la dificultad logística de la zona.

Ítem	Componente	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total
1. Generación	Módulo Fotovoltaico Monocrystalino 550W	4	\$130.000	\$520.000
	Estructura de Montaje a Suelo (Aluminio Anodizado)	1 gl	\$320.000	\$320.000
	Materiales de Obra Civil (Cemento, áridos, anclajes)	1 gl	\$100.000	\$100.000
2. Almacenamiento	Batería de Litio LiFePO4 24V 100Ah (2,56 kWh)	4	\$570.000	\$2.280.000
	Kit de Cables de Batería y Gabinete	1 gl	\$150.000	\$150.000
3. Conversión y Control	Inversor Híbrido 5kW (Growatt SPF 5000 ES)	1	\$690.000	\$690.000
	Dispositivo de Monitoreo WiFi	1	\$35.000	\$35.000
4. Protecciones y Distribución	Tablero DC Integrado (Fusibles, DPS, Seccionador)	1	\$147.800	\$147.800
	Protecciones Batería (Fusible NH + Seccionador)	1	\$85.000	\$85.000

	Tablero AC (Disyuntor, Diferencial, DPS)	1	\$45.000	\$45.000
5. Materiales Eléctricos Varios	Conductores (PV1-F, THHN), Tuberías y Accesorios	1 gl	\$120.000	\$120.000
6. Logística	Fletes y Despacho (Santiago/Temuco -> Lonquimay)	1	\$250.000	\$250.000
TOTAL MATERIALES (IVA INC.)			\$4.742.800	

Tabla 11, Presupuesto de Equipamiento y Materiales (IVA Incluido).

Fuente: Cotizaciones de mercado local (Solartex, Tritex, Emat).

3.5.1.2. Costos de Mano de Obra y Servicios Profesionales

La instalación debe ser ejecutada por un equipo técnico calificado, liderado por un instalador certificado por la SEC (Clase A o B) para garantizar el cumplimiento normativo y la seguridad.

Considerando la ubicación geográfica del proyecto (zona cordillerana) y la complejidad del sistema híbrido (que incluye la configuración de baterías y la intervención del tablero general existente para la conexión), se estima un tiempo de ejecución de 3 jornadas completas.

La Tabla 12 desglosa los costos de servicios, incorporando explícitamente los gastos logísticos de estadía (viáticos) necesarios para operar en la zona de Icalma.

Ítem	Detalle del Servicio	Cantidad / Unidad	Costo Unitario	Costo Total
1. Montaje Eléctrico	Técnico Instalador SEC (Líder)	3 Días	\$180.000	\$540.000
	Ayudantes de Montaje	2 Personas x 3 Días	\$60.000	\$360.000
2. Logística de Personal	Viáticos y Alojamiento (3 personas en Icalma)	1 Global	\$300.000	\$300.000
3. Gestión Legal	Tramitación SEC y Conexión (Procedimiento Sec. 3.4)	1 Global	\$450.000	\$450.000
TOTAL SERVICIOS			\$1.650.000	

Tabla 12, Presupuesto de Mano de Obra y Gestión.

Fuente: Estimación basada en tarifas de servicios técnicos zona sur.

3.5.1.3. Resumen de Inversión Total (CAPEX)

Consolidando los costos de materiales (Sección 3.5.1.1) y los servicios de instalación (Sección 3.5.1.2), la inversión inicial total requerida para el proyecto asciende a:

$$CAPEX_{total} = \text{Materiales} + \text{Servicios}$$
$$CAPEX_{total} = \$4.742.800 + \$1.650.000 = \$6.392.800$$

3.5.2. Estimación Costos de Operación (OPEX)

Los costos de operación (OPEX) corresponden a los gastos anuales recurrentes necesarios para mantener el sistema funcionando de manera óptima y segura. Para este proyecto, se propone una estructura de mantenimiento mixta que optimiza el presupuesto sin comprometer la calidad técnica.

3.5.2.1. Nivel 1: Rutinas de Operador (Insumos y Consumibles)

Corresponden a las tareas de baja complejidad y alta frecuencia (limpieza e inspección visual) ejecutadas por el personal del Complejo Adlafquén. Aunque la mano de obra es interna (costo hundido), se debe considerar un presupuesto anual para **insumos de** calidad técnica que aseguren la correcta preservación de los equipos.

- Ítems considerados:
 - Kit de limpieza de paneles (Agua desmineralizada, mopa suave).
 - Aerosoles técnicos (Limpiacontactos dieléctrico, aire comprimido para inversor).
 - Stock de repuestos menores críticos (Fusibles gPV, fusibles de vidrio, terminales).
- Costo Anual Estimado: Se asigna un presupuesto de **\$80.000 anuales**, valor que permite adquirir insumos certificados y mantener un pequeño stock de contingencia ante fallas menores.

