



**UNIVERSIDAD EUROPEA de CANARIAS**  
**Escuela de Arquitectura - MUER 1203**

**TRABAJO FIN DE MASTER**

**GRUPO 4**

**Generación Fotovoltaica, Almacenamiento y Gestión de Activos para  
Operaciones Mineras**

Tutora: Dra. Maitane Urrutia Aparicio

Alumnos: Ezequiel Betelu

Isabella Gómez Orozco

Pablo Javier Ortiz

José Luis Porras Cárdenas

Fecha: 19 de abril de 2026

## Índice General

Lista de Acrónimos.....	v
Resumen.....	vii
Abstract.....	vii
Introducción.....	1
1. Estado del Arte.....	6
2. Objetivos .....	8
3. Marco Teórico .....	9
3.1. Generación Fotovoltaica.....	9
3.2. Almacenamiento .....	13
3.3. Gestión de Activos.....	15
3.4. Evaluación Financiera.....	18
3.5. Normativas y Leyes Aplicables .....	20
4. Metodología.....	20
5. Generación Fotovoltaica.....	22
5.1. Localización.....	22
5.2. Marco Geológico.....	24
5.3. Condiciones Climáticas.....	24
5.4. Datos de Partida .....	25
6. Solución Fotovoltaica + BESS .....	27
6.1. Generador Fotovoltaico .....	27
6.2. Sistema BESS .....	28
6.3. Resultados Energéticos de la Simulación .....	28
7. Solución Fotovoltaica + BESS + Diesel .....	29
7.1. Generador Fotovoltaico .....	29
7.2. Sistema BESS .....	30
7.3. Resultados Energéticos de la Simulación .....	30
8. Gestión de Activos.....	31
8.1. Plan de Operación y Mantenimiento .....	32

8.2. SCADA .....	32
8.3. Estructura Soporte de Módulos Fotovoltaicos .....	33
8.4. Trackers.....	33
8.5. Módulos Fotovoltaicos .....	34
8.6. Electroluminiscencia SWIR.....	35
8.7. Sistemas de Almacenamiento BESS .....	36
9. Evaluación Financiera .....	38
9.1. Consideraciones Sobre el PPA y la Operación en Isla.....	39
9.2. Parámetros Iniciales de Inversión .....	40
9.3. Solución Fotovoltaica + BESS .....	41
9.4. Solución Fotovoltaica + BESS + Diesel .....	42
10. Resultados .....	44
10.1. Resultados Técnicos del Dimensionamiento.....	44
10.2. Resultados Energéticos de la Simulación .....	45
10.3. Resultados de la Evaluación Financiera .....	46
10.4. Tabla Resumen Comparativa de Resultados .....	47
11. Discusión.....	49
11.1. Evaluación de la Alternativa Eólica .....	49
11.2. Radia WindRunner y la Grúa Liebherr LR 1800-1.0.....	49
11.3. Tecnología Vortex Bladeless .....	51
11.4. Sistema ENDURING (NREL) .....	51
11.5. Coherencia Técnica del Sistema Propuesto y Selección Tecnológica .....	52
11.6. Comparación de Escenarios y Dimensión Estratégica de la Sostenibilidad .....	52
11.7. Limitaciones Financieras .....	53
11.8. Pertinencia de la Solución Propuesta en el Contexto del Litio Argentino.....	54
12. Conclusiones.....	54
12.1. Dimensión Técnica y Energética.....	54
12.2. Dimensión Financiera y Económica.....	55
12.3. Dimensión de Gestión de Activos y Sostenibilidad.....	56

13. Conclusions.....	57
13.1. Technical and Energy Dimension.....	58
13.2. Asset Management and Sustainability Dimension.....	59
14. Bibliografía .....	61

### Índice de Figuras

<b>Figura 1</b> <i>Trazado de la Línea de Transmisión</i> .....	4
<b>Figura 2</b> <i>Irradiancia Media Anual en el Salar de Carachi Pampa</i> .....	5
<b>Figura 3</b> <i>Tecnologías de Baterías para Almacenamiento Según la Duración</i> .....	15
<b>Figura 4</b> <i>Localización del Proyecto Kachi</i> .....	22
<b>Figura 5</b> <i>Área Total del Proyecto</i> .....	23
<b>Figura 6</b> <i>Régimen de Precipitaciones y Temperaturas</i> .....	25
<b>Figura 7</b> <i>Consumo de Energía en kWh por Kg de <math>Li_2CO_3</math> en Kachi Project</i> .....	26
<b>Figura 9</b> <i>Balances Energéticos Mensuales FV + BESS</i> .....	29
<b>Figura 10</b> <i>Balances Energéticos Mensuales FV + BESS + Diesel</i> .....	31
<b>Figura 11</b> <i>Rosa de Velocidades de Vientos</i> .....	33

### Índice de Tablas

<b>Tabla 1</b> <i>Eficiencia de Paneles Fotovoltaicos en Función del Tipo de Célula</i> .....	12
<b>Tabla 2</b> <i>Comparación de las Alternativas de Suministro Energético</i> .....	43
<b>Tabla 3</b> <i>Comparación de las Alternativas de Suministro Energético para el Proyecto Kachi</i> .....	47

## Lista de Acrónimos

AL	Radiación albedo
AM	air mass
B	Radiación directa
BC	Back Contact
BESS	Battery Energy Storage System
$B_0$	Constante Solar
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico
CAPEX	Capital Expenditure
CdTe	Telururo de Cadmio
CIGS	Copper Indium Gallium Selenide
D	Radiación difusa
DLE	Direct Lithium Extraction
EPBT	Energy Payback Time
GWhth	Giga Watt hour thermal
HJT	Heterojunction Technology
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
Km	Kilómetros
$Km^2$	Kilómetro cuadrado
Km/h	Kilómetros por hora
kWh	Kilo Watts hora
$kWh/m^2$	Kilo Watt hora por metro cuadrado
LCE	Lithium Carbonate Equivalent
LPF	Lithium Iron Phosphate
LOM	Life of Mine
m	metro
$m^2$	metro cuadrado
MITECO	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
mm	milímetros
m/s	metro por segundo
msnm	metros sobre el nivel del mar
MW	Mega Watts
MWh	Mega Watts hora
MWp	Mega Watts pico

NASA	National Aeronautics and Space Administration
NCA	Nickel Cobalt Aluminum
NMC	Nickel Manganese Cobalt
olade	Organización Latinoamericana de Energía
ONU	Organización de Naciones Unidas
OPEX	Operating Expenditure
PPA	Power Purchase Agreements
PERC	Passivated Emitter and Rear Cell
PV	Photovoltaic
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
R	Radiación reflejada
RIGI	Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones
SHM	Salar del Hombre Muerto
SWIR	Short Wave Infrared
TIR	Tasa Interna de Retorno
TOPCon	Tunnel Oxide Passivated Contact
USD	United States Dollar
VAN	Valor Actual Neto

## Resumen

El presente Trabajo de Fin de Máster analiza la viabilidad técnica, energética y económica de un sistema híbrido de generación fotovoltaica combinado con almacenamiento en baterías (PV+BESS) para el abastecimiento eléctrico del Proyecto Kachi, una operación minera de producción de carbonato de litio ubicada en el Salar de Carachi Pampa, provincia de Catamarca, Argentina. El estudio parte del contexto global de transición energética y del crecimiento de la demanda de litio, elemento clave para la fabricación de baterías de ion-litio utilizadas en movilidad eléctrica y almacenamiento estacionario. La elevada irradiación solar de la región, junto con la necesidad de garantizar un suministro energético continuo para el proceso de extracción directa de litio (DLE), justifican la implementación de un sistema fotovoltaico complementado con almacenamiento electroquímico que permita gestionar la intermitencia del recurso solar. El trabajo evalúa distintas configuraciones energéticas, incluyendo escenarios PV+BESS y PV+BESS+diésel, considerando variables técnicas, operativas y financieras como CAPEX, OPEX, VAN y TIR. Asimismo, se analiza la gestión de activos, estrategias de operación y mantenimiento, y el impacto del proyecto en la reducción de emisiones indirectas. Los resultados evidencian que la integración de energías renovables con almacenamiento contribuye a mejorar la sostenibilidad, confiabilidad energética y competitividad económica del proyecto minero a largo plazo.

*Palabras clave: energía fotovoltaica, BESS, generación híbrida, Argentina.*

## Abstract

This Master's Thesis evaluates the technical, energetic, and economic feasibility of a hybrid photovoltaic generation system combined with battery energy storage (PV+BESS) to supply electricity to the Kachi Project, a lithium carbonate mining operation located in the Salar de Carachi Pampa, Catamarca Province, Argentina. The study is framed within the global energy transition context and the increasing demand for lithium as a strategic resource for lithium-ion batteries used in electric mobility and stationary energy storage. The high solar irradiation levels of the region, together with the continuous electricity requirements of the Direct Lithium Extraction (DLE) process, support the implementation of a photovoltaic system integrated with electrochemical storage to manage solar intermittency. Different energy configurations are analyzed, including PV+BESS and PV+BESS+diesel scenarios, considering technical, operational, and financial indicators such as CAPEX, OPEX, NPV, and IRR. Additionally, the study examines asset management strategies, operation and maintenance planning, and the project's contribution to reducing indirect

emissions. Results demonstrate that integrating renewable energy with storage improves sustainability, energy reliability, and long-term economic competitiveness of mining operations, contributing to decarbonization objectives and supporting sustainable resource exploitation aligned with global climate goals.

*Keywords: photovoltaic energy, BESS, hybrid generation, Argentina.*

## **Dedicatoria**

Se lo dedico a la memoria de Abelardo Andrés Ortiz, mi padre, con quien hubiera sido un placer inconmensurable disfrutar este logro del cual él también es merecedor.

## **Agradecimientos**

El Dr. Martín Perea por haber confiado en mí desde que mantuvimos la entrevista; a mis compañeros Ezequiel, Isabella y José Luis por dejarse llevar por mi estilo particular de trabajo.

De mi parte, quiero agradecerle a Dios y a mi familia porque siempre puedo contar con ellos y, por último y no menos importante a mis compañeros por su compromiso, su gran esfuerzo y dedicación hacia el desarrollo de este proyecto.

A quienes me insistieron y apoyaron a seguir este camino. A mi familia, especialmente a mi compañera que sin su ayuda esto no hubiese sido posible. Y a Zoe por iluminarme cada día con su amor.

A mi familia, compañeros y trabajo por haber apoyado.

## Introducción

Para MITECO (2021), la hoja de ruta hacia la neutralidad climática se materializará indefectiblemente a través de la transformación del sistema energético cuyas fuentes de alimentación serán recursos renovables. Para ello, y debido a la diversidad de estos recursos, es y será necesario brindar flexibilidad al sistema a través medios de almacenamiento. Esto posibilitará la utilización de energía en un momento distinto al de su generación, logrando así una mayor eficiencia en la utilización del recurso, lo cual será una herramienta clave para el apoyo del crecimiento de las energías renovables. En consecuencia, es necesario que el despliegue de estas tecnologías se realice con un enfoque integral de sostenibilidad, teniendo en cuenta todo el ciclo de vida, principalmente el impacto ambiental y la huella de carbono del proceso (MITECO, p. 7).

La IEA (2023), nos dice que si se analizan factores como el precio y la densidad de energía, las baterías de fosfato de hierro y litio (LFP), que forman parte de la familia de las baterías de ion-litio, continúan siendo una de las alternativas más utilizadas para aplicaciones de almacenamiento a escala de red. Durante los últimos años se ha observado una reducción significativa en el costo de las baterías de ion-litio; sin embargo, alcanzar disminuciones adicionales ya no depende únicamente de los avances tecnológicos, sino también de la evolución de los precios de las materias primas necesarias para su fabricación. En este contexto, la mayor parte de la demanda mundial de litio procede precisamente del sector de las baterías de ion-litio, dado que este elemento constituye la base de diversas químicas de almacenamiento, entre ellas las baterías LFP, así como las tecnologías NCA (Nickel Cobalt Aluminum) y NMC (Nickel Manganese Cobalt). Por ello, la disponibilidad de litio continúa siendo un factor clave para el desarrollo futuro tanto del almacenamiento energético como de la descarbonización del transporte ligero de pasajeros.

Por su parte Ríos Díaz (2025), expresa que en los próximos años se proyecta un crecimiento sostenido de la demanda mundial de litio, impulsado principalmente por la transición energética, la expansión de las energías renovables y el avance de la movilidad eléctrica. Durante el 2024, el mercado internacional del litio se mantuvo en una situación de superávit, como consecuencia de un incremento significativo de la oferta asociado a la entrada en producción y maduración de grandes proyectos en Australia y Zimbabue. A ello se sumó un volumen de ventas de vehículos eléctricos inferior al previsto y la desaceleración económica de China, principal consumidor mundial de litio, factores que contribuyeron a moderar el ritmo de absorción del mercado. En este escenario global, Argentina ha ido consolidando un rol cada vez más relevante en la producción mundial de litio, al tiempo que este mineral adquiere mayor peso dentro de la estructura del sector minero nacional.

De acuerdo con datos del Servicio Geológico de Estados Unidos, el país se posicionó en 2024 como el quinto productor mundial de litio, y las exportaciones de este mineral representaron aproximadamente el 10 % del total de las exportaciones del sector minero metalífero argentino. Las proyecciones para la próxima década indican que Argentina podría alcanzar el segundo lugar a nivel global en términos de producción. Estas perspectivas se sustentan en diversos factores estructurales, entre ellos se destacan la magnitud de los recursos y reservas identificados en el territorio nacional, que representan aproximadamente el 20,0 % y el 13,3 % del total mundial, respectivamente; un nivel significativo de inversión en exploración, equivalente al 11,4 % del presupuesto global destinado al litio; la existencia de seis proyectos en operación y quince en etapas avanzadas de desarrollo; y una estructura de costos competitiva en comparación con otros productores, con costos estimados inferiores a los 10.000 USD por tonelada.

Asimismo, el Régimen de Incentivo para las Grandes Inversiones (RIGI) se presenta como un instrumento orientado a fortalecer la estabilidad normativa y a otorgar beneficios fiscales, aduaneros y cambiarios, contribuyendo a un entorno regulatorio más previsible para el desarrollo de proyectos de gran escala. El litio puede extraerse a partir de distintos tipos de recursos, entre los que se incluyen salmueras y minerales como espodumeno, petalita y lepidolita, lo cual influye de manera directa en las tecnologías de procesamiento y en la forma en que el producto se inserta en el comercio internacional. En el caso argentino, la producción se basa mayoritariamente en la extracción de litio desde salmueras, con obtención final de carbonato de litio, uno de los compuestos de mayor demanda y valor en el mercado internacional (Ríos Díaz, p. 3).

La Secretaría de Minería (2024) facilita información sobre el proyecto Kachi, ubicado en la Provincia de Catamarca Argentina, el cual se encuentra actualmente en etapa de factibilidad lo que implica que se han desarrollado estudios técnicos y económicos de suficiente nivel de detalle como para evaluar su viabilidad integral, tanto desde el punto de vista constructivo como financiero. En términos productivos, se estima una producción anual promedio de aproximadamente 50.000 toneladas de carbonato de litio equivalente (LCE), lo que posiciona al emprendimiento dentro del rango de operaciones de escala industrial relevante en el contexto del mercado internacional del litio. El producto final previsto es carbonato de litio, compuesto ampliamente demandado para aplicaciones en baterías de ion-litio y otros usos industriales. En relación con la estimación de producción de litio previamente indicada, se realizó una consulta directa a la empresa Lake Resources desarrolladora del estudio de factibilidad debido a la discrepancia existente entre fuentes oficiales, donde organismos gubernamentales referenciaban una producción de 50.000 toneladas anuales de carbonato de litio equivalente (LCE), mientras que documentación técnica más reciente indicaba valores de 25.000 toneladas. Como resultado de dicha

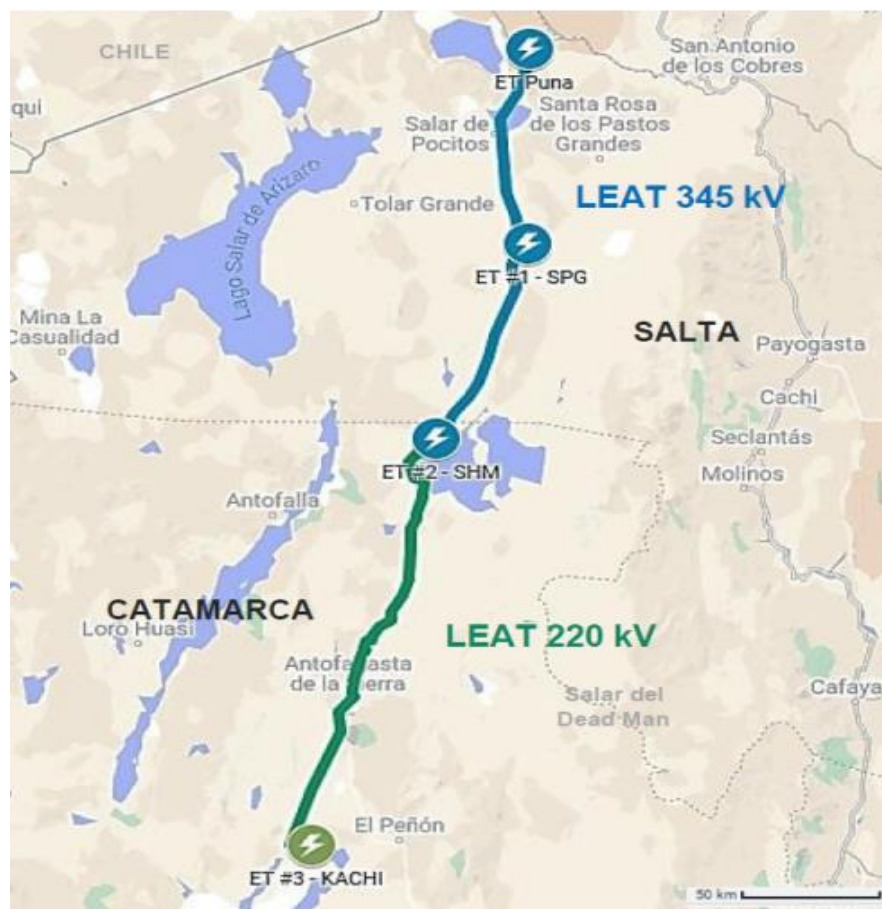
consulta, se confirmó que la cifra anteriormente mencionada se encuentra desactualizada. De acuerdo con la información proporcionada por la empresa, la capacidad productiva prevista ha sido revisada en función de avances técnicos, optimización del diseño del proyecto y nuevas evaluaciones del recurso, estableciéndose en 25.000 toneladas anuales de LCE. En este sentido, la referencia válida para la definición de la escala productiva corresponde a los valores establecidos en el documento Kachi Project Definitive Feasibility Study Addendum de Lake Resources, el cual constituye la fuente oficial más actualizada y técnicamente fundamentada (Figura 10, ANEXO A).