3.5.2.2. Nivel 2: Mantenimiento Profesional (Servicio Externo)

Corresponde a la visita técnica anual programada, ejecutada por un instalador certificado SEC. Esta intervención es crítica para revisar el torque de conexiones, realizar termografía y verificar el estado de salud (SOH) de las baterías de litio.

Considerando la ubicación del proyecto (zona rural de Icalma), el costo del servicio debe incluir no solo los honorarios profesionales, sino también los gastos logísticos de traslado.

- **Ítems considerados:**
 - Honorarios técnico especialista (1 jornada).
 - Uso de instrumental (Cámara termográfica, Pinza amperimétrica, Teluometro).
 - Traslado y viático a zona cordillerana.

- **Costo Anual Estimado:** Basado en tarifas de servicios técnicos de la región de La Araucanía para zonas remotas, se estima un valor de **\$250.000** por visita anual.

3.5.2.3. Resumen de OPEX Anual

El costo operativo total proyectado para el sistema híbrido es la suma de ambos niveles:

$$OPEX_{total} = Insumos Nivel 1 + Servicios Nivel 2$$

$$OPEX_{total} = \$80.000 + \$250.000 = \$330.000/año$$

Este valor de **\$330.000** representa una estimación realista y conservadora, asegurando que el flujo de caja del proyecto soporte los costos verdaderos de operación en una zona aislada, garantizando así la vida útil de 20 años de los activos.

3.5.3. Resumen de Costos del Proyecto

Se presenta un resumen de los costos de inversión y operación del sistema híbrido seleccionado. Estos valores representan el compromiso financiero total requerido para la implementación y el mantenimiento del proyecto a lo largo de su vida útil.

Tipo de Costo	Descripción	Valor Estimado
Inversión Inicial (CAPEX)	Costo total "Llave en mano": Equipamiento, logística, obra civil, instalación certificada y trámites SEC.	\$6.392.800
Costo Operativo Anual (OPEX)	Mantenimiento preventivo integral: Insumos de limpieza + Servicio técnico especializado en terreno.	\$330.000

Tabla 13, Resumen de Costos del Proyecto Híbrido (Valores Finales).

Fuente: Elaboración propia.

3.6. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA Y FLUJO DE CAJA

Con la inversión inicial (CAPEX) actualizada a **\$6.392.800** y los costos operativos anuales (OPEX) estimados en **\$330.000**, se procede a la evaluación financiera. Este análisis se proyecta a 25 años (vida útil de los módulos) para determinar la sostenibilidad de la inversión en el tiempo.

Para medir el impacto real de los instrumentos de fomento, se contrastan dos escenarios:

1. **Escenario Base (Sin financiamiento):** Asume que el 100% de la inversión es capital propio. Evalúa si el ahorro energético por sí solo justifica el proyecto.
2. **Escenario Optimizado (Con subsidio):** Incorpora el apalancamiento estatal mediante fondos concursables, reduciendo el riesgo y mejorando los indicadores de retorno.

3.6.1. Escenario Base: Análisis Sin Apoyo Financiero

Este escenario evalúa la "rentabilidad pura" del proyecto, enfrentando la inversión total contra los ahorros generados por el autoconsumo y la inyección de excedentes.

- **Inversión Inicial (Año 0):** -\$6.392.800
- **Flujo Neto Anual Promedio:** Se estima en **\$350.000** aprox. (Considerando un ahorro bruto por generación de ~\$680.000 menos el OPEX de \$330.000).

Resultados del Análisis Base:

- **Valor Actual Neto (VAN):** **-\$3.081.879** (Negativo a una tasa de descuento del 8%).
- **Período de Recuperación (Payback):** **+25 años.**

El proyecto no es financieramente viable por sí solo, presentando un VAN negativo y un período de recuperación superior a 25 años debido a que los ahorros operativos no logran amortizar la inversión total dentro de la vida útil del equipamiento (Ver detalle de flujos en Anexo A: Escenario Base). El alto costo del almacenamiento (Baterías de Litio) y la logística en zona extrema castigan la rentabilidad, haciendo indispensable la búsqueda de co-financiamiento para viabilizar la iniciativa.

3.6.2. Instrumentos de Financiamiento y Subsidios (ERNC)

Dada la barrera de entrada que representa la inversión inicial, se identifican los instrumentos públicos diseñados para fomentar la transición energética en Pymes y zonas rurales.

Es importante abordar la observación respecto a la gestión de estos fondos: La postulación técnica requiere asesoría especializada. Para efectos de este análisis, se considera que el costo de esta asesoría (estimado entre el 3% y 5% del monto solicitado) es un ítem financiable dentro de la mayoría de las líneas de fomento seleccionadas (como Sercotec o Corfo), las cuales permiten destinar parte del subsidio a "Gastos de Gestión" o "Asesoría Técnica", por lo que no representa un desembolso adicional para el beneficiario.

Los instrumentos más pertinentes para el Complejo Adlafquén son:

3.6.2.1. Programa "Ponle Energía a tu Pyme" (Ministerio de Energía / AgenciaSE)

Este instrumento, ejecutado por la Agencia de Sostenibilidad Energética (AgenciaSE), es la línea de financiamiento más robusta y específica para proyectos de autoconsumo fotovoltaico en el sector productivo.

Beneficios Clave:

- **Cofinanciamiento:** Otorga hasta un 70-80% de la inversión total para microempresas, con topes cercanos a los \$8.000.000, lo que cubre holgadamente el CAPEX de este proyecto (\$6.4M).
- **Bonificadores de Puntaje:** El programa premia con cofinanciamiento adicional a empresas ubicadas en zonas de transición justa o zonas extremas (Lonquimay) y aquellas con pertenencia indígena acreditada.
- **Gestión Integral:** Permite financiar la ingeniería de detalle y la tramitación ante la SEC.

Requisitos Críticos:

- Empresa formalizada (Primera Categoría).
- Proyecto ejecutado por un Proveedor Registrado en la AgenciaSE.
- Validación técnica de la capacidad de generación vs. consumos históricos.

Pertinencia para el Proyecto: Muy Alta.

Dada la ubicación geográfica y el perfil del propietario (pertenencia indígena), el proyecto califica para los máximos porcentajes de bonificación, convirtiéndose en la opción prioritaria.

3.6.2.2. Fondos de Desarrollo Indígena (CONADI)

El Fondo de Desarrollo de la Corporación Nacional de Desarrollo Indígena (CONADI) financia iniciativas que fortalezcan la economía de comunidades o personas indígenas, con un enfoque en el turismo con identidad y la sustentabilidad.

Beneficios Clave:

- Subsidio No Reembolsable: Aportes directos para la adquisición de activos fijos (paneles, baterías, inversores) y habilitación de infraestructura.
- Enfoque Cultural: A diferencia de los fondos puramente técnicos, este instrumento valora el impacto del proyecto en la calidad del servicio turístico indígena.

Requisitos Críticos:

- Acreditación de calidad indígena (Ley N°19.253).
- Antigüedad mínima en el giro comercial.

Pertinencia para el Proyecto: Alta.

Este fondo actúa como una excelente alternativa o complemento. Al presentar el sistema híbrido no solo como una solución eléctrica, sino como una mejora en la calidad del servicio turístico ("Turismo Sustentable"), se alinea perfectamente con las bases del concurso.

3.6.2.3. Programa "CRECE" (SERCOTEC)

El Fondo de Desarrollo de Negocios CRECE es un subsidio multisectorial destinado a potenciar el crecimiento de micro y pequeñas empresas mediante el acceso a nuevas tecnologías y activos fijos.

Beneficios Clave:

- Monto del Subsidio: Hasta \$6.000.000 para inversiones, lo cual se ajusta casi exactamente al monto requerido para el equipamiento del sistema híbrido.
- Flexibilidad: Permite destinar fondos a "Infraestructura" y "Asesoría de Gestión", cubriendo tanto los equipos como los trámites de regularización (TE-4).

Requisitos Críticos:

- Aporte empresarial cercano al 20% del costo total.
- Ventas netas anuales demostrables entre 200 y 25.000 UF.

Pertinencia para el Proyecto: Media-Alta.

Es una alternativa sólida si las líneas específicas de energía (AgenciaSE) no estuvieran disponibles. Su tope de financiamiento cubre cerca del 90% del CAPEX material del proyecto.

3.6.2.4. Financiamiento Verde (CORFO y Banca Privada)

Como estrategia complementaria, en caso de no adjudicar subsidios directos, se considera el uso de créditos con garantía estatal (Créditos Verdes).

- Mecanismo: CORFO actúa como aval a través del programa FOGAIN o Crédito Verde, permitiendo a la banca privada (BancoEstado, por ejemplo) otorgar préstamos con tasas preferenciales y plazos extendidos a Pymes que inviertan en ERNC.
- Pertinencia: Complementaria. Se considera una opción de respaldo ("Plan B") o para financiar el % de aporte propio que exigen los subsidios anteriores.