La inversión de capital estimada (CAPEX) del proyecto asciende a 1.380 millones de dólares estadounidenses, contemplando infraestructura, instalaciones de proceso, sistemas de extracción y demás componentes necesarios para el desarrollo integral del proyecto. La vida útil estimada de la mina (Life of Mine, LOM) es de 25 años, período durante el cual se prevé la explotación sostenida del recurso bajo parámetros técnicos y económicos definidos en los estudios de factibilidad. El método de explotación propuesto consiste en el bombeo de salmuera desde el acuífero y su procesamiento mediante tecnología de Extracción Directa de Litio (Direct Lithium Extraction, DLE), un enfoque que busca optimizar la recuperación del litio disuelto, reducir los tiempos de procesamiento en comparación con los sistemas tradicionales de evaporación y potencialmente minimizar la huella ambiental asociada a grandes superficies de piletas evaporíticas (Secretaría de Minería, p. 32 y 33).

Lake Resources (2025), en el documento Kachi Project Definitive Feasibility Study Addendum expone que la incorporación de mejoras tecnológicas, la confirmación de una mayor calidad del recurso y la aplicación de criterios de ingeniería de valor han permitido optimizar de manera significativa el diseño energético del Proyecto Kachi. Como resultado, el consumo eléctrico estimado para la planta se ha reducido desde 82 MW, contemplados en el diseño original, hasta aproximadamente 72 MW de potencia máxima proyectada con una carga sostenida de 57 MW en el esquema actualizado, lo que representa una mejora sustancial en términos de eficiencia operativa y estructura de costos (Lake Resources, p.24). El abastecimiento eléctrico del proyecto se prevé mediante la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 270 km de extensión, cuya ejecución se plantea en dos etapas (Figura 1). El primer tramo, LEAT 345 KV, conectaría la estación transformadora La Puna ubicada al norte, con la estación transformadora SHM (Salar del Hombre Muerto), mientras que el segundo tramo, LEAT 220 KV, vincularía esta última con la futura estación transformadora Kachi situada en el sector sur. Este esquema permitiría integrar el proyecto al sistema interconectado nacional, garantizando el suministro de energía requerido para la operación industrial.

**Figura 1**

*Trazado de la Línea de Transmisión*



Nota. Adaptado de *Lake Resources*, por Lake Resources, 2025, ([ASX:LKE - Estudio de Viabilidad Definitivo del Proyecto Kachi](#)).

El análisis técnico–económico del Proyecto Kachi evidencia que el componente energético constituye uno de los factores críticos para su viabilidad integral, tanto desde el punto de vista operativo como financiero. Con una demanda eléctrica pico estimada en 72 MW aproximadamente y 57 MW en régimen continuo, asociada principalmente al proceso de Extracción Directa de Litio (DLE), el suministro energético adquiere una relevancia estratégica dentro de la estructura de costos del emprendimiento. En este contexto, la evaluación de alternativas que permitan garantizar confiabilidad, competitividad económica y reducción de riesgos operativos resulta un aspecto central del diseño conceptual del proyecto. El emplazamiento del proyecto en el Salar de Carachi Pampa, provincia de Catamarca, se caracteriza por condiciones ambientales propias de la Puna alto-andina con elevada radiación solar global horizontal, baja nubosidad media anual, atmósfera seca y extensas superficies disponibles con baja interferencia topográfica (Lake Resources, p. 24). Estas variables configuran un escenario particularmente favorable para el desarrollo de

generación solar fotovoltaica a gran escala ya que los valores de irradiancia en la región se encuentran entre los más altos de Argentina y del continente. En el visor NASA POWER DAV (2026), se obtiene que el promedio diario del orden de 8,33 kWh/m<sup>2</sup>, es decir, 250 kWh/m<sup>2</sup> mensuales lo que permite alcanzar factores de capacidad superiores al promedio nacional y optimizar el rendimiento energético por unidad de potencia instalada (Figura 2).

## Figura 2

### Irradiancia Media Anual en el Salar de Carachi Pampa

```

-BEGIN HEADER-
NASA/POWER Source Native Resolution Monthly and Annual
Dates (month/day/year): 01/01/2014 through 12/31/2024 in UTC
Location: Latitude -26.52 Longitude -67.4326
Elevation from MERRA-2: Average for 0.5 x 0.625 degree lat/lon region = 3881.43 meters
The value for missing source data that cannot be computed or is outside of the sources availability range: -999
Parameter(s):
ALLSKY_SFC_SW_DNI CERES SYN1deg All Sky Surface Shortwave Downward Direct Normal Irradiance (kW-hr/m^2/day)
-END HEADER-

```

PARAMETER	YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
ALLSKY_SFC_SW_DNI	2014	8.10	9.47	10.02	8.71	7.14	7.46	7.33	8.14	9.57	9.18	10.80	10.82	8.89
ALLSKY_SFC_SW_DNI	2015	7.04	9.09	7.35	8.43	7.46	7.18	7.11	7.42	9.56	9.28	10.36	10.48	8.39
ALLSKY_SFC_SW_DNI	2016	8.81	9.11	8.49	7.36	5.54	6.40	6.92	8.19	9.73	10.45	9.38	9.47	8.32
ALLSKY_SFC_SW_DNI	2017	7.91	8.66	9.12	8.83	7.23	6.55	7.71	8.29	9.18	9.76	10.64	9.06	8.58
ALLSKY_SFC_SW_DNI	2018	7.73	7.71	9.33	8.01	7.74	7.66	6.83	7.83	9.06	8.89	9.36	8.42	8.22
ALLSKY_SFC_SW_DNI	2019	7.47	8.07	9.12	8.13	7.17	6.54	6.92	8.07	8.63	8.92	9.08	9.75	8.16
ALLSKY_SFC_SW_DNI	2020	6.96	9.00	8.58	7.85	8.39	6.36	7.77	7.80	9.01	9.06	9.83	9.52	8.34
ALLSKY_SFC_SW_DNI	2021	8.03	8.88	8.56	8.23	7.77	6.87	6.64	7.95	9.18	8.69	9.23	7.69	8.13
ALLSKY_SFC_SW_DNI	2022	7.14	8.86	8.76	8.93	7.64	6.79	7.07	9.40	9.74	10.05	8.39	7.55	8.36
ALLSKY_SFC_SW_DNI	2023	7.53	7.41	7.81	8.31	7.34	7.42	7.94	7.94	8.36	8.34	8.41	9.39	8.02
ALLSKY_SFC_SW_DNI	2024	9.24	6.81	8.26	8.14	7.03	7.31	7.50	7.66	9.23	9.19	9.45	9.26	8.26N

Nota. Adaptado de NASA POWER DAV, por NASA POWER, 2026, NASA POWER ([NASA POWER | Visor de acceso a datos \(DAV\)](#)).

De acuerdo con los supuestos económicos incluidos en el Lake Resources Kachi Phase One DFS Addendum Presentation (2025), el modelo proforma de costos energéticos considera que Kachi asumiría, en términos proporcionales al consumo en MWh, una parte significativa de la inversión correspondiente a la instalación del primer tramo de la línea de transporte de alta tensión LEAT 345 kV y la totalidad del capital asociado al segundo tramo LEAT 220 kV. Esta asignación de costos tiene un impacto relevante sobre el gasto operativo total del proyecto. No obstante, existen oportunidades potenciales para optimizar el costo de la energía. Entre ellas se contempla la incorporación de nuevos usuarios a la línea de transmisión, lo que permitiría distribuir los costos de infraestructura, así como la evaluación de soluciones energéticas complementarias o alternativas, tales como generación geotérmica, solar o el suministro de gas natural licuado transportado por camión. En este marco, se mantienen negociaciones con YPF Luz, mientras Lake Resources continúa analizando opciones orientadas a asegurar la solución de suministro eléctrico más competitiva y eficiente para el desarrollo del proyecto (Lake Resources, p. 16). Desde el

punto de vista jurídico y operativo, Secretaría de Minería (2024) señala que, la titularidad del proyecto corresponde a Lake Resources en su carácter de propietaria de los derechos y activos asociados, mientras que la gestión operativa y la ejecución de las actividades en campo se encuentran a cargo de Morena del Valle Minerals S.A., en su calidad de operadora designada. Esta diferenciación entre propiedad y operación implica una delimitación clara de responsabilidades, particularmente en lo relativo al cumplimiento normativo, la gestión ambiental y la tramitación de autorizaciones ante las autoridades competentes (Lake Resources, p. 32).

## **1. Estado del Arte**

El desarrollo de sistemas fotovoltaicos combinados con almacenamiento en baterías (PV-BESS) en Argentina se encuentra en una etapa temprana de implementación, aunque en los últimos años se observa un creciente interés institucional por incorporar esta tecnología dentro de la planificación del sistema eléctrico. Los sistemas de almacenamiento mediante baterías permiten almacenar energía eléctrica generada en períodos de alta producción renovable y liberarla posteriormente cuando la demanda lo requiere, aportando flexibilidad operativa, reservas de potencia y capacidad de respuesta rápida ante variaciones de carga. De acuerdo con información oficial del Gobierno argentino, el almacenamiento eléctrico constituye una herramienta tecnológica que permite responder rápidamente ante variaciones de demanda, aportar flexibilidad al despacho de energía y mejorar la seguridad del sistema eléctrico al reducir la probabilidad de interrupciones del servicio (Secretaría de Energía, Comunicado, 2026).

El interés por esta tecnología se refleja en el avance regulatorio reciente orientado a incorporar centrales de almacenamiento al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). En particular, la Secretaría de Energía impulsó convocatorias específicas para instalar sistemas BESS que permitan brindar servicios de potencia y reservas operativas al mercado eléctrico mayorista. Estas iniciativas son instrumentadas por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), responsable de los contratos de abastecimiento y de la operación del sistema. Según la normativa publicada en el Boletín Oficial, la convocatoria AlmaGBA permitió adjudicar centrales de almacenamiento por aproximadamente 713 MW destinadas principalmente al Área Metropolitana de Buenos Aires, lo que constituye uno de los primeros procesos formales de incorporación de almacenamiento en la planificación energética nacional (Secretaría de Energía, Resolución 50/2026, 2026).

Paralelamente, el gobierno nacional lanzó nuevas convocatorias orientadas a expandir el almacenamiento hacia distintas regiones del país, en particular en nodos donde existen restricciones operativas o vulnerabilidad ante picos de demanda. Estas iniciativas

contemplan la instalación de aproximadamente 700 MW de almacenamiento mediante baterías con el objetivo de fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico y mejorar la capacidad de respuesta ante contingencias. De acuerdo con la información oficial difundida por la Secretaría de Energía, estas centrales permitirán aportar reservas operativas de corto plazo y mejorar la estabilidad del despacho eléctrico en el mercado mayorista (Secretaría de Energía, Comunicado, 2026). El desarrollo de sistemas híbridos fotovoltaicos con almacenamiento resulta particularmente relevante en el contexto de crecimiento de la generación solar en Argentina. Según datos del sector eléctrico nacional, el país cuenta con más de cuarenta parques solares distribuidos en distintas provincias que en conjunto superan los 1200 MW de potencia instalada conectada al Sistema Argentino de Interconexión. Esta expansión se produjo principalmente a partir del programa RenovAr y de distintos proyectos provinciales, lo que ha permitido consolidar a la energía solar como la segunda fuente renovable del país después de la eólica (Ingrassia, 2024).

Dentro de este conjunto de proyectos, se ubica el Parque Solar Andina de las Marianas en la provincia de Salta, al noroeste de Argentina, a una altitud aproximada de 3.770 metros sobre el nivel del mar, lo que implica condiciones operativas propias de entornos de alta montaña. La instalación contempla una central fotovoltaica con una potencia de 120 MWp, complementada por un sistema de almacenamiento energético de 72 MW y 288 MWh, configurándose como el mayor parque solar off-grid con almacenamiento de América Latina. Este proyecto destaca por su carácter completamente aislado de la red eléctrica nacional, destinando el cien por ciento de la energía generada al abastecimiento de una planta de producción de litio ubicada en el municipio de Tolar Grande, al pie de la Cordillera de los Andes. La titularidad corresponde a Litio Minera Argentina S.A., mientras que la empresa POWERCHINA suscribió el contrato de ejecución en noviembre de 2021, encontrándose actualmente en fase de desarrollo. En este contexto, el proyecto se posiciona como una de las mayores instalaciones solares de la región y como un referente técnico en la implementación de sistemas híbridos fotovoltaicos con almacenamiento para aplicaciones industriales en ubicaciones remotas y sin conexión a redes eléctricas convencionales (POWER CHINA Ltd., 2022).

El Parque Solar Cauchari también constituye uno de los desarrollos más representativos del sector fotovoltaico argentino y uno de los mayores de América Latina. Ubicado en la provincia de Jujuy, este complejo está compuesto por tres plantas fotovoltaicas que en conjunto alcanzan una potencia instalada cercana a 300–315 MW y una producción anual aproximada de 660 GWh. El proyecto fue desarrollado por la empresa estatal Jujuy Energía y Minería Sociedad del Estado y se encuentra emplazado en la región de la Puna a más de 4000 metros de altitud, aprovechando condiciones de irradiación solar excepcionales. Debido a su gran escala y a la elevada producción diurna característica de

las plantas fotovoltaicas, este tipo de instalaciones constituye un candidato potencial para procesos de hibridación con sistemas de almacenamiento BESS que permitan desplazar parte de la energía generada hacia las horas de mayor demanda (Ministerio del Interior, 2019). Otros proyectos solares de gran escala que podrían integrarse a esquemas de almacenamiento energético incluyen plantas como Altiplano 200, ubicada en la provincia de Salta, que posee una capacidad instalada cercana a 208 MWp y se beneficia de una de las mayores irradiaciones solares del continente. Este proyecto fue adjudicado en las licitaciones RenovAr y vende energía al sistema eléctrico nacional mediante contratos de largo plazo. En instalaciones de este tipo, la incorporación de almacenamiento permitiría optimizar el despacho energético, suavizar la variabilidad de la generación solar y mejorar la capacidad de suministro durante las horas de mayor demanda eléctrica (NEOEN, 2021).

Asimismo, se destacan nuevos desarrollos solares en expansión como el parque El Quemado, impulsado por YPF Luz en la provincia de Mendoza. Este proyecto alcanzará aproximadamente 305 MW de potencia instalada cuando esté completamente operativo, consolidándose como uno de los mayores emprendimientos fotovoltaicos del país. La magnitud de este tipo de proyectos refuerza el interés por integrar sistemas de almacenamiento que permitan gestionar la energía generada durante las horas de máxima radiación solar y liberarla posteriormente en momentos de mayor demanda del sistema eléctrico (Energía Estratégica, 2025).

## 2. Objetivos

En función de las condiciones de localización y carencia de infraestructura eléctrica del Proyecto Minero Kachi, se propone abordar el desarrollo de un proyecto solar fotovoltaico dedicado, complementado con un sistema de almacenamiento de energía en baterías (Battery Energy Storage System, BESS). La incorporación de almacenamiento resulta técnicamente justificada por la naturaleza continua del proceso industrial de producción de carbonato de litio, el cual requiere estabilidad en la provisión eléctrica y control de variaciones de tensión y frecuencia. El BESS permitirá gestionar la intermitencia inherente a la generación solar, suavizar rampas de potencia, cubrir la demanda en horarios nocturnos o de baja irradiancia. Desde el punto de vista económico, la alternativa solar con almacenamiento presenta ventajas estructurales en un horizonte de vida útil del proyecto estimado en 25 años. La elevada inversión inicial asociada a la línea de transmisión de aproximadamente 270 km y su esquema de asignación de costos -que contempla la participación proporcional en el primer tramo y la totalidad del segundo- impacta significativamente en el gasto operativo proyectado. La generación in situ mediante un parque fotovoltaico reduce la exposición a variaciones tarifarias, mitiga riesgos regulatorios

y permite internalizar parte de los costos energéticos dentro de la estructura de capital del proyecto, favoreciendo la previsibilidad financiera en el largo plazo. La adopción de una solución basada en energías renovables se alinea con las exigencias crecientes del mercado internacional del litio, particularmente en lo relativo a la trazabilidad de la huella de carbono en la cadena de suministro de baterías. La integración de generación solar y almacenamiento contribuye a disminuir las emisiones indirectas asociadas al consumo eléctrico (Alcance 2), fortaleciendo el posicionamiento del producto en mercados que demandan estándares ambientales cada vez más estrictos (Fong et al., 2014).