3.6.3. Estrategia de Financiamiento

En este escenario final, se recalcula la rentabilidad del proyecto asumiendo la adjudicación del subsidio "**Ponle Energía a tu Pyme**" (Opción 3.6.2.1), aplicando un escenario conservador de bonificación del **70%** sobre la inversión neta.

Reestructuración de la Inversión:

- **CAPEX Total del Proyecto:** \$6.392.800
- **Aporte Subsidio Estatal (70%):** -\$4.474.960
- **Inversión Real del Propietario (30%):** **\$1.917.840**

Con esta nueva cifra de inversión capital (\$1.9M), y manteniendo los flujos de ahorro netos anuales (Ahorro Energía - OPEX), los indicadores financieros se transforman:

Resultados del Análisis Optimizado:

1. Valor Actual Neto (VAN): \$1.393.081 (Positivo).
2. Período de Recuperación (Payback): 5 años.

Bajo estas condiciones de apalancamiento estatal, el Flujo de Caja Incremental se vuelve positivo desde el quinto año. El análisis proyectado a 10 años muestra un VAN de \$1.393.081 y una recuperación de la inversión (Payback) estimada en 5,7 años, confirmando la rentabilidad del escenario optimizado (Ver evaluación detallada en Anexo A: Escenario con Financiamiento).

3.7. Evaluación del Valor Estratégico y Sostenible del Proyecto

Si bien el análisis financiero previo expuso la necesidad de apalancamiento estatal para la inversión inicial, reducir la evaluación de este proyecto a sus métricas monetarias sería un error estratégico. La implementación del sistema híbrido en el Complejo Adlafquén trasciende el simple ahorro en la factura eléctrica; constituye una **inversión en continuidad operativa, seguridad y posicionamiento de marca**.

Este capítulo cualifica y cuantifica aquellos beneficios que otorgan al proyecto su verdadera justificación como motor de desarrollo sostenible en un territorio con fuerte identidad cultural.

3.7.1. Propuesta de Valor Estratégico y Externalidades Positivas.

Más allá del flujo de caja, la incorporación de tecnología fotovoltaica y almacenamiento de litio genera una serie de externalidades positivas y activos estratégicos que revalorizan el modelo de negocio del Complejo Adlafquén:

- **Blindaje Operativo (Business Continuity):** El beneficio más crítico e inmediato. En la industria hotelera, la energía es un insumo base para la experiencia del cliente. La capacidad del sistema híbrido para mantener servicios críticos (iluminación, agua, etc.) durante los frecuentes cortes de la red elimina el riesgo de devoluciones de dinero, malas reseñas o pérdida de imagen, garantizando una calidad de servicio constante.
- **Soberanía Energética Territorial:** El proyecto reduce la dependencia de una infraestructura de red externa vulnerable a las condiciones climáticas de la cordillera. Otorga al propietario el control sobre su suministro, alineándose con los principios de autosuficiencia valorados en las zonas rurales aisladas.
- **Marketing Verde y Diferenciación Competitiva:** En respuesta a la observación sobre la "tangibilidad" de los beneficios ambientales: si bien el complejo no transará bonos de carbono en el mercado internacional, sí puede capitalizar la reducción de emisiones integrándola en su propuesta comercial. Convertirse en un "Destino Turístico Cero Emisiones" o "Eco-Lodge Solar" permite acceder a un segmento de turistas dispuestos a pagar un ticket promedio más alto por servicios sostenibles.
- **Coherencia con la Identidad Pehuenche:** El respeto por el entorno es un pilar de la visión mapuche-pehuenche. La adopción de energía limpia no es solo una decisión técnica, sino una acción coherente con la identidad cultural del emprendimiento, fortaleciendo el relato turístico y el vínculo con el territorio.
- **Efecto Demostración (Replicabilidad):** El proyecto tiene el potencial de convertirse en un piloto tecnológico para la comuna de Lonquimay, demostrando a otras comunidades que la transición energética es técnicamente viable incluso en condiciones climáticas adversas, fomentando el desarrollo local.

3.7.2. Contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

La ingeniería del proyecto impacta directamente en las metas globales de sostenibilidad definidas por las Naciones Unidas. La Tabla X vincula las características técnicas del sistema con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

ODS	Nombre	Contribución del proyecto
ODS 7	Energía asequible y no contaminante	Garantiza el acceso a una fuente energética moderna y renovable en una zona rural, mejorando la seguridad de suministro mediante almacenamiento.
ODS 13	Acción por el clima	Mitigación directa del cambio climático al sustituir el consumo de red (con factor de emisión fósil) por 3.500 kWh/año de energía solar limpia.
ODS 11	Ciudades y comunidades sostenibles	Aumenta la resiliencia de la infraestructura local ante desastres naturales o fallas sistémicas, promoviendo asentamientos humanos más seguros.
ODS 12	Producción y consumo responsables	Fomenta un modelo de turismo sostenible que desacopla el crecimiento económico de la degradación medioambiental.
ODS 8	Trabajo decente y crecimiento económico	Mejora la competitividad y sostenibilidad de un emprendimiento turístico local, aportando al desarrollo económico de la zona.

Tabla 14, Matriz de Contribución a los ODS.

Fuente: Elaboración propia basada en metas ONU.

3.7.3. Cuantificación del Impacto Ambiental (Huella de Carbono)

Para materializar el beneficio ambiental, se cuantifican las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) evitadas durante la operación del sistema.

Parámetros de Cálculo:

- Generación Anual Estimada (E_{gen}): Considerando la potencia instalada de 2,2 kWp y una radiación local promedio (HSP) de 4,36 horas:

$$E_{gen} \approx 2,2 \text{ kWp} * 4,36 \text{ hrs} * 365 \text{ días} \approx 3.501 \text{ kWh/año}$$

- Factor de Emisión de la Red (FE): Se utiliza el valor referencial del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile, estimado conservadoramente en 0,32 kg CO₂eq/kWh (Ministerio de Energía).

Cálculo de Reducción de Emisiones:

$$\begin{aligned} \text{Reducción } CO_2 &= E_{gen} * FE \\ \text{Reducción } CO_2 &= 3.501 \frac{kWh}{año} * 0,32 \frac{kg}{kWh} = 1.120 CO_2eq/año \end{aligned}$$

Esta reducción de 1,12 toneladas de CO₂ anuales equivale aproximadamente a:

- El carbono capturado por 53 árboles adultos en un año.
- Las emisiones evitadas al dejar de quemar 460 litros de diésel.

Esta métrica confirma que el proyecto aporta una mitigación climática concreta y verificable desde su primer año de operación.

CAPITULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones Generales

El presente proyecto de título abordó el desafío energético del Complejo Turístico Adlafquén, un emprendimiento Pehuenche en la zona cordillerana de Lonquimay, afectado críticamente por la inestabilidad del suministro eléctrico. El objetivo central fue diseñar una solución técnica y económicamente viable para garantizar la resiliencia operativa mediante el uso de energías renovables.

A partir del desarrollo de la ingeniería de detalle y la evaluación económica, se concluye lo siguiente:

Superioridad Técnica del Modelo Híbrido:

El análisis comparativo demostró que, si bien el sistema On-Grid puro (Escenario 1) es más económico, es incapaz de resolver la problemática de continuidad operativa debido a la normativa de desconexión anti-isla. Por ello, se validó el Sistema Híbrido (Escenario 2) como la única solución efectiva. La configuración final de 2,2 kWp (4 paneles) y 10,24 kWh de almacenamiento en Litio asegura una autonomía de hasta 2 días para cargas críticas, superando el requerimiento inicial del cliente.

Validación del Dimensionamiento y Recurso Solar:

Respondiendo a la variabilidad estacional, el sistema fue dimensionado considerando el "Peor Mes" (Junio/Julio). El análisis confirma que, al satisfacer la demanda en el periodo de menor radiación, el sistema generará un superávit energético significativo durante la temporada alta de turismo (verano). Este excedente no se pierde, sino que se inyecta a la red bajo la Ley de Net Billing o se utiliza para acelerar la recarga de baterías tras cortes nocturnos, maximizando el aprovechamiento del recurso solar disponible.

Selección de Tecnología y Disponibilidad:

La selección de componentes (Inversor Growatt y Baterías de Litio LiFePO4) priorizó no solo la eficiencia técnica, sino la **disponibilidad de postventa en el mercado nacional**. A diferencia de alternativas de gama alta (Victron/SMA) que encarecerían el CAPEX innecesariamente, o marcas genéricas sin soporte, la solución elegida ofrece el mejor equilibrio costo-beneficio, asegurando repuestos y soporte técnico en la Región de La Araucanía.

Viabilidad Económica y Sensibilidad:

La evaluación financiera base reveló un escenario desafiante, con una Inversión Inicial (CAPEX) de **\$6.392.800** y un Costo Operativo Anual (OPEX) de **\$330.000**. Sin apoyo externo, el Payback base es de 18 años. Sin embargo, el análisis de sensibilidad realizado mediante el **Escenario Optimizado** demuestra que la rentabilidad del proyecto es robusta ante la aplicación de subsidios. Al adjudicar fondos como "Ponle Energía a tu Pyme" (70% de cofinanciamiento), el proyecto logra un **VAN positivo de \$2.540.000** y un retorno de la inversión en solo **5,4 años**. Este resultado confirma que, bajo el marco de fomento actual, la solución es totalmente factible.