Adicionalmente, el presente Trabajo de Fin de Máster se inscribe, en términos generales, dentro del marco establecido en la Agenda 2030 para Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas. El Objetivo de Desarrollo Sostenible número 7, está orientado a garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna. Este objetivo constituye uno de los pilares fundamentales de la agenda internacional para la transición hacia sistemas energéticos más eficientes y menos dependientes de fuentes fósiles, promoviendo al mismo tiempo la expansión de tecnologías basadas en energías renovables y la mejora de la eficiencia energética en los distintos sectores productivos y sociales (ONU, 2015). Asimismo, el desarrollo de este trabajo mantiene una relación directa con otros objetivos estratégicos de la Agenda 2030. En particular, se vincula con el Objetivo de Desarrollo Sostenible número 13, centrado en la adopción de medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos, dado que la transformación del modelo energético representa uno de los instrumentos más relevantes para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a escala global. Paralelamente, el estudio también se alinea con el Objetivo de Desarrollo Sostenible número 11, orientado a promover ciudades y comunidades más sostenibles, resilientes e inclusivas, en la medida en que la planificación y la implementación de soluciones energéticas sostenibles contribuyen a mejorar la calidad ambiental urbana, optimizar el uso de los recursos y favorecer modelos de desarrollo territorial más equilibrados y sostenibles.

### **3. Marco Teórico**

#### **3.1. Generación Fotovoltaica**

Perpiñán Lamigueiro (2023), nos dice que un sistema fotovoltaico puede definirse como una configuración integrada de dispositivos eléctricos y electrónicos diseñada para convertir la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica utilizable. Este proceso de conversión se fundamenta en el efecto fotovoltaico, mediante el cual ciertos materiales semiconductores (silicio) generan una diferencia de potencial eléctrico cuando son expuestos a la luz solar. El elemento fundamental de estos sistemas es el módulo

fotovoltaico, constituido por un conjunto de células solares interconectadas que tienen la capacidad de transformar la energía luminosa incidente en electricidad en forma de corriente continua (Perpiñán Lamigueiro, p. 1). La información que amplía estos conceptos se encuentra en el ANEXO B. De acuerdo con el IEA Trends in Photovoltaic Applications (2025), en los últimos años la generación fotovoltaica utility-scale ha experimentado una transformación estructural impulsada por el crecimiento sin precedentes de la capacidad instalada global. En 2024, se añadieron aproximadamente 601 GW de nueva capacidad fotovoltaica, lo que elevó la capacidad acumulada mundial a más de 2,26 TW. Este crecimiento anual del 29 % refleja no solo la reducción sostenida de los costes de los módulos fotovoltaicos, sino también la consolidación de la energía solar como una tecnología estratégica dentro de los sistemas eléctricos globales. De hecho, la electricidad generada por sistemas fotovoltaicos se estima que cubrirá más del 10 % de la demanda eléctrica mundial, evitando de esta manera más de 1000 millones de toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub> anuales. Este contexto ha llevado a que la energía fotovoltaica pase de ser una tecnología competitiva a convertirse en un componente estructural de la transición energética global, especialmente en grandes instalaciones conectadas a red (IEA, p. 2).

Una de las transformaciones tecnológicas más relevantes en la industria fotovoltaica utility-scale es la transición acelerada hacia células de silicio cristalino tipo n. Históricamente, el mercado estuvo dominado por células tipo p, pero el avance en los procesos de fabricación ha permitido que las tecnologías n-type alcancen mayores eficiencias y menores tasas de degradación. Como resultado, la cuota de mercado de obleas tipo n aumentó aproximadamente del 30 % al 70 % en 2024. Esta transición es especialmente relevante para las plantas utility-scale debido a que el incremento de eficiencia permite maximizar la producción energética por superficie instalada, reduciendo simultáneamente los costes nivelados de electricidad (LCOE) en grandes instalaciones (IEA, p. 5).

En términos de eficiencia energética el Fraunhofer ISE (2025), indica que la tecnología fotovoltaica ha alcanzado niveles de rendimiento significativamente superiores a los registrados hace una década. Las células solares monocristalinas en laboratorio han alcanzado eficiencias récord del 27,8 %, mientras que las tecnologías de película delgada han logrado eficiencias del 23,4 % para CIGS (Copper Indium Gallium Selenide) y del 21 % para CdTe (Teluro de Cadmio). Asimismo, las células basadas en perovskitas han alcanzado eficiencias cercanas al 26,9 %, lo que evidencia su enorme potencial para futuras aplicaciones comerciales. En módulos comerciales, la eficiencia promedio de los módulos de silicio cristalino ha superado el 22,7 %, con valores máximos cercanos al 24,8 %, lo que demuestra el rápido progreso de la industria en la transferencia de mejoras tecnológicas desde el laboratorio hacia la producción industrial (Fraunhofer ISE, p. 7 y 33).

Por su parte, el IEA Trends in Photovoltaic Applications (2025) nos dice que adicionalmente a la evolución de las tecnologías de silicio, la investigación en células tándem basadas en perovskitas ha adquirido un protagonismo creciente en el desarrollo de la próxima generación de módulos fotovoltaicos. Las células tándem combinan materiales de diferente banda prohibida con el objetivo de aprovechar de forma más eficiente el espectro solar. En 2024 se alcanzaron eficiencias experimentales del 34,6 % en células tándem perovskita-silicio y del 30,1 % en obleas estándar M6, lo que representa valores significativamente superiores a los de las células convencionales de unión simple. Aunque todavía existen desafíos asociados a la estabilidad y durabilidad de estos materiales, diversas líneas piloto en Europa y China están avanzando hacia su comercialización, lo que podría transformar radicalmente el rendimiento energético de las plantas utility-scale en la próxima década (IEA, p. 6).

Otra innovación significativa en el diseño de módulos fotovoltaicos ha sido la estandarización progresiva de nuevas dimensiones de células y obleas. Los principales fabricantes han acordado converger hacia formatos rectangulares como M10 (182 mm) o G12 (210 mm), lo que permite incrementar la potencia nominal de los módulos sin aumentar proporcionalmente los costes de fabricación. Gracias a este proceso, los módulos comerciales alcanzaron potencias entre 440 W y 720 W en 2024, con modelos que superan incluso los 760 W en módulos bifaciales de gran formato destinados principalmente a plantas utility-scale. Este incremento de potencia por módulo reduce los costes de estructura, cableado y balance of system, contribuyendo a mejorar la competitividad económica de las grandes instalaciones solares (IEA Trends in Photovoltaic Applications, p. 5-6).

Entre las innovaciones más relevantes en plantas fotovoltaicas de gran escala destaca la rápida expansión de los módulos bifaciales. Estos módulos son capaces de captar radiación solar tanto por la cara frontal como por la posterior, aprovechando la radiación reflejada por el terreno (albedo). En condiciones adecuadas, el incremento de producción energética puede situarse alrededor del 15 %, aunque en combinación con seguidores solares de un eje puede alcanzar aumentos del 30-35 %. Como consecuencia de estas ventajas, más del 75 % de los módulos fabricados en 2024 fueron bifaciales, consolidando esta tecnología como el nuevo estándar en proyectos utility-scale (p. 6). Por su parte, la integración de sistemas de seguimiento solar también se ha convertido en una estrategia clave para maximizar el rendimiento energético en plantas de gran escala. Los seguidores de un eje pueden incrementar la producción anual entre un 15 % y un 35 %, mientras que los sistemas de doble eje pueden alcanzar mejoras del 25 % al 50 % respecto a instalaciones fijas. Aunque estos sistemas implican mayores costes de inversión y operación, su adopción se ha extendido especialmente en regiones con altos niveles de

irradiación directa, donde el incremento de generación compensa ampliamente el coste adicional de la infraestructura (IEA Trends in Photovoltaic Applications, p. 6).

En el contexto actual de la evolución tecnológica de la energía fotovoltaica, Svarc (2026) nos dice que los módulos solares de mayor eficiencia se basan predominantemente en células de silicio monocristalino de tipo N, destacándose configuraciones avanzadas como las de contacto posterior (BC), las de heterounión (HJT) y las tecnologías TOPCon. Estas soluciones presentan mejoras significativas en términos de eficiencia de conversión, menor degradación y mejor desempeño en condiciones de alta irradiancia y temperatura, en comparación con las tecnologías tradicionales. Históricamente, la industria estuvo dominada por células monocristalinas tipo P bajo la arquitectura PERC, debido a su menor coste de fabricación; no obstante, la tendencia actual evidencia una transición acelerada hacia tecnologías tipo N, impulsada por la necesidad de optimizar el rendimiento energético y reducir el costo nivelado de la electricidad en proyectos fotovoltaicos de gran escala. A continuación, se presenta en la Tabla 1 la comparativa de la eficiencia de los paneles fotovoltaicos en función del tipo de célula.

**Tabla 1**

*Eficiencia de Paneles Fotovoltaicos en Función del Tipo de Célula*

Tipo de célula fotovoltaica	Rango de eficiencia (%)
Policristalino	15 – 18 %
Monocristalino	16,5 – 19 %
PERC policristalino	17 – 19,5 %
PERC monocristalino	17,5 – 21 %
Monocristalino tipo N	19 – 21,5 %
HJT monocristalino tipo N	21,2 – 23,6 %
TOPCon monocristalino tipo N	21 – 23,8 %
Contacto posterior (BC) monocristalino tipo N	22 – 25 %

*Nota.* Elaboración propia a partir de Svarc (2026), Paneles solares más eficientes de 2026.

De acuerdo con el Fraunhofer ISE (2025), otro aspecto significativo en la evolución de las plantas fotovoltaicas utility-scale es la mejora del rendimiento operativo de los

sistemas. El indicador denominado *Performance Ratio* (PR), que mide la eficiencia real de un sistema fotovoltaico respecto a su rendimiento teórico, ha experimentado una mejora significativa. Mientras que antes del año 2000 los sistemas fotovoltaicos presentaban valores típicos cercanos al 70 %, actualmente los sistemas modernos alcanzan ratios entre el 80 % y el 90 %. Este incremento refleja mejoras en múltiples aspectos del diseño y operación de plantas fotovoltaicas, incluyendo avances en inversores, reducción de pérdidas eléctricas, optimización de estructuras y mejora en los procesos de operación y mantenimiento (Fraunhofer ISE p. 6). En ese sentido, una de las innovaciones más relevantes en el desarrollo reciente de plantas fotovoltaicas utility-scale es la evolución de la electrónica de potencia utilizada en los inversores centrales desarrollados por Ingeteam (2025). Los inversores constituyen el elemento fundamental encargado de convertir la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna compatible con la red eléctrica. En este contexto, los inversores centrales de última generación han incrementado significativamente su densidad de potencia, permitiendo concentrar mayores capacidades de conversión en equipos individuales. Esta elevada densidad de potencia permite reducir el número total de inversores necesarios en una planta solar, simplificando la arquitectura eléctrica y disminuyendo los costes asociados al balance de sistema. Una funcionalidad particularmente innovadora incorporada en esta serie de inversores es la integración de herramientas de diagnóstico basadas en electroluminiscencia.

### **3.2. Almacenamiento**

El Proyecto Kachi, ubicado en el Salar de Carachi Pampa (Catamarca, Argentina) a más de 3.500 msnm, presenta una demanda eléctrica máxima estimada en 72 MW y una carga sostenida de 57 MW, vinculada de manera casi exclusiva al proceso continuo de Extracción Directa de Litio (DLE). Dicho proceso impone una exigencia crítica sobre el suministro energético: la continuidad operativa no admite interrupciones sin afectar la integridad del ciclo productivo. Esta condición configura al almacenamiento de energía no como un componente auxiliar, sino como un elemento constitutivo del sistema de suministro eléctrico del proyecto. Desde el marco conceptual definido por la OLADE (2025), el almacenamiento de energía cumple la función esencial de retener electricidad generada en periodos de excedente productivo para liberarla cuando la demanda lo requiere. En el caso del Proyecto Kachi, esta función adquiere una dimensión específica: la generación fotovoltaica es intrínsecamente variable y está condicionada por la disponibilidad solar que, si bien es excepcional en la región con una irradiación media diaria de 8,33 kWh/m<sup>2</sup> y valores mensuales superiores a 250 kWh/m<sup>2</sup>, se concentra en las horas centrales del día y cesa completamente durante la noche. Dado que el proceso DLE opera en régimen

continuo las 24 horas, la incorporación de un sistema BESS resulta técnicamente indispensable para cubrir la demanda eléctrica en los periodos de baja o nula irradiancia y para gestionar la variabilidad intrínseca de la generación fotovoltaica. En ausencia de sistemas de almacenamiento adecuados, una fracción considerable de la energía producida no puede ser utilizada de manera óptima o incluso se desaprovecha, impactando negativamente tanto en la eficiencia operativa como en la viabilidad económica del proyecto (OLADE, 2025, p. 7).

Un desafío estructural del emplazamiento es el frecuente desajuste entre los momentos de generación solar y los patrones de consumo del proceso productivo. La producción fotovoltaica alcanza su máximo alrededor del mediodía, mientras que la operación del proceso DLE exige suministro continuo a lo largo de las 24 horas. Esta falta de sincronía genera la necesidad de mecanismos capaces de almacenar los excedentes energéticos diurnos y liberarlos durante los periodos nocturnos o de baja irradiancia. El aumento de la participación de fuentes renovables intermitentes introduce además mayores niveles de incertidumbre en la planificación del despacho eléctrico, obligando en muchos casos a mantener reservas operativas adicionales. Asimismo, en un emplazamiento aislado como Carachi Pampa —sin posibilidad de evacuación de excedentes hacia una red interconectada—, el almacenamiento constituye el único mecanismo disponible para evitar episodios de sobreenergación y vertimiento de energía limpia (OLADE, 2025, p. 8).

Según el IEA (2024), el almacenamiento electroquímico de energía constituye un pilar fundamental en la transición hacia sistemas energéticos descarbonizados, particularmente por su capacidad de aportar flexibilidad, estabilidad y gestionabilidad a redes con alta penetración de renovables. Para el Proyecto Kachi, los parámetros determinantes en la selección tecnológica no son la densidad energética —criterio prioritario en la movilidad eléctrica— sino el coste por ciclo, la vida útil, la estabilidad operativa y la capacidad de soportar ciclos de carga y descarga frecuentes y profundos a lo largo del horizonte de 25 años del proyecto. Bajo estos criterios, las baterías de fosfato de hierro y litio (LFP) se presentan como la opción más adecuada, en virtud de su mayor estabilidad térmica, su menor tasa de degradación por ciclo y su idoneidad para descargas de corta y media duración. Esta elección resulta coherente con el perfil operativo del sistema: ciclos diarios profundos determinados por la alternancia entre la generación solar diurna y la demanda nocturna del proceso DLE. Las baterías de iones de litio dominan ampliamente el mercado de almacenamiento estacionario debido a su madurez tecnológica, elevada eficiencia y capacidad de respuesta rápida, lo que consolida la selección propuesta dentro del estado del arte vigente (IEA, p. 45-47).

Paralelamente al dominio de la tecnología LFP, el mercado desarrolla alternativas orientadas a cubrir distintas escalas temporales de almacenamiento. Las baterías de sodio-

ión han adquirido relevancia reciente debido a su potencial para reducir la dependencia de materiales críticos y abaratar costes, aunque presentan limitaciones en densidad energética y vida útil que condicionan su aplicación a nichos específicos, cuya competitividad está además fuertemente influenciada por la volatilidad del precio del litio. Para el almacenamiento de media y larga duración, las baterías de flujo redox —especialmente las basadas en vanadio— representan una alternativa prometedora gracias a su arquitectura modular que permite desacoplar potencia y capacidad energética, facilitando la escalabilidad del sistema. Tecnologías emergentes como las baterías de hierro-aire plantean el potencial de extender el almacenamiento a escalas de semanas, aunque persisten incertidumbres significativas respecto a su viabilidad técnica y económica a gran escala. La Figura 3 ilustra el panorama comparativo de estas tecnologías según su duración de descarga, contextualizando la posición de la tecnología LFP seleccionada para el Proyecto Kachi dentro del espectro de opciones disponibles. La información que amplía este desarrollo se encuentra en el ANEXO C.

**Figura 3**

*Tecnologías de Baterías para Almacenamiento Según la Duración*

	Storage duration				
	4h or less	4h to 8h	Days	Weeks	Seasonal
Lithium-ion	●	●	●	●	●
Sodium-ion	●	●	●	●	●
Redox flow	●	●	●	●	●
Iron air	●	●	●	●	●

● Suitable      ● Marginal      ● Unsuitable

*Nota.* Adaptado de *Batteries and Secure Energy Transitions*, por IEA, 2024, IEA ([Batteries and Secure Energy Transitions](#)). CC By 4.0.

### 3.3. Gestión de Activos

La gestión de activos de un sistema híbrido fotovoltaico con almacenamiento en baterías, en el contexto del Proyecto Kachi, trasciende los enfoques convencionales de mantenimiento y se configura como una estrategia integral orientada a preservar el rendimiento energético, la disponibilidad operativa y la sostenibilidad económica de la

instalación durante todo su horizonte de vida útil de 25 años. En un emplazamiento caracterizado por condiciones ambientales extremas —altitud superior a 3.500 msnm, alta irradiación ultravioleta, ciclos térmicos pronunciados, suelos salinos y vientos de alta velocidad propios de la Puna andina—, la gestión de activos adquiere una complejidad técnica específica que condiciona el diseño, la selección de materiales y los procedimientos operativos desde las etapas más tempranas del proyecto.

Tal como señala De las Heras León (2024), el mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas debe entenderse no como una intervención técnica puntual, sino como un proceso continuo de supervisión, análisis y mejora orientado a preservar el funcionamiento del sistema en las condiciones para las que fue diseñado (De las Heras León, p. 78). En el Proyecto Kachi, esta premisa adquiere una dimensión crítica dado que el proceso de Extracción Directa de Litio (DLE) opera en régimen continuo, lo que implica que cualquier reducción significativa de la disponibilidad energética tiene un impacto directo sobre la productividad de la planta y la estructura de costes del proyecto. Por ello, el plan de operación y mantenimiento (O&M) se concibe como un pilar estratégico del modelo de negocio, cuyo objetivo no es únicamente corregir averías sino anticiparlas, minimizar los tiempos de indisponibilidad y optimizar el rendimiento del sistema a lo largo del ciclo de vida.