Impacto Estratégico y Sostenible:

Más allá de los indicadores financieros, el proyecto entrega un valor estratégico incalculable: **Continuidad del Negocio**. Evitar la devolución de reservas por cortes de luz justifica la inversión desde una perspectiva comercial. Adicionalmente, la reducción de **1,1 toneladas de CO₂ anuales** refuerza la identidad sostenible del complejo, alineándose con la visión territorial y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS 7 y 13).

4.2. Recomendaciones

En virtud de los resultados obtenidos, se sugieren las siguientes acciones para la implementación exitosa del proyecto:

- **Gestión Prioritaria del Financiamiento:** Se recomienda postular de inmediato a la convocatoria de la AgenciaSE o CONADI, utilizando la presente memoria técnica como respaldo de ingeniería.
- **Monitoreo de la Tarifa Eléctrica:** Dado que las tarifas de distribución han mostrado tendencias al alza, se sugiere revisar anualmente los ahorros. Un aumento en el costo del kWh de red mejoraría aún más el Payback del proyecto, haciéndolo más rentable de lo estimado en este estudio conservador.
- **Capacitación en Operación Híbrida:** Es imperativo capacitar al personal en la gestión de cargas críticas durante los cortes de luz. Si bien el sistema es automático, el uso racional de la energía almacenada durante una emergencia es clave para extender la autonomía más allá de los 2 días diseñados.

BIBLIOGRAFÍA

Normativa y Regulación Nacional

- Congreso Nacional de Chile. (2018). Ley N° 21.118: Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos para incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales (Net Billing). Diario Oficial de la República de Chile
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). (2021). Pliego Técnico Normativo RIC N° 18: Presentación de proyectos y conductores.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). (2021). Pliego Técnico Normativo RIC N° 19: Puesta en servicio de instalaciones de generación distribuida.

Manuales Técnicos y Fichas de Fabricante

- Canadian Solar Inc. (2024). Datasheet: HiKu6 Mono PERC - CS6W-550MS. Módulo fotovoltaico monocristalino de alta potencia.
- Growatt New Energy. (2023). User Manual & Datasheet: SPF 3500-5000 ES. Off-Grid Storage Inverter.
- Lefman Energy. (2024). Ficha Técnica: Batería Litio LiFePO4 25.6V 100Ah (Modelo Lf25.6-100ES01).

Libros y Textos Académicos

- Duffuaa, S. O., Raouf, A., & Dixon, J. D. (2000). Sistemas de mantenimiento: planeación y control. México D.F.: Limusa Wiley. (Referencia para Metodología de Mantenimiento ABC).
- Ministerio de Energía. (2024). Explorador Solar Fotovoltaico: Calculadora de radiación solar para la comuna de Lonquimay. Recuperado de: <https://solar.minenergia.cl/>

Instrumentos de Fomento y Financiamiento

- Agencia de Sostenibilidad Energética (AgenciaSE). (2025). Bases del Concurso: Ponle Energía a tu Pyme. Recuperado de: <https://www.agenciase.org/energia-a-tu-pyme/>
- Corporación Nacional de Desarrollo Indígena (CONADI). (2024). Fondo de Desarrollo Indígena: Concurso de subsidio para la inversión productiva. Recuperado de: <https://www.conadi.gob.cl/>
- Ministerio de Energía. (2022). Guía de evaluación técnica para sistemas fotovoltaicos de autoconsumo. Santiago, Chile.

ANEXO A: FLUJO DE CAJA CON FINANCIAMIENTO

CASO BASE	DATO	UNIDAD
Consumo Electrico Anual	1.054	kWh/año

CASO PROPUESTO (SFV)	DATO	Unidad
Inversión SFV Híbrido	\$ 6.392.800	CLP
Financiamiento	\$ 4.474.960	CLP
Potencia SFV	2,2	kW
Factor de planta	20%	%
Degradación del SFV	1%	%/año
Autoconsumo	18%	kWh/año
Excedente	72%	kWh/año
Almacenamiento	9%	kWh/año
Generación SFV	3.501	kWh/año

TARIFA	DATO	Unidad
Compra Energía eléctrica	\$250	CLP/kWh
Venta Energía eléctrica	\$120	CLP/kWh

TASA DESCUENTO	12%	
----------------	-----	--

Item	0	1	2	3
Consumo energía eléctrica/año		1.054	1.054	1.054
Compra energía eléctrica/año		-\$263.500	-\$263.500	-\$263.500
Flujo de caja		-\$263.500	-\$263.500	-\$263.500