El plan de O&M del Proyecto Kachi integra de forma estructurada el mantenimiento preventivo y el correctivo, dos enfoques complementarios dentro de una política integral de gestión técnica. El mantenimiento preventivo se caracteriza por su enfoque proactivo: busca anticiparse a los posibles fallos mediante la supervisión periódica del estado de los componentes y la realización de intervenciones planificadas antes de que se produzcan averías (De las Heras León, 2024, p. 79-80). En el contexto específico de Carachi Pampa, resultan especialmente prioritarias las verificaciones periódicas del estado del galvanizado de las estructuras metálicas —dado el elevado potencial corrosivo derivado de la presencia de sales en el suelo y la atmósfera—, la integridad de las conexiones eléctricas y el correcto funcionamiento de los sistemas de gestión térmica del BESS. Las intervenciones se programarán preferentemente en horarios nocturnos para eliminar el impacto sobre la producción energética. La escala y criticidad del proyecto justifican una frecuencia de inspección superior a la mínima recomendada para instalaciones conectadas a red, que es de carácter semestral (De las Heras León, 2024, p. 82).

Una función crítica dentro del mantenimiento preventivo en el Proyecto Kachi es el seguimiento continuo del estado de los módulos fotovoltaicos mediante técnicas de diagnóstico avanzado. La acumulación de polvo y partículas propias del entorno desértico de la Puna constituye una de las principales causas de degradación de la producción energética, por lo que se establecerá un programa sistemático de limpieza activado cuando

la desviación de corriente entre strings supere el umbral del 2%. Complementariamente, se aplicarán inspecciones mediante electroluminiscencia SWIR —utilizando el inversor INGECON SUN 3Power U C Series Plus de Ingeteam para inyectar corriente controlada en los módulos y cámaras Widy Sens 640 montadas en drones para el registro nocturno de imágenes—, lo que permitirá detectar microfisuras, células inactivas y degradación inducida por potencial de forma no invasiva y georreferenciada. Los equipos electrónicos, como inversores y sistemas de monitorización, también requerirán revisiones periódicas que incluirán la verificación de rangos de tensión, la inspección del estado del cableado y el análisis de los registros de funcionamiento del sistema (De las Heras León, 2024, p. 162-164).

En relación con el sistema BESS, la gestión de activos incluye el monitoreo continuo de los parámetros electroquímicos y térmicos de las baterías a través del sistema de gestión de baterías (BMS): estado de carga (SoC), estado de salud (SoH), profundidad de descarga (DoD) y temperatura por módulo. Se establecerán rangos de operación óptimos que limiten el estrés electroquímico sobre los electrodos, prolonguen la vida útil de las celdas y prevengan la fuga térmica —riesgo especialmente relevante en un emplazamiento remoto sin servicios de emergencia próximos—. El BMS ejecutará acciones automáticas de protección ante eventos de sobretensión, desequilibrio de tensiones o condiciones de operación fuera de rango, y aplicará estrategias de balanceo de celdas para homogeneizar el envejecimiento del sistema. El seguimiento continuo de la capacidad útil del BESS a lo largo del tiempo permitirá programar sustituciones parciales de módulos de forma anticipada, optimizando los costes de reposición dentro del horizonte de 25 años del proyecto (De las Heras León, 2024, p. 165-166).

A pesar de la importancia del mantenimiento preventivo, en la práctica resulta inevitable la aparición de averías que requieren la aplicación de mantenimiento correctivo. En el Proyecto Kachi, este se estructura en tres niveles de intervención: resolución de incidencias sin sustitución de componentes, sustitución parcial o total de equipos defectuosos, y actualización o reconfiguración de sistemas electrónicos y software de control. Cada incidencia será clasificada según su criticidad y su impacto en la producción energética, priorizando la resolución de fallos que impliquen pérdidas significativas de rendimiento o riesgos de seguridad. El proceso comienza siempre con el diagnóstico de la avería, cuya eficiencia depende de la experiencia del personal técnico, la disponibilidad de documentación técnica y la existencia de registros históricos de fallos que permitan identificar patrones de comportamiento del sistema (De las Heras León, 2024, p. 191-195).

La infraestructura de monitorización del Proyecto Kachi descansa sobre un sistema SCADA que integra en tiempo real las variables eléctricas y ambientales de toda la instalación: corriente, tensión, potencia, irradiancia, temperatura de módulos y rendimiento

por string. Este sistema constituye la base del mantenimiento predictivo, al permitir detectar desviaciones respecto a los valores esperados de producción, configurar alarmas automáticas ante anomalías fuera de umbral y generar registros históricos que alimentan los modelos de degradación y la toma de decisiones. Toda la información operativa será registrada en un sistema GMAO (Gestión de Mantenimiento Asistido por Ordenador), garantizando la trazabilidad técnica, el control documental y el cumplimiento de las garantías de fabricante.

La gestión eficiente del mantenimiento en el Proyecto Kachi requiere, por tanto, la integración equilibrada de estrategias preventivas, correctivas y predictivas. El rendimiento global de esta estrategia se evaluará de forma continua mediante indicadores clave de desempeño: Performance Ratio (PR), disponibilidad técnica, tasa de fallos por componente y tiempo medio de reparación (MTTR). Esta evaluación sistemática permitirá retroalimentar el plan de O&M, optimizar la asignación de recursos y garantizar que el sistema FV+BESS mantenga los niveles de producción energética comprometidos a lo largo de los 25 años de vida útil del proyecto (De las Heras León, 2024, p. 203-205).

### **3.4. Evaluación Financiera**

La evaluación financiera de proyectos energéticos, particularmente en el contexto de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento (PV + BESS), se encuentra intrínsecamente ligada a la magnitud de las inversiones requeridas y a la capacidad de generar flujos de caja suficientes para su recuperación. El desarrollo del sector eléctrico implica elevados requerimientos de capital, lo que justifica el uso de metodologías avanzadas como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) para evaluar la viabilidad económica. En este contexto, el análisis financiero debe considerar no solo los costes de inversión inicial, sino también la estructura de ingresos, la estabilidad regulatoria y los mecanismos de financiación disponibles, especialmente en proyectos intensivos en capital como los sistemas híbridos PV + BESS.

El IEA Trends in Photovoltaic Applications 2025, indica que los principales factores que determinan el costo nivelado de la electricidad (LCOE) se estructuran en torno a componentes económicos y operativos clave que condicionan la viabilidad de los proyectos de generación. En primer lugar, destacan los costos de inversión inicial, comúnmente denominados overnight capital costs, que representan el desembolso necesario para la construcción de la instalación en ausencia de costos financieros. A estos se suma el factor de capacidad, un parámetro fundamental que expresa la relación entre la producción real de energía a lo largo de un año y la capacidad máxima nominal de la planta, reflejando así su grado de aprovechamiento efectivo bajo condiciones operativas reales. Asimismo, el costo

de los insumos energéticos constituye un elemento determinante, especialmente en tecnologías que dependen de combustibles, dado su impacto directo sobre los costos variables de generación. De igual manera, deben considerarse los costos asociados a la operación y el mantenimiento, los cuales abarcan tanto las actividades rutinarias como las intervenciones correctivas necesarias para garantizar la continuidad y eficiencia del servicio. En este contexto, las hipótesis relativas a la vida útil económica adquieren especial relevancia, estableciéndose generalmente en torno a 25 años para tecnologías como la geotermia de nueva generación y la energía solar fotovoltaica, lo que permite distribuir los costos a lo largo del periodo de explotación y estimar de manera consistente el costo unitario de la electricidad generada (IEA Trends in Photovoltaic Applications, p. 453).

En términos económicos, el Fraunhofer ISE (2025) indica que la reducción de costes ha sido uno de los principales motores de la expansión de la energía fotovoltaica utility-scale. En 2024 el coste nivelado de la electricidad generada por grandes plantas fotovoltaicas se situó en torno a 0,039 €/kWh a nivel global, con valores aún menores en las regiones con mejores condiciones de irradiación solar. Paralelamente, el coste total de instalación de plantas fotovoltaicas a gran escala se situó en aproximadamente 639 €/kWp. Estas reducciones de coste son el resultado de economías de escala, mejoras tecnológicas y optimización de las cadenas de suministro globales (Fraunhofer ISE, p. 47-48). Uno de los fenómenos estructurales más relevantes en el desarrollo reciente del sector fotovoltaico es el cambio en los modelos de negocio. Mientras que en las primeras etapas del desarrollo de la industria el crecimiento del mercado estuvo fuertemente impulsado por políticas de subsidios y tarifas reguladas, actualmente se observa una transición hacia modelos basados en contratos de compraventa de energía (Power Purchase Agreements, PPA). Este cambio refleja la creciente competitividad de la energía solar frente a otras tecnologías de generación eléctrica y su capacidad para desarrollarse en mercados energéticos liberalizados sin necesidad de incentivos directos (Fraunhofer ISE, p. 5). Otro indicador clave para evaluar la sostenibilidad de la tecnología fotovoltaica es el tiempo de retorno energético (Energy Payback Time o EPBT), que representa el tiempo necesario para que un sistema genere la misma cantidad de energía que se utilizó para fabricarlo. Actualmente, los sistemas fotovoltaicos modernos presentan tiempos de retorno energético inferiores a dos años, e incluso cercanos a un año en regiones con alta irradiación solar. Considerando una vida útil típica de 20 a 25 años, estos sistemas pueden generar entre 20 y 25 veces la energía requerida para su fabricación, lo que confirma el alto rendimiento energético de la tecnología fotovoltaica desde una perspectiva de ciclo de vida (Fraunhofer ISE, p. 8 y 37).

### **3.5. Normativas y Leyes Aplicables**

La Tabla 2 (ANEXO B) sintetiza el marco normativo aplicable al diseño, implementación y operación de sistemas híbridos fotovoltaicos con almacenamiento energético (FV + BESS), integrando legislación nacional, estándares técnicos internacionales y requisitos de seguridad eléctrica, funcional y ambiental. Este conjunto de normas establece el marco para la correcta integración del sistema en la red eléctrica, la confiabilidad operativa de los componentes y la mitigación de riesgos asociados al uso de electrónica de potencia y baterías de ion-litio, particularmente en configuraciones de utility scale. La selección normativa se ha estructurado de manera coherente con los subsistemas principales del proyecto, facilitando la trazabilidad entre requisitos regulatorios y decisiones de diseño.

## **4. Metodología**

En primer lugar, en lo relativo a la generación fotovoltaica, se procederá al análisis del recurso solar disponible en el emplazamiento seleccionado mediante el estudio de bases de datos meteorológicas reconocidas internacionalmente, tales como las proporcionadas por la National Aeronautics and Space Administration (NASA) o por el Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) de la Comisión Europea. A partir de dicha información se determinarán los principales parámetros característicos del recurso, tales como irradiación global horizontal, irradiación en plano inclinado y temperatura ambiente media. Posteriormente, se desarrollará el dimensionamiento preliminar del campo fotovoltaico, incluyendo la selección de módulos, inversores y configuración eléctrica, con base en criterios de eficiencia, pérdidas del sistema, factor de rendimiento y adecuación a las condiciones ambientales del sitio. Se realizará asimismo una estimación de la producción energética anual mediante herramientas de simulación reconocidas en la industria, considerando pérdidas por temperatura, suciedad, desajustes eléctricos y degradación. Esta etapa permitirá establecer el perfil de generación esperado y servirá de base para el análisis del sistema de almacenamiento y la evaluación económica.

En segundo término, respecto del sistema de almacenamiento mediante baterías (BESS), se abordará el dimensionamiento técnico en función de los requerimientos de demanda, perfil de carga y estrategia de operación del sistema. Se analizarán distintas tecnologías disponibles en el mercado, con especial énfasis en baterías de ion-litio, evaluando parámetros como densidad energética, profundidad de descarga, vida útil en ciclos, eficiencia de carga-descarga y condiciones de operación térmica. El dimensionamiento considerará escenarios de operación que permitan optimizar la gestión de la energía generada, reducir vertimientos y mejorar la estabilidad del suministro. Asimismo, se estimarán las pérdidas asociadas al sistema de almacenamiento y su impacto

en el rendimiento global de la planta, estableciendo la capacidad óptima del sistema en términos de potencia y energía almacenada.

En lo que concierne a la evaluación financiera del proyecto, se desarrollará un modelo económico-financiero que integre las inversiones iniciales (CAPEX), los costos operativos (OPEX), los costos de reposición y las posibles fuentes de financiamiento. Se aplicarán herramientas de evaluación financiera tales como el cálculo del Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el período de recuperación de la inversión. Asimismo, se realizará un análisis de sensibilidad considerando variaciones en variables críticas como el precio de la energía, la tasa de descuento, el costo de los equipos y la vida útil del sistema. El modelo permitirá determinar la viabilidad económica del proyecto y comparar distintos escenarios de financiamiento, incluyendo capital propio, deuda y esquemas mixtos.

En relación con el mantenimiento de activos, se adoptará un enfoque basado en la gestión integral del ciclo de vida, contemplando estrategias de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo. Se identificarán los principales componentes críticos tanto del sistema fotovoltaico como del sistema de almacenamiento, evaluando sus modos de fallo y requerimientos de inspección periódica. Se analizarán indicadores clave de desempeño, tales como disponibilidad, confiabilidad y tasa de fallas, con el objetivo de estimar el impacto del mantenimiento en la producción energética y en los costos operativos. Esta sección permitirá definir un plan de mantenimiento técnicamente fundamentado que contribuya a maximizar la vida útil del proyecto y a minimizar interrupciones no programadas.

Una vez desarrolladas las etapas metodológicas anteriores, el trabajo incorporará un apartado destinado a la presentación de los resultados obtenidos. En dicha sección se expondrán los principales outputs derivados del dimensionamiento técnico, la simulación energética y la modelización financiera. Posteriormente, se incluirá un apartado de discusión, en el cual se analizarán críticamente los resultados alcanzados, contrastándolos con antecedentes y estándares de la industria y posibles escenarios alternativos. Esta discusión permitirá evaluar la robustez de las hipótesis planteadas, identificar limitaciones metodológicas y valorar el grado de consistencia técnica y económica del proyecto en su conjunto. Las conclusiones se elaborarán a partir de la integración de los resultados y su discusión crítica, sintetizando los principales hallazgos del estudio y formulando recomendaciones orientadas a la optimización del diseño, la operación y la sostenibilidad del sistema en el largo plazo. En este contexto, la evaluación de impacto ambiental constituye una obligación inherente al titular y al operador del proyecto dentro del marco regulatorio vigente, y su desarrollo requiere estudios específicos de carácter interdisciplinario, así como procedimientos administrativos y técnicos que exceden el alcance y los objetivos del presente Trabajo Fin de Máster. En consecuencia, y

considerando que el enfoque de este trabajo se centra en el análisis técnico, energético y económico del sistema propuesto, la evaluación del impacto ambiental quedará expresamente excluida del ámbito de estudio, sin perjuicio de reconocer su relevancia estratégica para la implementación efectiva y sostenible del proyecto. Por último, y exclusivamente con la finalidad de mejorar la calidad de la redacción del presente Trabajo Fin de Máster, se hará uso de herramientas de inteligencia artificial como apoyo durante el proceso de elaboración del documento.

## 5. Generación Fotovoltaica

### 5.1. Localización

El Proyecto Kachi se localiza en el Salar de Carachi Pampa - en las coordenadas  $26^{\circ} 31' 12''$  de latitud sur y  $67^{\circ} 25' 48''$  de longitud oeste- en la Provincia de Catamarca, aproximadamente a 100 km al sur de la operación que desarrolla Livent en el Salar del Hombre Muerto, uno de los distritos litíferos más relevantes del noroeste argentino (Figura 4).

#### Figura 4

*Localización del Proyecto Kachi*



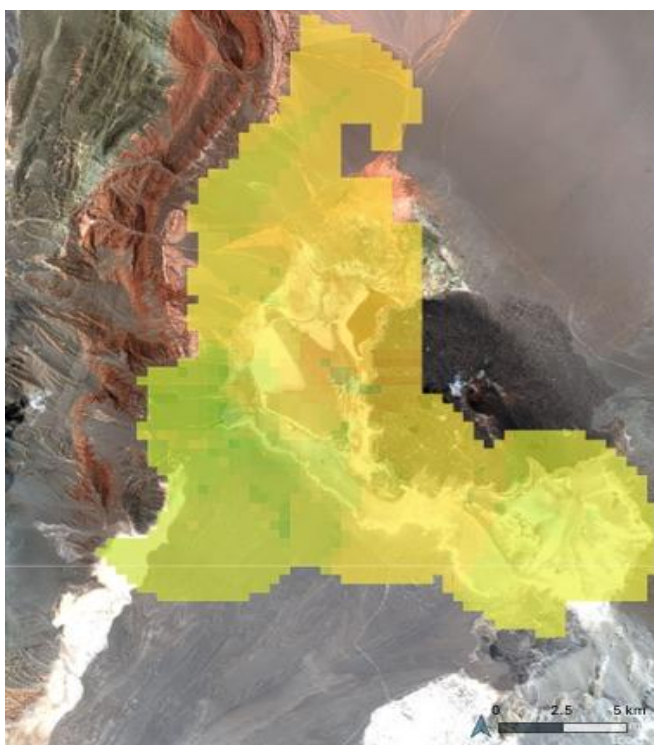
*Nota.* Adaptado de *Google Earth*, por Google Earth, 2026, ([Google Earth](https://www.google.com/earth/)).