Item	0	1	2	3
Consumo energía eléctrica		1.054	1.054	1.054
Degradación SFV		100%	99%	98%
Producción SFV (kWh/año)		3501	3466	3431
Autoconsumo (kWh/año)		632	632	632
Almacenamiento (kWh/año)		316	316	316
Consumo de energía de red		105	105	105
Excedente		2552	2517	2482
Costos de mantenimiento		-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000
Compra energía		-\$26.350	-\$26.350	-\$26.350
Ahorro por autoconsumo		\$237.150	\$237.150	\$237.150
Ahorro energía (Venta)		\$306.288	\$302.087	\$297.886
Inversión	-\$ 1.917.840			
Flujo de caja	-\$ 1.917.840	\$ 187.088	\$ 182.887	\$ 178.686

FLUJO DE CAJA	0	1	2	3
PROPUESTO	-\$ 1.917.840	\$ 187.088	\$ 182.887	\$ 178.686
BASE	0	\$263.500	\$263.500	\$263.500
AHORRO	-\$ 1.917.840	\$ 450.588	\$ 446.387	\$ 442.186
PAYBACK	-\$ 1.917.840	-\$ 1.467.252	-\$ 1.020.865	-\$ 578.680

4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054
\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500
\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500

4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054
97%	96%	95%	94%	93%	92%	91%	90%	89%	88%	87%
3396	3361	3326	3291	3256	3221	3186	3151	3116	3081	3046
632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632
316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316
105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
2447	2412	2377	2342	2307	2272	2237	2202	2167	2132	2097
-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000
\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350
\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150
\$293.684	\$289.483	\$285.282	\$281.081	\$276.880	\$272.678	\$268.477	\$264.276	\$260.075	\$255.874	\$251.672
\$ 174.484	\$ 170.283	\$ 166.082	\$ 161.881	\$ 157.680	\$ 153.478	\$ 149.277	\$ 145.076	\$ 140.875	\$ 136.674	\$ 132.472

4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
\$ 174.484	\$ 170.283	\$ 166.082	\$ 161.881	\$ 157.680	\$ 153.478	\$ 149.277	\$ 145.076	\$ 140.875	\$ 136.674	\$ 132.472
\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500
\$ 437.984	\$ 433.783	\$ 429.582	\$ 425.381	\$ 421.180	\$ 416.978	\$ 412.777	\$ 408.576	\$ 404.375	\$ 400.174	\$ 395.972
-\$ 140.695	\$ 293.088	\$ 722.670	\$ 1.148.051	\$ 1.569.230	\$ 1.986.209	\$ 2.398.986	\$ 2.807.562	\$ 3.211.937	\$ 3.612.110	\$ 4.008.083

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054
\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500
\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054
85%	84%	83%	82%	81%	80%	79%	78%	77%	76%
2976	2941	2906	2871	2836	2801	2766	2731	2696	2661
632	632	632	632	632	632	632	632	632	632
316	316	316	316	316	316	316	316	316	316
105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
2027	1992	1957	1922	1887	1852	1817	1782	1747	1712
-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000
\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350
\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150
\$243.270	\$239.069	\$234.868	\$230.666	\$226.465	\$222.264	\$218.063	\$213.862	\$209.660	\$205.459
\$ 124.070	\$ 119.869	\$ 115.668	\$ 111.466	\$ 107.265	\$ 103.064	\$ 98.863	\$ 94.662	\$ 90.460	\$ 86.259

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
\$ 124.070	\$ 119.869	\$ 115.668	\$ 111.466	\$ 107.265	\$ 103.064	\$ 98.863	\$ 94.662	\$ 90.460	\$ 86.259
\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500
\$ 387.570	\$ 383.369	\$ 379.168	\$ 374.966	\$ 370.765	\$ 366.564	\$ 362.363	\$ 358.162	\$ 353.960	\$ 349.759
\$ 4.787.424	\$ 5.170.793	\$ 5.549.960	\$ 5.924.927	\$ 6.295.692	\$ 6.662.256	\$ 7.024.619	\$ 7.382.780	\$ 7.736.741	\$ 8.086.500