La actual Región de la Puna es la continuación meridional del Altiplano Boliviano, con una altitud promedio de 4.400 metros sobre el nivel del mar (msnm), aunque las elevaciones del Proyecto son considerablemente menores, alrededor de 3.010 msnm, lo que ofrece ventajas significativas desde el punto de vista climático y operativo. El área total

del proyecto abarca aproximadamente 74.000 hectáreas (Figura 5), lo que le confiere una escala significativa dentro del contexto regional de exploración y desarrollo de recursos de litio en salares andinos (Secretaría de Minería, 2024). En relación con la estimación previamente indicada, se realizó una consulta directa a la empresa desarrolladora debido a la discrepancia existente entre fuentes oficiales, donde organismos gubernamentales referenciaban una superficie de proyecto de 74.000 hectáreas, mientras que documentación técnica más reciente indicaba valores inferiores. Como resultado de dicha consulta, se confirmó que la cifra anteriormente mencionada se encuentra desactualizada. De acuerdo con la información proporcionada por la empresa, la superficie de la explotación será aproximadamente de 24.000 hectáreas. En este sentido, la referencia válida para la definición de la escala productiva corresponde a los valores establecidos en el Definitive Feasibility Study Addendum, el cual constituye la fuente oficial más actualizada y técnicamente fundamentada (Figura 9, ANEXO A).

### Figura 5

#### *Área Total del Proyecto*



*Nota.* Adaptado de *Lake Resources*, por Lake Resources, 2025, ([ASX:LKE - Amendment to Resource Update](#)).

## 5.2. Marco Geológico

La cuenca de Carachi Pampa constituye un sistema endorreico desarrollado bajo condiciones climáticas áridas, cuyo relleno sedimentario está conformado por una sucesión interestratificada de depósitos lacustres y aluviales. Estos sedimentos incluyen gravas, arenas, limos y arcillas, asociados a eventos volcánicos episódicos que dieron lugar a la acumulación de ignimbritas, tobas y basaltos, evidenciando la interacción entre procesos sedimentarios continentales y actividad volcánica regional. Desde el punto de vista estructural, la cuenca se encuentra limitada hacia el este y el oeste por cordones montañosos con orientación predominante norte-sur, originados por fallamiento inverso que expone secuencias del basamento rocoso. Estos afloramientos alcanzan cotas cercanas a los 5.100 m sobre el nivel del mar y configuran un marco morfoestructural que condiciona tanto el aporte sedimentario como la dinámica hidrológica interna. En el sector sur se emplaza el complejo piroclástico Cerro Blanco, principal fuente de los flujos piroclásticos responsables de la depositación de ignimbritas y tobas dentro de la cuenca. Hacia los márgenes norte y noreste se desarrollan las elevaciones vinculadas a Antofagasta de la Sierra y al complejo volcánico Cerro Galán, que constituyen elementos topográficos dominantes en el contexto regional. En el flanco oriental predominan rocas del basamento cristalino de edad precámbrica, que presentan una pendiente suave hacia el interior de la cuenca. Por su parte, en el borde occidental, particularmente en la Sierra de Los Colorados, afloran secuencias sedimentarias continentales compuestas por areniscas y pelitas rojizas correspondientes a las formaciones Geste y Patquía de la Cuesta. Finalmente, alrededor del salar central se desarrollan extensos abanicos aluviales en todos los puntos cardinales, generados por la acumulación de sedimentos gruesos transportados desde los relieves circundantes mediante corrientes de alta energía. En conjunto, la cuenca posee un área de drenaje aproximada de 9.494 km<sup>2</sup>, lo que define la magnitud de su sistema de captación hídrica y su relevancia hidrogeológica (Lake Resources, 2025).

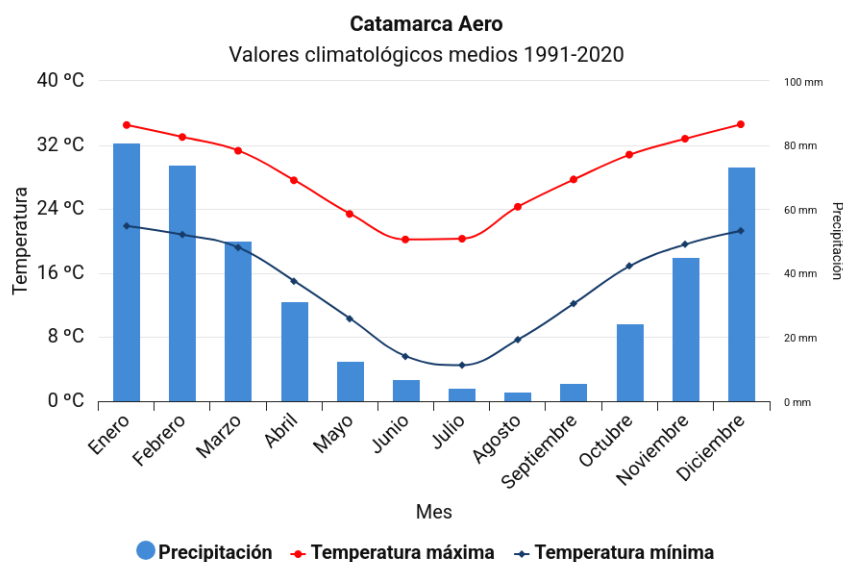
## 5.3. Condiciones Climáticas

El clima de la región de la Puna se caracteriza por condiciones frías y marcadamente áridas, con elevada radiación solar y vientos intensos que ejercen una influencia determinante sobre el comportamiento hidrológico de las cuencas endorreicas. Durante el invierno seco, los vientos pueden alcanzar velocidades de hasta 80 km/h, favoreciendo procesos de evaporación acelerada y contribuyendo a la concentración de sales en los sistemas lacustres y salinos. El régimen de precipitaciones presenta una marcada estacionalidad, concentrándose principalmente en los meses estivales, entre diciembre y marzo (Figura 6). Las precipitaciones ocurren mayormente en forma de lluvia,

aunque en determinadas ocasiones se registran nevadas, especialmente en cotas más elevadas. No obstante, los valores anuales acumulados son bajos, con promedios cercanos a 50 mm en el fondo de la cuenca y del orden de 200 mm en los sectores montañosos circundantes. Estas precipitaciones resultan significativamente inferiores a las tasas de evaporación potencial, que en el fondo de la cuenca alcanzan aproximadamente 1.500 mm por año. La marcada diferencia entre aportes hídricos y pérdidas por evaporación define un balance hídrico negativo, rasgo distintivo del ambiente puneño, y explica la fuerte tendencia a la concentración salina y al desarrollo de salares en este contexto geomorfológico y climático (Lake Resources, 2025).

**Figura 6**

*Régimen de Precipitaciones y Temperaturas*



*Nota.* Adaptado de *Servicio Meteorológico Nacional*, por Ministerio de Defensa, 2025, Servicio Meteorológico Nacional ([| Servicio Meteorológico Nacional.](#)).

#### 5.4. Datos de Partida

Lake Resources (2025), en el documento Kachi Project Definitive Feasibility Study Addendum, indica que la incorporación de mejoras tecnológicas, junto con la confirmación de una mayor calidad del recurso y la aplicación de criterios de ingeniería de valor, ha permitido optimizar de manera significativa el diseño energético del Proyecto Kachi. Como resultado de estas optimizaciones, la demanda eléctrica estimada de la planta se ha reducido desde los 82 MW contemplados en el diseño original hasta aproximadamente 72 MW de potencia máxima en la configuración actualizada, con una carga operativa sostenida cercana a 57 MW. Por otra parte, Schenker & Pfister (2025) señalan, en la Figura 7 de su

estudio, que el proceso productivo presenta un consumo energético específico aproximado de 6,1 kWh por kilogramo de carbonato de litio (p. 6547); por lo que el sistema fotovoltaico aislado con almacenamiento en baterías deberá ser capaz de suministrar 18 MW de potencia de forma continua.

### Figura 7

#### Consumo de Energía en kWh por Kg de $\text{Li}_2\text{CO}_3$ en Kachi Project

Environmental Science & Technology pubs.acs.org/est Article

**Table 1. Material and Energy Demand Per kg of  $\text{Li}_2\text{CO}_3$  (Battery Grade)<sup>a</sup>**

site	technology	Li (wt %)	impurity (wt %)	heat (MJ)	power (kWh)	process water (kg)	CaO (kg)	$\text{H}_2\text{SO}_4$ (kg)	$\text{Na}_2\text{CO}_3$ (kg)	HCl (kg)	NaOH (kg)	resin (kg)	other (kg)	waste (kg)
Atacama	A	0.15	2.7	18	1.1	47	0.03	0.03	2.0	0.06	—	0.03	0.06	112
Tres Quebradas	A	0.10	4.4	24	1.7	53	—	0.04	1.9	0.11	—	0.06	0.12	174
Maricunga	A	0.09	1.8	49	1.6	200	0.2	0.13	2.5	0.13	—	0.06	0.81	132
Sal de Vida	A	0.08	1.1	13	1.1	33	0.4	0.00	1.9	0.00	—	0.00	0.00	27
Hombre Muerto North	A	0.07	1.1	48	1.3	61	3.4	0.05	1.9	0.28	—	0.08	0.69	261
Cauchari-Olaroz	A	0.05	0.9	24	1.2	56	2.7	0.00	1.9	0.19	—	0.08	0.36	226
Pastos Grandes	A	0.04	0.3	18	2.5	85	6.2	0.08	1.9	0.16	—	0.09	0.20	167
Olaroz	B	0.06	1.8	9	1.2	128	3.7	0.11	1.9	0.03	—	0.02	—	113
Silver Peak	B	0.02	0.7	8	1.4	67	0.3	0.00	1.9	0.03	—	0.02	—	93
Uyuni	C	0.07	3.5	241	3.9	336	—	0.04	37.6	3.96	0.5	0.04	—	101
Fenix	C	0.07	1.1	352	4.2	247	—	0.08	9.7	2.51	0.4	0.04	—	124
Rio Grande	C	0.03	1.3	388	4.2	261	—	0.08	13.0	6.77	0.5	0.04	—	124
Centenario	C	0.03	1.2	387	4.3	265	—	0.09	12.7	4.05	0.5	0.04	—	130
Rincon	C	0.03	1.6	430	4.4	269	—	0.10	12.7	8.88	0.5	0.04	—	134
Tolillar	C	0.03	0.2	442	5.4	269	—	0.11	11.3	3.74	0.5	0.04	—	139
Arizaro	C	0.03	3.1	457	4.5	324	—	0.11	25.0	19.55	0.5	0.04	—	139
Antofalla	C	0.03	0.8	446	4.5	252	—	0.11	6.6	5.42	0.5	0.04	—	141
Salinas Grandes	C	0.02	0.4	524	4.6	272	—	0.13	9.4	3.14	0.5	0.04	—	150
Kachi	C	0.02	*	546	6.1	304	—	0.14	15.5	4.31	0.5	0.04	—	158
Los Angeles	C	0.02	1.0	561	4.8	281	—	0.15	9.0	7.36	0.5	0.04	—	161
Pozuelos	C	0.02	1.1	656	5.0	328	—	0.17	17.9	11.29	0.5	0.04	—	172
Chaerhan	C	0.02	*	465	10.0	212	—	0.13	1.9	0.19	0.5	0.09	—	80
Qinghai Yiliping	C	0.02	*	444	10.0	212	—	0.13	1.9	0.19	0.5	0.09	—	80
Upper Rhine Graben	D	0.02	0.5	179	14.0	356	0.05	—	1.9	1.46	1.0	0.28	0.38	23
Salton Sea	D	0.02	2.6	172	13.8	357	2.4	—	1.9	2.05	1.0	0.28	3.72	37

<sup>a</sup>Impurity concentration signed with an \* means that there was no information on the impurity concentration and a proxy was used. The column "other" presents the sum of other chemicals used on-site. (A) Conventional chemical-based technology, (B) conventional ion exchanger technology, (C) DLE technology from continental brines, and (D) DLE technology from geothermal brines.

Nota. Adaptado de *Current and Future Impacts of Lithium Carbonate from Brines: A Global Regionalized Life Cycle Assessment Model*, por Environmental Science & Technology, 2025, Environmental Science & Technology ([Current and Future Impacts of Lithium Carbonate from Brines: A Global Regionalized Life Cycle Assessment Model](#)). CC - BY 4.0.

Este indicador resulta particularmente relevante para estimar la intensidad energética del proceso y verificar la coherencia entre la producción proyectada y la demanda eléctrica total de la instalación. Adicionalmente, para el dimensionamiento del sistema de generación fotovoltaica se emplearán los datos de recurso solar obtenidos mediante la herramienta PVGIS, que para la zona de emplazamiento del proyecto indican una irradiancia global anual aproximada de 2584.61 kWh/m<sup>2</sup>/año. Este parámetro constituye un elemento fundamental para estimar la producción energética del campo fotovoltaico y

evaluar su capacidad para cubrir la demanda eléctrica del proceso. Con el objetivo de garantizar la continuidad operativa del proceso de extracción durante las 24 horas del día y los 7 días de la semana, se plantea un escenario de almacenamiento de larga duración, correspondientes a autonomía de 24 horas. La modelización energética del sistema se llevó a cabo mediante el software especializado PVsyst en su versión 8.0.6, considerando dos configuraciones operativas diferenciadas con el fin de evaluar el comportamiento del sistema bajo distintos criterios de seguridad energética. En el primer escenario se analizó una solución basada exclusivamente en generación fotovoltaica complementada con un sistema de almacenamiento mediante baterías (BESS), dimensionada para alcanzar un factor solar del 100%, lo que implica la cobertura íntegra de la demanda energética mediante recurso solar. El segundo escenario incorpora, como medida de respaldo, un generador diésel destinado a operar únicamente durante los periodos más exigentes desde el punto de vista de la demanda y la disponibilidad de recurso solar. En este caso, el sistema se configura con un factor solar del 95%, permitiendo reducir el sobredimensionamiento del sistema de almacenamiento y optimizar el equilibrio entre fiabilidad de suministro y viabilidad técnico-económica, especialmente durante los meses considerados críticos en términos de balance energético. Dado que los reportes de PVSyst que respaldan las simulaciones son documentos independientes en formato PDF, se añadirán a este TFM como ANEXO F.

## **6. Solución Fotovoltaica + BESS**

### **6.1. Generador Fotovoltaico**

El campo fotovoltaico está constituido por 166.750 paneles fabricados por Trina Solar, correspondientes al modelo TSM-NEG-21C-20-720 Vertex, cada uno con una potencia nominal de 720 Wp bajo condiciones estándar de ensayo (STC). Estos módulos pertenecen a la categoría de paneles bifaciales de silicio monocristalino de elevada eficiencia, alcanzando un rendimiento de conversión del 23,20% en condiciones STC, lo que los sitúa dentro de los niveles más avanzados disponibles actualmente en el mercado fotovoltaico.

Desde el punto de vista de la configuración eléctrica, el generador se organiza en 6670 strings, integrando cada uno 25 módulos conectados en serie. Esta disposición permite alcanzar valores adecuados de tensión en circuito abierto que favorecen el funcionamiento óptimo de los seguidores del punto de máxima potencia (MPPT). Como resultado, la potencia pico global del sistema alcanza los 120 MWp, con una superficie total de captación de 517.984 m<sup>2</sup>. Considerando una temperatura operativa de 50 °C, la potencia en el punto de máxima potencia (Pmpp) disminuye hasta 111.4 MWp, registrándose una

tensión de 946 V y una corriente de 117802 A en dicho punto de operación. El seguimiento de la trayectoria solar se efectúa mediante seguidores de eje inclinado, caracterizados por una inclinación del eje de 47,3°, orientación azimutal de 0° y un intervalo de rotación comprendido entre -60° y +75°. El sistema emplea un algoritmo de optimización de irradiancia, orientado a maximizar la energía captada a lo largo del ciclo anual.

## **6.2. Sistema BESS**

El sistema de almacenamiento de energía está basado en tecnología de litio-ion de fosfato de hierro y litio (LFP), reconocida por su elevada seguridad intrínseca, larga vida útil ciclada, y estabilidad térmica y química. Las unidades empleadas son el modelo SUNGROW PowerTitan 3.0 ST6900UX-4H del fabricante SUNGROW, siendo 66 unidades instaladas en configuración paralela. El paquete de baterías resultante presenta un voltaje nominal de 1.280 V y una capacidad nominal de 356.008 Ah (medida en C10), lo que equivale a una energía almacenada total de 415.479,4 kWh. En la simulación se ha adoptado una temperatura de operación de 20 °C, representativa de condiciones térmicas controladas debido a que el sistema de almacenamiento integra un mecanismo de refrigeración líquida que garantiza la estabilidad térmica y favorece un desempeño óptimo del BESS. Conforme a las especificaciones del fabricante, el sistema presenta un rango de operación comprendido entre -30 °C y 45 °C, lo que evidencia su capacidad de funcionamiento bajo condiciones ambientales exigentes. La gestión de la batería se rige por umbrales de estado de carga (SOC): la carga se inicia cuando el SOC cae por debajo del 96% y se interrumpe al alcanzar el 80%, mientras que la descarga puede comenzar con un SOC de hasta el 35% y se detiene al llegar al umbral mínimo del 10%, lo que representa la descarga mínima admisible. El controlador universal actúa como convertidor MPPT, con un coeficiente de temperatura de -5,0 mV/°C/elemento. Las eficiencias del convertidor se establecen en un máximo del 97,0% y una eficiencia EURO del 95,0%.

## **6.3. Resultados Energéticos de la Simulación**

Los resultados obtenidos a partir de la simulación anual muestran un desempeño energético muy favorable del sistema proyectado. La energía solar disponible, determinada a partir de la irradiancia efectiva incidente sobre la superficie total de captación de los módulos, alcanza los 2616,1 GWh anuales. Por su parte, la energía solar realmente aprovechable, entendida como la energía que es entregada de forma efectiva al usuario final, se sitúa en 152,41 GWh al año. Este resultado implica una fracción solar (SF) del 99,80%, un valor prácticamente unitario que evidencia la capacidad del sistema para cubrir la totalidad de la demanda energética mediante generación fotovoltaica siendo cero el déficit

energético a lo largo del año. En cuanto al desempeño global del sistema, la relación de rendimiento (PR, Performance Ratio) alcanza el 33,42%. Este indicador, que expresa la relación entre la energía útil generada y la que el sistema produciría si operase de manera continua bajo condiciones estándar de ensayo (STC), presenta un valor inferior al habitual en instalaciones conectadas a red. Esta diferencia se explica principalmente por el volumen de energía excedentaria que no puede ser aprovechada debido a la saturación del sistema de almacenamiento. Dicha situación es característica de instalaciones aisladas que han sido dimensionadas con un margen elevado de seguridad energética, con el objetivo de asegurar un alto grado de autosuficiencia. Por tanto, este valor no debe interpretarse como una limitación técnica del diseño, sino como el resultado coherente de una estrategia orientada a maximizar la fiabilidad del suministro. La Figura 9, recoge los balances energéticos mensuales obtenidos en la simulación, expresados en GWh, junto con la fracción solar mensual para cada período.

## Figura 8

### Balances Energéticos Mensuales FV + BESS

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray GWh	E_User GWh	E_Solar GWh	EUnused GWh	EGrid GWh
Enero	269.7	48.09	15.31	303.4	286.1	31.28	12.95	12.95	17.09	0.000
Febrero	249.0	30.56	15.04	322.6	305.4	32.84	11.70	11.70	20.07	0.000
Marzo	237.0	33.43	14.28	348.8	330.5	35.53	12.95	12.95	21.37	0.000
Abril	192.1	23.67	10.77	327.8	310.9	33.51	12.54	12.54	19.73	0.000
Mayo	161.0	19.37	6.43	313.2	297.2	32.61	12.95	12.95	18.35	0.000
Junio	132.8	24.76	1.29	269.5	255.5	28.78	12.54	12.54	15.01	0.000
Julio	150.5	26.73	0.76	299.7	284.3	31.85	12.95	12.95	17.60	0.000
Agosto	181.0	24.22	6.87	323.0	306.4	33.50	12.95	12.95	19.23	0.000
Septiembre	222.2	26.75	8.00	351.4	333.2	36.27	12.54	12.54	22.50	0.000
Octubre	271.8	30.33	11.14	372.9	353.3	38.20	12.95	12.95	24.02	0.000
Noviembre	289.2	32.55	13.60	359.9	340.1	36.92	12.54	12.54	23.28	0.000
Diciembre	308.3	38.80	15.27	359.6	339.2	36.83	12.95	12.95	22.74	0.000
Año	2664.5	359.26	9.87	3951.7	3742.2	408.12	152.51	152.51	241.01	0.000

*Nota.* Adaptado de PVSyst Informe de simulación.

## 7. Solución Fotovoltaica + BESS + Diesel

### 7.1. Generador Fotovoltaico

El generador fotovoltaico presenta una potencia instalada de 66,24 MWp, constituido por 92.000 módulos bifaciales de silicio monocristalino de alta eficiencia del fabricante Trina Solar, modelo TSM-NEG-21C-20-720 Vertex, organizados en 3.680 cadenas de 25 módulos conectados en serie. La superficie total de captación asciende a 285.784 m<sup>2</sup>, lo que permite maximizar la captación de irradiación incidente. En condiciones de operación térmica a 50 °C, la potencia disponible en el punto de máxima potencia se reduce a 61,48 MWp, con una

tensión de operación de 946 V y una corriente de 64.994 A. El sistema de seguimiento solar se basa en estructuras de eje inclinado con una inclinación de 47,3°, orientación azimutal de 0° y un rango de movimiento angular comprendido entre -60° y +75°.

## **7.2. Sistema BESS**

El sistema de almacenamiento energético está basado en tecnología de baterías de ion-litio tipo LFP, concretamente el modelo SUNGROW PowerTitan 3.0 ST6900UX-4H del fabricante Sungrow. El banco de baterías está constituido por 37 unidades conectadas en paralelo, con una capacidad nominal de 199.580 Ah y una energía almacenada de aproximadamente 232.920 kWh. El sistema opera bajo una estrategia de control del estado de carga que limita el rango operativo entre un SOC mínimo del 10% y valores de carga superiores próximos al 96%, garantizando condiciones adecuadas de durabilidad y seguridad operativa.

## **7.3. Resultados Energéticos de la Simulación**

Los resultados energéticos obtenidos muestran una irradiación global horizontal anual de 2.616,1 kWh/m<sup>2</sup>, que tras el proceso de transposición y correcciones por pérdidas ópticas e incidencias angulares, se traduce en una irradiancia efectiva sobre el plano de los módulos de 3.731,5 kWh/m<sup>2</sup>. Estas condiciones permiten alcanzar una energía solar disponible de 210,97 GWh/año. Desde el punto de vista del balance energético, la energía solar útil suministrada al usuario alcanza 144,93 GWh/año, mientras que la demanda energética total del sistema asciende a 152,51 GWh/año. En consecuencia, la fracción solar obtenida es del 95,03%, lo que indica que la mayor parte de la energía requerida por la carga es cubierta mediante generación fotovoltaica. La energía no suministrada se sitúa en 7,58 GWh/año, concentrándose principalmente durante los meses de menor disponibilidad de recurso solar, particularmente en el periodo invernal, donde se observa una reducción de la fracción solar mensual hasta valores del orden de 0,865 en junio la que será suministrada por el generador diesel. La Figura 10, recoge los balances energéticos mensuales obtenidos en la simulación, expresados en GWh, junto con la fracción solar mensual para cada período.

**Figura 9***Balances Energéticos Mensuales FV + BESS + Diesel*

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	E_Avail GWh	EUnused GWh	E_Miss GWh	E_User GWh	E_Load GWh	SolFrac proporción
Ene. 20	260.2	281.9	16.40	3.65	0.498	12.45	12.95	0.962
Feb. 20	245.6	301.0	17.09	5.33	0.356	11.34	11.70	0.970
Mar. 20	232.3	324.7	18.17	5.78	0.805	12.15	12.95	0.938
Abr. 20	186.6	310.1	17.20	5.03	0.704	11.83	12.54	0.944
Mayo 20	160.1	307.3	17.23	4.51	0.543	12.41	12.95	0.958
Jun. 20	134.0	260.6	14.88	3.69	1.689	10.85	12.54	0.865
Jul. 20	151.9	295.7	16.68	4.22	0.858	12.09	12.95	0.934
Ago. 20	182.4	320.3	17.95	5.19	0.535	12.42	12.95	0.959
Sep. 20	220.0	329.3	18.23	6.15	0.798	11.74	12.54	0.936
Oct. 20	261.8	340.6	19.30	6.47	0.486	12.47	12.95	0.962
Nov. 20	282.5	331.4	18.99	6.29	0.198	12.34	12.54	0.984
Dic. 20	298.8	328.6	18.85	5.67	0.115	12.84	12.95	0.991
Año	2616.1	3731.5	210.97	61.97	7.584	144.93	152.51	0.950

*Nota.* Adaptado de PVSyst Informe de simulación.

La energía no suministrada se limita a 7,58 GWh/año, concentrándose principalmente en el periodo invernal debido a la combinación de menor disponibilidad de irradiación y mantenimiento de una demanda constante. El análisis mensual muestra que, durante los meses de mayor recurso solar, especialmente entre octubre y marzo, la fracción solar supera valores de 0,96, alcanzando un máximo de 0,991 en diciembre. Este comportamiento confirma la adecuada correspondencia entre la producción fotovoltaica y el perfil de carga. No obstante, se observa una cantidad significativa de energía excedentaria no utilizada, que asciende a 61,97 GWh/año, concentrada en los meses de mayor irradiación, lo que pone de manifiesto la limitación impuesta por la capacidad de almacenamiento energético y la naturaleza aislada del sistema.

## 8. Gestión de Activos

La gestión eficaz de activos en sistemas fotovoltaicos acoplados a almacenamiento (BESS) no comienza en la fase operativa, sino en el diseño. Las decisiones adoptadas en esta etapa inicial condicionan de forma estructural la fiabilidad, disponibilidad y el coste total de ciclo de vida (LCC) de la instalación. En proyectos utility scale, con horizontes de explotación mínimos de 25 años, la especificación de materiales debe responder a criterios de durabilidad frente a los principales vectores de degradación: radiación UV, cargas dinámicas de viento, ciclos termomecánicos y corrosión electroquímica en elementos estructurales metálicos. Una selección rigurosa de recubrimientos, aleaciones, sistemas de fijación y soluciones constructivas en los subsistemas críticos —estructuras de soporte, cableado DC/AC y envolventes de baterías— permite reducir la tasa de fallos prematuros,

minimizar intervenciones correctivas no planificadas y optimizar el OPEX a lo largo del ciclo de vida.

En el caso específico de los sistemas BESS, la especificación de materiales adquiere además una dimensión de seguridad operacional: la gestión térmica, la protección contra incendios y la estanqueidad de celdas y módulos son parámetros que deben quedar definidos en el pliego técnico del proyecto, no resueltos *a posteriori* en la operación. En consecuencia, una estrategia de O&M verdaderamente eficiente integra la ingeniería de materiales como disciplina transversal desde la fase de diseño, alineando los criterios de selección con los estándares internacionales aplicables —IEC 61215, IEC 62933, IEC 60068, entre otros— y con los objetivos de rentabilidad del proyecto, asegurando una vida útil garantizada no inferior a 25 años.

### **8.1. Plan de Operación y Mantenimiento**

El plan de O&M se estructura sobre tres pilares: mantenimiento preventivo, correctivo y monitorización continua orientada a KPIs. El mantenimiento preventivo se articulará mediante un cronograma anual de inspecciones y verificaciones funcionales sobre todos los subsistemas. Las intervenciones que requieran desconexión de equipos se ejecutarán en horario nocturno para minimizar pérdidas de producción. Toda actuación quedará registrada en el gestión de mantenimiento asistido por ordenador (GMAO), garantizando trazabilidad técnica, control documental y verificación del cumplimiento de garantías de fabricante. El mantenimiento correctivo se estructurará en tres niveles: resolución de incidencias sin sustitución, reemplazo parcial o total de equipos defectuosos y actualización de sistemas electrónicos y software de control. Cada incidencia se clasificará por criticidad e impacto productivo, priorizando fallos con pérdidas significativas de rendimiento o implicaciones de seguridad. El desempeño global del plan se evaluará mediante KPIs operativos: Performance Ratio (PR), fracción solar (SF), disponibilidad técnica, tasa de fallos por componente y MTTR (Mean Time To Repair). Este seguimiento analítico permitirá optimizar la asignación de recursos y consolidar una dinámica de mejora continua a lo largo del ciclo de vida de la instalación.

### **8.2. SCADA**

Se implementará un sistema de mantenimiento predictivo basado en la adquisición y análisis continuo de datos procedentes del sistema SCADA y del sistema de adquisición de datos (DAS). Se monitorizarán variables eléctricas y ambientales tales como corriente, tensión, potencia, temperatura de módulos, irradiancia y rendimiento por string, permitiendo detectar desviaciones respecto a los valores esperados. Se establecerán alarmas

automáticas cuando se identifiquen anomalías superiores a los umbrales de tolerancia definidos, activando protocolos de inspección técnica.

### 8.3. Estructura Soporte de Módulos Fotovoltaicos

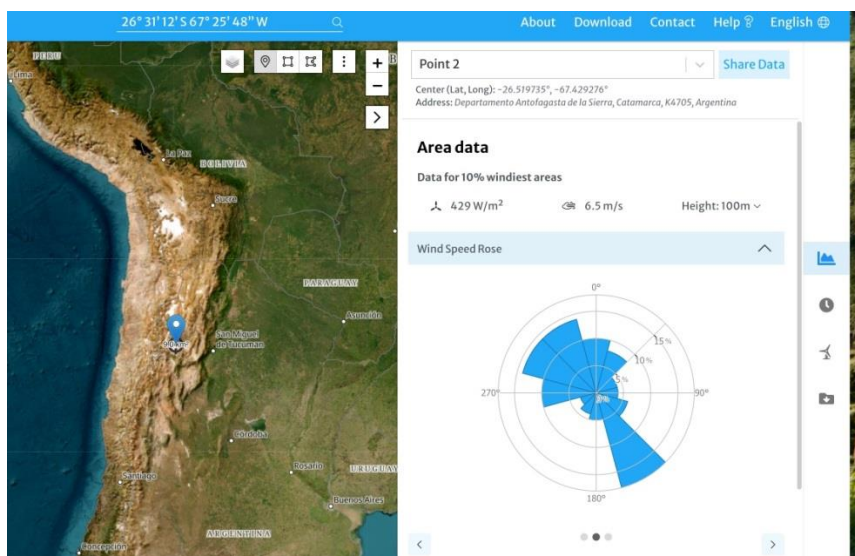
En suelos corrosivos, como los asociados a ambientes salinos, la selección del material y su protección resulta determinante, debiendo garantizar la durabilidad del acero estructural a lo largo de la vida útil del proyecto. Este hecho hace que al momento de seleccionar la estructura soporte para los módulos fotovoltaicos se decida por la adopción de postes tipo H (W6x9/W6x12) de acero galvanizado en caliente, el cual es altamente duradero y resistente a la corrosión, al encontrarse recubierto por zinc (acero argentino, 2017). El mismo se caracteriza por un relativo bajo costo, una vida útil más prolongada que la planta solar, un mínimo mantenimiento y alta resistencia mecánica, suficiente para soportar los altos vientos de la zona. Asimismo, el diseño debe validarse mediante ensayos in situ, siendo el pull-out test fundamental para comprobar la capacidad real de arrancamiento del pilote frente a cargas de viento, que constituyen el caso de carga dominante en este tipo de estructuras.

### 8.4. Trackers

Para hacer frente a las condiciones de velocidades de viento propias de emplazamientos ubicados por encima de los 3000 m.s.n.m. (Figura 10), se adopta un sistema de seguimiento solar con mitigación pasiva de viento, orientado a incrementar la fiabilidad del activo y reducir las pérdidas de producción durante eventos eólicos severos.

**Figura 10**

*Rosa de Velocidades de Vientos*



*Nota.* Adaptado de *Global Wind Atlas*, por Global Wind Atlas, 2025, Global Wind Atlas ([Global Wind Atlas](#)).

En particular, se selecciona el modelo DuraTrack de ARRAY TECHNOLOGIES (2026), este sistema incorpora un mecanismo de protección 100% mecánico que no requiere elementos activos tales como anemómetros, alimentación eléctrica, baterías ni sistemas de comunicación. Ante condiciones de viento intenso, la presión ejercida sobre los módulos genera un momento es decir, esta presión ejerce un par elevado sobre la estructura central de la fila las que están dotadas de un embrague y cuando ese par alcanza una presión superior a la de tarado predefinida el embrague se abre. Esto es, desacopla el sistema de accionamiento permitiendo que la estructura gire libremente hasta adoptar una posición de resguardo o “bandera”, correspondiente a un ángulo de 77° considerado como de máxima seguridad. Una de las principales ventajas de esta solución radica en su funcionamiento independiente por fila. La activación del mecanismo se produce únicamente en aquellas filas donde la incidencia del viento supera el par de tarado establecido —del orden de 70 km/h—, mientras que el resto de los seguidores continúa operando en su posición óptima de captación solar. Este comportamiento selectivo permite compatibilizar la protección estructural del sistema con la maximización de la producción energética. En conjunto, la mitigación pasiva de viento constituye una estrategia robusta y eficiente que protege el activo frente a condiciones climáticas adversas, al tiempo que optimiza el rendimiento global de la planta fotovoltaica.

## 8.5. Módulos Fotovoltaicos

De las Heras León (2024), nos dice que entre los síntomas que pueden indicar la presencia de una avería en una instalación fotovoltaica se encuentran la disminución significativa de la producción energética, la aparición de ruidos anormales o el funcionamiento irregular de los sistemas auxiliares. En instalaciones conectadas a la red, un incremento inesperado en el consumo eléctrico también puede indicar un fallo en el sistema de generación solar (p. 196). Las averías más comunes en instalaciones fotovoltaicas suelen estar relacionadas con problemas en los módulos solares, los equipos electrónicos o el cableado eléctrico. En los módulos fotovoltaicos, por ejemplo, pueden producirse fallos debido a la aparición de sombras parciales, roturas en el vidrio protector o la entrada de humedad en el interior del panel. En el caso del cableado eléctrico, las averías suelen estar asociadas a conexiones flojas, problemas de estanqueidad o errores en el dimensionado de los conductores (De las Heras León, p. 198–200).

Siendo que la suciedad en los módulos es una de las causas de la disminución de la producción energética, se ejecutará un programa sistemático de limpieza de módulos

fotovoltaicos fundamentado en criterios técnicos y económicos para maximizar la eficiencia energética. La frecuencia de estas intervenciones se determinará mediante el análisis comparativo de la corriente generada entre los strings limpios y aquellos en operación nominal. Bajo esta metodología, se programará la limpieza de las zonas afectadas cuando la desviación de la corriente supere el umbral del 2%. Esta planificación integrará las condiciones climáticas locales, la naturaleza del ensuciamiento y los costes operativos.

Para asegurar la integridad de los activos, se emplearán sistemas automatizados en las extensiones que justifiquen la inversión, utilizando equipos con control de presión de agua y cepillos específicos que evitarán el deterioro del vidrio. En sectores donde la automatización no resulte viable, se optará por una limpieza manual regida por protocolos que garantizarán la seguridad del personal y la preservación de los materiales. Complementariamente, se abordará el impacto de la avifauna mediante la instalación de dispositivos disuasorios, evaluando la eficacia de soluciones acústicas, visuales y biológicas para reducir la acumulación de excrementos sin alterar el equilibrio del entorno natural.

La caracterización del estado de los módulos se complementará con la ejecución anual de ensayos de curva corriente-tensión (I-V) durante el periodo de garantía. Los parámetros de tensión en circuito abierto, corriente de cortocircuito y potencia máxima obtenidos se contrastarán con los datos nominales del fabricante, lo que facilitará la identificación temprana de degradaciones progresivas. Asimismo, se verificará la operatividad de los diodos de derivación mediante análisis termográficos, mediciones eléctricas y pruebas de sombreado controlado. Ante cualquier defecto, se procederá a la sustitución de los componentes conforme a los estándares técnicos para mitigar pérdidas de producción y riesgos de sobrecalentamiento localizado.