ANEXO B: FLUJO DE CAJA SIN FINANCIAMIENTO

CASO BASE	DATO	UNIDAD			Item	0	1	2	3
Consumo Electrico Anual	1.054	kWh/año			Consumo energía eléctrica/año		1.054	1.054	1.054
					Compra energía eléctrica/año		\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500
					Flujo de caja		\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500
CASO PROPUESTO (SFV)	DATO	Unidad			Item	0	1	2	3
Inversión SFV Hibrido	\$ 6.392.800	CLP			Consumo energía eléctrica		1.054	1.054	1.054
Financiamiento	\$ -	CLP			Degradación SFV		100%	99%	98%
Potencia SFV	2,2	kW			Producción SFV (kWh/año)		3501	3466	3431
Factor de planta	20%	%			Autoconsumo (kWh/año)		632	632	632
Degradación del SFV	1%	%/año			Almacenamiento (kWh/año)		316	316	316
Autoconsumo	18%	kWh/año			Consumo de energía de red		105	105	105
Excedente	72%	kWh/año			Excedente		2552	2517	2482
Almacenamiento	9%	kWh/año			Costos de mantenimiento		-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000
Generación SFV	3.501	kWh/año			Compra energía		\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350
TARIFA	DATO	Unidad			Ahorro por autoconsumo		\$237.150	\$237.150	\$237.150
Compra Energía eléctrica	\$250	CLP/kWh			Ahorro energía (Venta)		\$306.288	\$302.087	\$297.886
					Inversión		-\$ 6.392.800		
Venta Energía eléctrica	\$120	CLP/kWh			Flujo de caja		-\$ 6.392.800	\$ 187.088	\$ 182.887
									\$ 178.686
TASA DESCUENTO	DATO	Unidad			FLUJO DE CAJA	0	1	2	3
	12%				PROPUESTO		-\$ 6.392.800	\$ 187.088	\$ 182.887
					BASE		0	\$263.500	\$263.500
					AHORRO		-\$ 6.392.800	\$ 450.588	\$ 446.387
					PAYBACK		-\$ 6.392.800	-\$ 5.990.489	-\$ 5.634.632
									-\$ 5.319.893

4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054
\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500
\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500

4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054
97%	96%	95%	94%	93%	92%	91%	90%	89%	88%	87%
3396	3361	3326	3291	3256	3221	3186	3151	3116	3081	3046
632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632
316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316
105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
2447	2412	2377	2342	2307	2272	2237	2202	2167	2132	2097
-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000
\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350
\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150
\$293.684	\$289.483	\$285.282	\$281.081	\$276.880	\$272.678	\$268.477	\$264.276	\$260.075	\$255.874	\$251.672
\$ 174.484	\$ 170.283	\$ 166.082	\$ 161.881	\$ 157.680	\$ 153.478	\$ 149.277	\$ 145.076	\$ 140.875	\$ 136.674	\$ 132.472

4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
\$ 174.484	\$ 170.283	\$ 166.082	\$ 161.881	\$ 157.680	\$ 153.478	\$ 149.277	\$ 145.076	\$ 140.875	\$ 136.674	\$ 132.472
\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500
\$ 437.984	\$ 433.783	\$ 429.582	\$ 425.381	\$ 421.180	\$ 416.978	\$ 412.777	\$ 408.576	\$ 404.375	\$ 400.174	\$ 395.972
-\$ 5.041.546	-\$ 4.795.406	-\$ 4.577.767	-\$ 4.385.346	-\$ 4.215.239	-\$ 4.064.872	-\$ 3.931.969	-\$ 3.814.513	-\$ 3.710.720	-\$ 3.619.011	-\$ 3.537.987

15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054
\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500
\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500	\$-263.500

15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054
86%	85%	84%	83%	82%	81%	80%	79%	78%	77%	76%
3011	2976	2941	2906	2871	2836	2801	2766	2731	2696	2661
632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632
316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316
105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
2062	2027	1992	1957	1922	1887	1852	1817	1782	1747	1712
-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000	-\$ 330.000
\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350	\$-26.350
\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150	\$237.150
\$247.471	\$243.270	\$239.069	\$234.868	\$230.666	\$226.465	\$222.264	\$218.063	\$213.862	\$209.660	\$205.459
\$ 128.271	\$ 124.070	\$ 119.869	\$ 115.668	\$ 111.466	\$ 107.265	\$ 103.064	\$ 98.863	\$ 94.662	\$ 90.460	\$ 86.259

15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
\$ 128.271	\$ 124.070	\$ 119.869	\$ 115.668	\$ 111.466	\$ 107.265	\$ 103.064	\$ 98.863	\$ 94.662	\$ 90.460	\$ 86.259
\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500	\$263.500
\$ 391.771	\$ 387.570	\$ 383.369	\$ 379.168	\$ 374.966	\$ 370.765	\$ 366.564	\$ 362.363	\$ 358.162	\$ 353.960	\$ 349.759
-\$ 3.466.412	-\$ 3.403.191	-\$ 3.347.355	-\$ 3.298.048	-\$ 3.254.512	-\$ 3.216.076	-\$ 3.182.147	-\$ 3.152.200	-\$ 3.125.772	-\$ 3.102.453	-\$ 3.081.879