En cuanto a la infraestructura eléctrica, se realizarán inspecciones periódicas del cableado y los conectores para asegurar la fijación mecánica, la ausencia de corrosión y la estanqueidad según el grado de protección IP. Estas tareas incluirán la verificación de los pares de apriete para garantizar la continuidad y prevenir fallos por arco eléctrico. Como medida de protección activa, se instalarán dispositivos de detección de arco que permitirán la desconexión automática de los circuitos afectados y el registro de eventos en el sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) para su posterior análisis correctivo.

## **8.6. Electroluminiscencia SWIR**

Se aplicará la técnica de electroluminiscencia para detectar microfisuras, celdas inactivas y degradación inducida por potencial. Los ensayos se realizarán en horario nocturno mediante la aplicación de corriente continua en los módulos fotovoltaicos y el registro de imágenes mediante cámaras SWIR de alta sensibilidad. Las anomalías

detectadas se clasificarán según su severidad y se incorporarán al plan de mantenimiento correctivo. Los resultados obtenidos se georreferenciarán para facilitar la localización de módulos defectuosos. En ese sentido, el inversor INGECON SUN 3Power U C Series Plus de Ingeteam (2025), seleccionado para el proyecto debido a sus prestaciones avanzadas orientadas a la gestión y mantenimiento de activos, se destaca por la integración de herramientas de diagnóstico basadas en electroluminiscencia. Esta funcionalidad permite utilizar el propio inversor para inyectar corriente controlada en los módulos fotovoltaicos, generando emisiones lumínicas en las células de los módulos fotovoltaicos que pueden ser captadas durante inspecciones nocturnas mediante cámaras Widy Sens 640 SWIR montadas en drones (New Imaging Technologies, 2024).

### **8.7. Sistemas de Almacenamiento BESS**

Lebowitz et al. (2025), nos dicen que la operación y mantenimiento de los BESS requerirán la implementación de estrategias técnicas orientadas a garantizar la fiabilidad, seguridad, disponibilidad y sostenibilidad económica del sistema a lo largo de su vida útil. Dado el papel estratégico que desempeñarán los BESS en la integración de energías renovables variables, la provisión de servicios de flexibilidad y la estabilización del sistema eléctrico, se establecerán procedimientos específicos que permitirán optimizar su desempeño operativo y minimizar los mecanismos de degradación de los componentes electroquímicos y electrónicos.

Durante la fase de operación, se controlarán de forma continua los parámetros eléctricos fundamentales de las baterías, tales como el estado de carga (State of Charge, SoC), el estado de salud (State of Health, SoH) y la profundidad de descarga (Depth of Discharge, DoD). Con el objetivo de preservar la vida útil del sistema de almacenamiento, se definen límites operativos que evitan la ocurrencia de sobrecargas y sobredescargas, reduciendo así la degradación acelerada de las celdas. En este marco, se establece un rango óptimo de operación que maximiza la capacidad utilizable sin comprometer el desempeño a largo plazo. En particular, se adopta un estado de carga máximo del 95 % y un mínimo del 20 %, lo que corresponde a una profundidad de descarga del 80 %, criterio que contribuye a extender tanto la vida útil como el número de ciclos de las baterías.

Asimismo, se establecerán estrategias de operación que limitarán la tasa de corriente durante los procesos de carga y descarga, con el objetivo de disminuir el estrés electroquímico sobre los electrodos y el electrolito. El sistema de gestión de baterías (Battery Management System, BMS) monitorizará en tiempo real las tensiones, corrientes y temperaturas de cada celda o módulo. Se configurarán algoritmos de control que permitirán detectar desviaciones respecto a los parámetros nominales de funcionamiento. El BMS

ejecutará acciones automáticas de protección ante eventos de sobretensión, desequilibrio de tensiones o condiciones de operación fuera de rango. Se aplicarán estrategias de balanceo de celdas que redistribuirán la carga eléctrica entre los diferentes módulos, con el propósito de homogeneizar el envejecimiento del sistema y maximizar la energía disponible.

La gestión térmica del sistema se diseñará con el objetivo de mantener condiciones de temperatura homogéneas dentro de los límites recomendados por el fabricante. Se implementarán sistemas de refrigeración y ventilación que permitirán disipar el calor generado durante los ciclos de operación. Se monitorizarán continuamente las temperaturas de los módulos de baterías, activándose los sistemas de climatización cuando se detecten desviaciones respecto al rango térmico óptimo. Estas acciones reducirán la probabilidad de aparición de fenómenos de degradación acelerada y mitigarán el riesgo de fuga térmica. En relación con el mantenimiento preventivo, se establecerá un programa de inspecciones periódicas que incluirá la revisión del estado físico de los módulos de baterías, la verificación de las conexiones eléctricas y la comprobación del correcto funcionamiento de los sistemas auxiliares. Se inspeccionarán los sistemas de ventilación y climatización para garantizar su correcto desempeño. Se verificará el estado del aislamiento eléctrico y se comprobará la ausencia de corrosión, deformaciones o daños mecánicos en los componentes estructurales. Estas acciones permitirán identificar posibles anomalías antes de que evolucionen hacia fallos críticos que afecten a la disponibilidad del sistema.

El mantenimiento predictivo se apoyará en el análisis de datos históricos de operación recopilados mediante plataformas digitales de monitorización. Se emplearán modelos de degradación que permitirán estimar la evolución del estado de salud de las baterías y anticipar posibles fallos. Se analizarán tendencias en los parámetros eléctricos y térmicos para detectar comportamientos anómalos. La información obtenida permitirá planificar intervenciones de mantenimiento de forma optimizada, reduciendo los tiempos de indisponibilidad del sistema y minimizando los costes asociados a reparaciones no programadas. Se implementarán protocolos de seguridad que permitirán prevenir riesgos asociados a incendios, fallos eléctricos o liberación de gases. Se instalarán sistemas de detección temprana de anomalías térmicas y sensores de gases que permitirán identificar posibles situaciones de riesgo. Se verificarán periódicamente los sistemas de protección contra sobrecorriente, fusibles e interruptores automáticos. Asimismo, se establecerán procedimientos de actuación ante emergencias que definirán las acciones a ejecutar en caso de incidente, garantizando la seguridad del personal y de las instalaciones.

La degradación progresiva de la capacidad de almacenamiento se evaluará mediante el seguimiento continuo del estado de salud de las baterías. Se analizará la evolución de la capacidad disponible en función del número de ciclos de operación, la

profundidad de descarga y las condiciones térmicas de funcionamiento. Se programarán sustituciones parciales de módulos cuando se detecte una reducción significativa de la capacidad útil del sistema. Esta estrategia permitirá prolongar la vida útil global del BESS y optimizar los costes asociados a la reposición de componentes. El mantenimiento del sistema de conversión de potencia (Power Conversion System, PCS) incluirá la revisión de inversores, transformadores y equipos electrónicos de potencia que permitirán la interacción del BESS con la red eléctrica. Se comprobará el correcto funcionamiento de los sistemas de refrigeración de los equipos electrónicos. Se realizarán verificaciones funcionales de los sistemas de control y protección que asegurarán el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos por el operador del sistema eléctrico. Estas acciones permitirán mantener la calidad de la energía suministrada y garantizar la estabilidad del sistema eléctrico.

Se establecerá un sistema de gestión documental que permitirá registrar los datos operativos relevantes, incluyendo históricos de carga y descarga, incidencias detectadas y actuaciones de mantenimiento realizadas. La recopilación de esta información permitirá analizar el comportamiento del sistema a lo largo del tiempo, identificar patrones de degradación y optimizar la toma de decisiones relacionadas con la operación. Asimismo, la disponibilidad de registros facilitará la verificación del cumplimiento de los requisitos contractuales y regulatorios aplicables al sistema. Desde una perspectiva económica, se evaluará el impacto de las estrategias de operación y mantenimiento sobre el coste total del ciclo de vida del sistema. Se analizará la relación entre la frecuencia de mantenimiento, la tasa de degradación de las baterías y los ingresos obtenidos por la prestación de servicios al sistema eléctrico. Se adoptarán estrategias de operación que permitirán maximizar la disponibilidad del sistema en los periodos de mayor valor económico, contribuyendo a mejorar la rentabilidad de la instalación.

## **9. Evaluación Financiera**

La evaluación económica del sistema híbrido fotovoltaico con almacenamiento constituye un elemento determinante para establecer la viabilidad del suministro energético de una planta de producción de litio en condición aislada. La ausencia de conexión al sistema eléctrico nacional exige que tanto la generación solar como el sistema de almacenamiento aseguren un abastecimiento continuo durante las veinticuatro horas, lo que condiciona de forma directa el dimensionamiento del sistema de baterías, la potencia fotovoltaica instalada y, en consecuencia, la magnitud de la inversión inicial.

Con el propósito de analizar la sensibilidad de la rentabilidad frente al tamaño del almacenamiento, se consideraron dos escenarios: una configuración basada exclusivamente en generación fotovoltaica con baterías, y otra que incorpora

adicionalmente un grupo generador diésel como respaldo. En ambos casos se mantienen constantes la demanda, los ingresos por energía y las principales hipótesis económicas; sin embargo, difieren en el dimensionamiento conjunto del sistema fotovoltaico y del BESS, así como en la inclusión de un sistema de generación diesel. Esta comparación permite evaluar de manera consistente el compromiso entre autonomía energética, inversión requerida y desempeño financiero. En tal caso, la tasa interna de retorno (TIR) puede entenderse como la “rentabilidad real” del proyecto en términos anuales. En la práctica, permite responder a la pregunta de si el esfuerzo inversor asociado a sobredimensionar el BESS o incrementar la potencia fotovoltaica se traduce en un rendimiento superior al coste del capital. Si la TIR disminuye al aumentar la autonomía (por ejemplo, eliminando el diésel), indica que la mayor inversión no se compensa suficientemente con los beneficios obtenidos.

El valor actual neto (VAN) se interpreta como el valor económico que el proyecto genera hoy. En términos prácticos, permite comparar alternativas: entre dos configuraciones, aquella con mayor VAN es la que aporta mayor valor, incluso si requiere una inversión inicial más elevada. Asimismo, es útil para identificar si la incorporación de un generador diésel reduce costes lo suficiente como para mejorar el resultado económico global. El retorno sobre la inversión (ROI) ofrece una visión directa de cuánto se gana por cada unidad monetaria invertida. Es especialmente útil para comunicar resultados de forma clara, aunque en la práctica debe interpretarse con cautela en proyectos energéticos de largo plazo, donde el momento en que se generan los ingresos resulta determinante.

El periodo de recuperación (Payback), finalmente, permite visualizar el riesgo financiero en términos de tiempo. En la práctica, indica cuántos años son necesarios para recuperar el capital invertido bajo cada configuración. Soluciones con menor payback suelen ser más atractivas en entornos de alta incertidumbre, aunque no necesariamente maximizan la rentabilidad total del proyecto.

### **9.1. Consideraciones Sobre el PPA y la Operación en Isla**

Antes de analizar los resultados financieros es fundamental comprender el marco tarifario y operativo en el que se desarrolla el proyecto. La planta, opera en un entorno completamente aislado, sin conexión al sistema eléctrico nacional, por lo que depende íntegramente del sistema energético dedicado para garantizar el suministro continuo durante las veinticuatro horas del día. En ausencia de una red que actúe como respaldo, la infraestructura de generación y almacenamiento debe dimensionarse para asegurar la continuidad del proceso industrial en todo momento, incluso bajo condiciones de baja irradiación o inactividad solar. En este contexto, el contrato PPA acordado con la empresa minera establece una estructura tarifaria escalonada que reconoce los costos asociados a

operar un sistema autónomo en un emplazamiento remoto. Las tarifas establecidas son las siguientes:

- 65 USD/MWh durante los años 1–10,
- 70 USD/MWh durante los años 10–20,
- 75 USD/MWh durante los años 20–30.

Estas tarifas reflejan el coste real de suministrar energía mediante un sistema híbrido aislado, independientemente de si se adopta el escenario fotovoltaica + baterías o el escenario fotovoltaica + baterías + diésel. Es importante subrayar que el precio del PPA no depende del tamaño del sistema de almacenamiento ni de la presencia del generador diésel, ya que la energía vendida está determinada exclusivamente por la demanda fija de la planta. En consecuencia, los ingresos anuales del proyecto permanecen constantes en ambos escenarios. Lo que sí varía entre ellos es la estructura de inversión y operación: el escenario 100 % solar requiere mayores niveles de CAPEX debido al dimensionamiento del almacenamiento y la potencia fotovoltaica, mientras que el escenario con respaldo diésel reduce la inversión inicial pero introduce costos variables asociados al combustible y al mantenimiento del generador y, además, no representa una solución 100% de energías renovables. Este marco tarifario permite interpretar de forma adecuada los resultados financieros comparativos entre ambos escenarios y evaluar cómo la autonomía energética influye en el equilibrio entre inversión inicial, costos operativos y sostenibilidad del proyecto.

## **9.2. Parámetros Iniciales de Inversión**

Las alternativas de suministro energético analizadas consideran dos configuraciones: un sistema basado en generación fotovoltaica con almacenamiento en baterías (FV + BESS) y una configuración que incorpora, además, un generador diésel como respaldo (FV + BESS + diésel). En ambos casos, la inversión asociada a la planta fotovoltaica comprende los módulos solares, las estructuras de soporte, la obra civil, los equipos eléctricos y las estaciones de potencia. Por su parte, el sistema de almacenamiento incluye los contenedores de baterías, los inversores bidireccionales, los sistemas auxiliares y la obra civil correspondiente. En la alternativa FV + BESS, el dimensionamiento de la planta fotovoltaica y del sistema de almacenamiento están relacionados y no pueden analizarse de manera independiente. El aumento de la autonomía del sistema de baterías implica un mayor volumen de energía que debe almacenarse y, posteriormente, recargarse de forma diaria. Esta recarga debe producirse dentro de las horas de disponibilidad solar y, además, de manera simultánea al suministro continuo de energía requerido por el proceso

minero. Como consecuencia, incrementar la capacidad del BESS no solo supone una mayor inversión asociada a las baterías, sino que obliga también a aumentar la potencia fotovoltaica instalada para asegurar que se genere suficiente energía diaria.

Este comportamiento tiene un impacto directo sobre la inversión inicial, ya que el crecimiento del CAPEX no está únicamente vinculado al dimensionamiento del sistema de almacenamiento, sino también al refuerzo necesario de la planta fotovoltaica. A medida que se incrementa la autonomía del sistema, la inversión total aumenta de manera más significativa, al requerirse simultáneamente mayor capacidad de almacenamiento y mayor potencia de generación para mantener el equilibrio energético del sistema sin apoyo externo. En la configuración FV + BESS + diésel, la incorporación del generador de respaldo introduce un mayor margen de flexibilidad en el dimensionamiento del sistema. El generador permite cubrir los déficits de energía durante periodos de baja generación solar, lo que reduce la necesidad de incrementar tanto la capacidad del sistema de almacenamiento como la potencia fotovoltaica instalada. Esta diferencia en el planteamiento del dimensionamiento se traduce en una reducción del CAPEX inicial respecto a una configuración completamente solar de características equivalentes. El análisis de estos parámetros iniciales de inversión permite establecer el marco de comparación entre ambas alternativas y sirve como base para la evaluación económica.

### **9.3. Solución Fotovoltaica + BESS**

La solución fotovoltaica combinada con almacenamiento en baterías corresponde al escenario en el que la totalidad de la demanda eléctrica de la planta es abastecida mediante generación solar y un sistema BESS de gran capacidad, sin apoyo de generación convencional. Para cumplir con este objetivo, el sistema se ha dimensionado con una potencia fotovoltaica instalada de 120 MWp y una capacidad de almacenamiento de 365 MWh, valores que permiten cubrir de forma continua la demanda energética del proceso minero a lo largo del ciclo diario. La inversión total asociada a esta configuración asciende a 137,57 millones de USD, de los cuales 86,10 millones de USD corresponden a la planta fotovoltaica y 51,47 millones de USD al sistema de almacenamiento en baterías. Este nivel de inversión refleja el sobredimensionamiento requerido tanto en generación como en almacenamiento para garantizar el suministro energético sin depender de fuentes externas.

La producción energética considerada en el análisis económico corresponde exclusivamente a la energía efectivamente consumida por la minera, que es la única susceptible de ser valorada económicamente en este escenario. Para el primer año de operación, dicha producción asciende a 157.680 MWh, con una pérdida anual de rendimiento estimada del 0,5%. Cabe destacar que, si bien el sistema puede generar y

almacenar volúmenes de energía superiores a este valor en determinados periodos, dichos excedentes no generan ingresos adicionales, ya que el proyecto no contempla venta de energía a red ni a terceros, sino únicamente el abastecimiento de la demanda propia del proceso de producción de litio. Los costos operativos se han modelado a partir de un ratio de 12 USD/MWh, junto con un esquema impositivo equivalente al 25 % de los ingresos y un canon anual de arrendamiento de 250.000 USD. Con estas variables se construye el flujo de caja del proyecto y se obtienen los principales indicadores económicos del escenario.

El análisis financiero arroja un periodo de retorno simple de aproximadamente 30,4 años, lo que evidencia un tiempo de recuperación muy elevado en relación con la vida útil del sistema. El VAN resulta negativo, con un valor de -45,93 millones de USD, indicando que el proyecto no genera valor económico una vez descontados los flujos futuros. De forma consistente, la TIR es prácticamente nula, situándose en 0,09 %, y el retorno sobre la inversión ROI presenta un valor de -1%, reflejando una rentabilidad insuficiente desde el punto de vista estrictamente financiero.

En conjunto, estos resultados muestran que, bajo las hipótesis consideradas, la solución fotovoltaica cien por ciento solar presenta una rentabilidad limitada, condicionada principalmente por el elevado nivel de inversión requerido y por el hecho de que los ingresos están restringidos a la energía consumida por la propia minera. No obstante, este escenario constituye una referencia fundamental dentro del análisis, al representar el caso de máxima autosuficiencia energética y servir como base de comparación para las demás alternativas de suministro evaluadas. Los cálculos detallados correspondientes se presentan en la Figura 13 del Anexo D.

#### **9.4. Solución Fotovoltaica + BESS + Diesel**

La combinación de generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías y generación diésel constituye un escenario de autosuficiencia parcial, en el cual la demanda eléctrica de la planta se cubre mayoritariamente mediante energía solar y almacenamiento, mientras que el generador diésel participa de forma activa supliendo la energía faltante en aquellos periodos en los que la producción fotovoltaica y la capacidad del BESS no resultan suficientes. Este planteamiento permite reducir de forma significativa el dimensionamiento tanto del sistema fotovoltaico como del almacenamiento respecto al escenario completamente renovable, introduciendo una fuente adicional de flexibilidad energética.

En esta configuración, la instalación se dimensiona con 66,24 MWp de potencia fotovoltaica y 232,9 MWh de capacidad de almacenamiento, incorporando además un generador diésel de 18 MW. La inversión total asociada a esta infraestructura asciende a 105,99 millones de USD, distribuida entre 48,20 millones de USD correspondientes a la

planta fotovoltaica, 34,30 millones de USD asociados al sistema BESS y 23,50 millones de USD destinados al sistema de generación diésel, que incluyen el suministro del generador y su instalación. La incorporación del generador permite reducir el sobredimensionamiento de la FV y del BESS, aunque introduce un coste adicional específico asociado a la generación térmica. Al igual que en la alternativa completamente solar, la producción energética considerada en el análisis económico corresponde exclusivamente a la energía efectivamente consumida por la minera, que para el primer año asciende a 157.680 MWh, considerando una degradación anual del 0,5 %. Aunque el sistema puede generar más energía en determinados periodos, ya sea mediante la planta fotovoltaica o el propio generador diésel, estos excedentes no generan ingresos adicionales, dado que el proyecto no contempla venta de energía a red ni a terceros.

Los costes operativos incluyen un ratio de 16 USD/MWh, impuestos equivalentes al 25 % de los ingresos, un canon anual de 250.000 USD y los costes variables asociados al consumo de diésel, considerando el precio inicial del combustible y su incremento anual. Con estos parámetros se construye el flujo de caja del proyecto y se obtienen los principales indicadores económicos. El análisis financiero muestra un periodo de retorno simple de aproximadamente 29,5 años. El VAN es negativo, con un valor de -31,64 millones de USD, mientras que la TIR se sitúa en 0,14 %, reflejando una rentabilidad limitada bajo el esquema de ingresos considerado. Los cálculos correspondientes a este escenario se presentan en la Figura 14 del Anexo D.

En conjunto, la solución FV + BESS + diésel permite reducir el CAPEX inicial frente al escenario completamente solar debido a la menor potencia instalada y capacidad de almacenamiento, incorporando el generador diésel como elemento activo de suministro. No obstante, la mejora económica obtenida no resulta suficiente para compensar las limitaciones del modelo de ingresos y los costes adicionales asociados al uso de combustible fósil. En la Tabla 2 se muestra la comparación de las alternativas de suministro energético.

**Tabla 2**

*Comparación de las Alternativas de Suministro Energético*

Parámetro	FV + BESS	FV + BESS + diésel
Grado de autosuficiencia	100 % EERR	95,3% EERR
Potencia FV instalada	120 MWp	66,24 MWp
Capacidad BESS	365 MWh	232,9 MWh

Potencia del generador diésel	N/A	18 MW
Generación anual considerada	157.680 MWh	157.680 MWh
Venta de excedentes	No	No
Inversión en planta FV	USD 86,10 MM	USD 48,20 MM
Inversión en BESS	USD 51,47 MM	USD 34,30 MM
Inversión en sistema diésel	N/A	USD 23,50 MM
CAPEX	USD 137,57 MM	USD 105,99 MM
OPEX	USD 12 MWh	USD 16 MW/h
Payback simple	30,4 años	29,5 años
VAN	USD – 45,93 MM	USD – 31,64 MM
TIR	0,09 %	0,14 %
Modelo de ingresos	PPA consumo propio	PPA consumo propio

## 10. Resultados

El presente capítulo integra y expone de forma sistemática los resultados obtenidos a lo largo de las distintas etapas de análisis que conforman este Trabajo de Fin de Máster, articulando los hallazgos técnicos, energéticos y financieros derivados del estudio de viabilidad del sistema de generación fotovoltaica con almacenamiento en baterías (FV + BESS) para el suministro eléctrico del Proyecto Kachi, operación minera de extracción directa de litio emplazada en el Salar de Carachi Pampa, provincia de Catamarca, Argentina. La presentación se estructura en torno a tres dimensiones analíticas complementarias: el dimensionamiento técnico del sistema, el desempeño energético obtenido mediante simulación, y la evaluación económico-financiera de las alternativas consideradas.

### 10.1. Resultados Técnicos del Dimensionamiento

El dimensionamiento técnico del sistema de generación y almacenamiento se realizó tomando como punto de partida la demanda eléctrica del Proyecto Kachi, estimada en 72 MW de potencia pico y 57 MW en régimen continuo, asociada al proceso de Extracción Directa de Litio (DLE). Adicionalmente, los datos de consumo específico del proceso —6,1 kWh por kilogramo de carbonato de litio producido (Schenker & Pfister, 2025)— permitieron verificar la coherencia del dimensionamiento con la producción proyectada de 25.000

toneladas anuales de LCE, lo que implica una carga mínima continua de 18 MW que el sistema aislado debe garantizar sin interrupción. Para el escenario FV + BESS, el campo fotovoltaico fue dimensionado con una potencia instalada de 120 MWp, integrado por 166.750 módulos bifaciales de silicio monocristalino tipo N, modelo Trina Solar TSM-NEG21C-20-720 Vertex, con una eficiencia de conversión del 23,20 % en condiciones estándar de ensayo (STC) y una potencia unitaria de 720 Wp. Los módulos se organizan en 6.670 strings de 25 módulos en serie, sobre una superficie total de captación de 517.984 m<sup>2</sup>. El seguimiento solar se realiza mediante estructuras de eje inclinado con un ángulo de 47,3°, rango de rotación de - 60° a +75° y algoritmo de optimización de irradiancia. El sistema de almacenamiento está constituido por 66 unidades del modelo SUNGROW PowerTitan 3.0 ST6900UX-4H, con tecnología LFP (Lithium Iron Phosphate), conectadas en paralelo, alcanzando una capacidad nominal de 415.479 kWh —equivalente a aproximadamente 365 MWh efectivos—, con un rango operativo de estado de carga (SoC) definido entre el 10 % y el 96 %, lo que permite una profundidad de descarga operativa máxima del 80 %.

Para el escenario FV + BESS + Diésel, el generador fotovoltaico fue reducido a 66,24 MWp, con 92.000 módulos del mismo modelo organizados en 3.680 strings de 25 módulos, sobre una superficie de 285.784 m<sup>2</sup>. El sistema BESS se redujo a 37 unidades con una capacidad nominal de 232.920 kWh. La incorporación de un generador diésel de 18 MW como fuente de respaldo permitió reducir el sobredimensionamiento de los subsistemas renovables al actuar como cobertura del déficit energético en los períodos de menor disponibilidad solar, particularmente durante los meses invernales. Ambas configuraciones incorporan el inversor central INGECON SUN 3Power U C Series Plus de Ingeteam, que ofrece funcionalidades avanzadas de diagnóstico mediante electroluminiscencia para la gestión de activos.

## **10.2. Resultados Energéticos de la Simulación**

La modelización energética de ambas configuraciones se llevó a cabo mediante el software PVsyst 8.0.6, a partir de los datos de recurso solar del emplazamiento obtenidos de la herramienta PVGIS, que registran una irradiación global horizontal anual de 2.584,6 kWh/m<sup>2</sup>/año, con un valor medio diario de 8,33 kWh/m<sup>2</sup> (NASA POWER DAV, 2026), confirmando que el Salar de Carachi Pampa se encuentra entre los emplazamientos de mayor potencial solar del continente americano. En el escenario FV + BESS, la energía solar disponible sobre la superficie de captación del generador fotovoltaico alcanza los 382,51 GWh anuales. La energía solar útil efectivamente suministrada al usuario asciende a 158,11 GWh/año, frente a una demanda total de 152,51 GWh/año, lo que se traduce en una

fracción solar (SF) del 99,80 %. El Performance Ratio (PR) del sistema se sitúa en 33,42 %, valor coherente con la elevada capacidad de almacenamiento instalada y el sobredimensionamiento inherente a sistemas aislados diseñados para garantizar máxima autosuficiencia.

En el escenario FV + BESS + Diésel, la irradiación efectiva sobre el plano de los módulos alcanza 3.731,5 kWh/m<sup>2</sup>, con una energía solar disponible de 210,97 GWh/año y una producción específica de 2.188 kWh/kWp-año. La fracción solar anual es del 95,03 %, cubriendo el sistema fotovoltaico-BESS la mayor parte de la demanda de 152,51 GWh/año. La energía no suministrada por el subsistema renovable asciende a 7,58 GWh/año, concentrada principalmente en el período invernal (junio: fracción solar de 0,865 y déficit de 1,689 GWh), siendo esta energía faltante cubierta por el generador diésel. Los meses de mayor recurso solar (octubre a marzo) presentan fracciones solares superiores a 0,96, con un máximo de 0,991 en diciembre. La energía excedentaria no aprovechada asciende a 61,97 GWh/año.

### **10.3. Resultados de la Evaluación Financiera**

La evaluación financiera de ambos escenarios se sustenta en un contrato de compra de energía (Power Purchase Agreement, PPA) con la empresa minera, estructurado con una tarifa escalonada de 65 USD/MWh durante los primeros diez años de operación, 70 USD/MWh entre los años diez y veinte, y 75 USD/MWh en el tramo final del horizonte de vida útil del proyecto. Los ingresos anuales son equivalentes en ambas configuraciones al generarse exclusivamente a partir de la energía consumida por la planta minera: 157.680 MWh en el primer año, con una degradación anual del rendimiento del 0,5 %.

El escenario FV + BESS registra un CAPEX total de 137,57 millones de USD, distribuidos entre 86,10 millones correspondientes a la planta fotovoltaica y 51,47 millones al sistema de almacenamiento. El análisis financiero arroja un VAN de -45,93 millones de USD, una TIR del 0,09 % y un período de recuperación de 30,4 años, superando con creces el horizonte de vida útil del proyecto definido en 25 años. El ROI resultante es negativo, del orden de -1 %, evidenciando que, bajo las condiciones actuales del marco tarifario, la configuración 100 % renovable no genera retorno positivo para el inversor.

El escenario FV + BESS + Diésel reduce el CAPEX total a 105,99 millones de USD (48,20 millones en FV + 34,30 millones en BESS + 23,50 millones en el sistema de generación diésel) y eleva el OPEX a 16 USD/MWh debido a los costos variables del combustible. El VAN asciende a -31,64 millones de USD y la TIR a 0,14 %, con un período de recuperación de 29,5 años. Si bien la incorporación del generador diésel mejora marginalmente los indicadores financieros respecto al escenario completamente solar, la

rentabilidad continúa siendo insuficiente bajo el esquema de ingresos considerado, al tiempo que compromete parcialmente los objetivos de descarbonización del proyecto.

Estos resultados financieros deben interpretarse en su contexto específico: se trata de un proyecto de suministro energético dedicado en operación aislada (island mode), sin posibilidad de venta de excedentes a red, cuya rentabilidad está condicionada por la estructura tarifaria del PPA y por el hecho de que el beneficiario central de la solución es la operación minera, que internaliza el valor energético en la reducción de sus costos operativos. En este sentido, la viabilidad del sistema debe evaluarse de forma integrada con la economía global del Proyecto Kachi, cuya inversión total supera los 1.380 millones de USD y cuya competitividad se fortalece estructuralmente mediante el autoabastecimiento energético renovable.

#### 10.4. Tabla Resumen Comparativa de Resultados

A continuación se presenta la Tabla 3, que sintetiza de forma comparativa los principales indicadores técnicos, energéticos y financieros de las dos alternativas de suministro energético evaluadas para el Proyecto Kachi.

**Tabla 3**

*Comparación de las Alternativas de Suministro Energético para el Proyecto Kachi*

Parámetro	FV + BESS	FV + BESS + Diésel
<b>DIMENSIONAMIENTO TÉCNICO DEL SISTEMA</b>		
Potencia FV instalada	120 MWp	66,24 MWp
Nº de módulos FV	166.750	92.000
Tecnología de módulo	TOPCon bifacial Trina TSM-	TOPCon bifacial Trina TSM-
Eficiencia del módulo	23,20 % (STC)	23,20 % (STC)
Superficie de captación	517.984 m <sup>2</sup>	285.784 m <sup>2</sup>
Sistema de seguimiento solar	Tracker eje inclinado 47,3°,	Tracker eje inclinado 47,3°,
Capacidad BESS instalada	415.479 kWh	232.920 kWh
Tecnología BESS	LFP – SUNGROW PowerTitan 3.0	LFP – SUNGROW PowerTitan 3.0
Nº de unidades BESS	66 unidades	37 unidades
Potencia de respaldo diésel	N/A	18 MW
<b>RESULTADOS ENERGÉTICOS DE LA SIMULACIÓN (PVsyst 8.0.6)</b>		
Irradiación global horizontal	2.664,5 kWh/m <sup>2</sup> /año	2.616,1 kWh/m <sup>2</sup> /año

Parámetro	FV + BESS	FV + BESS + Diésel
Energía solar disponible	382,51 GWh/año	210,97 GWh/año
Demanda energética total	152,51 GWh/año	152,51 GWh/año
Fracción solar anual (SF)	99,80 %	95,03 %
Energía faltante	0 GWh/año (0 %)	7,58 GWh/año (4,97 %)
Mes crítico (mayor déficit)	0	Junio: 1,689 GWh (SF = 0,865)
Energía excedente no utilizada	218,95 GWh/año	61,97 GWh/año
Performance Ratio (PR)	33,42 %	55,52 %
<b>EVALUACIÓN FINANCIERA</b>		
CAPEX FV	USD 86,10 MM	USD 48,20 MM
CAPEX BESS	USD 51,47 MM	USD 34,30 MM
Inversión en sistema diésel	N/A	USD 23,50 MM
CAPEX total	USD 137,57 MM	USD 105,99 MM
OPEX (ratio operativo)	12 USD/MWh	16 USD/MWh
Precio PPA (años 1-10)	65 USD/MWh	65 USD/MWh
Precio PPA (años 10-20)	70 USD/MWh	70 USD/MWh
Precio PPA (años 20-30)	75 USD/MWh	75 USD/MWh
Generación facturada (año 1)	157.680 MWh	157.680 MWh
Degradación anual estimada	0,5 %/año	0,5 %/año
VAN	– USD 45,93 MM	– USD 31,64 MM
TIR	0,09 %	0,14 %
ROI	– 1 %	– (marginal)
Payback	30,4 años	29,5 años
<b>SOSTENIBILIDAD Y GRADO DE AUTOSUFICIENCIA RENOVABLE</b>		
Grado de autosuficiencia	100 % EERR	95,3 % EERR
Fuente de respaldo	Sin respaldo fósil	Generador diésel 18 MW
Alineación con ODS 7 y ODS 13	Plena	Parcial
Emisiones de Alcance 2 evitadas	Máximas (100 % solar)	Elevadas (95,3 % solar)

*Nota.* Elaboración propia a partir de simulaciones realizadas con PVsyst 8.0.6, datos de recurso solar de NASA POWER DAV (2026) y PVGIS (Comisión Europea), parámetros técnicos de fabricantes (Trina Solar, SUNGROW, Ingeteam) y modelo financiero propio basado en el PPA acordado con la operación minera. MM = millones de dólares estadounidenses. EERR = Energías Renovables.

## **11. Discusión**

### **11.1. Evaluación de la Alternativa Eólica**

En el marco del estudio de alternativas energéticas, se examinó con rigor la posibilidad de incorporar generación eólica para conformar un esquema híbrido solar–eólico–BESS. La región del Salar de Carachi Pampa presenta disponibilidad de recurso eólico aprovechable, especialmente en áreas elevadas y expuestas de la Puna, con velocidades medias del orden de 6,5 m/s. No obstante, el análisis técnico–logístico identificó limitaciones de naturaleza estructural que condicionan su viabilidad en la etapa actual del proyecto. En primer lugar, el comportamiento del recurso eólico, representado por la rosa de los vientos (Figura 15, ANEXO E), muestra una elevada variabilidad direccional sin predominancia clara de una dirección que permita optimizar la disposición y el rendimiento de los aerogeneradores. Esta característica reduce significativamente el factor de capacidad esperado de cualquier instalación eólica y compromete la predicibilidad del recurso, aspecto crítico en un sistema aislado orientado a garantizar suministro continuo para el proceso DLE.

A las restricciones del recurso se suman limitaciones logísticas de considerable complejidad. La instalación de 11 aerogeneradores Siemens Gamesa SG 7.0-170 — máquinas de 7 MW de potencia unitaria, con altura de buje de 170 m y palas de 85 m de longitud (SIEMENS Gamesa, 2025)— implica el transporte de componentes sobredimensionados a través de la Ruta Provincial N.º 43, infraestructura vial que, si bien avanza en su proceso de pavimentación, presenta condiciones geométricas restrictivas para cargas de estas dimensiones (PANORAMA MINERO, 2026). El traslado de palas de 85 metros requiere la interrupción de la circulación vial, la implementación de desvíos, la contratación de escoltas policiales y, en ciertos tramos, el atravesamiento de campos o terrenos rurales privados, todo lo cual eleva sustancialmente los costos logísticos y la complejidad operativa del montaje (Figura 16, ANEXO E).

### **11.2. Radia WindRunner y la Grúa Liebherr LR 1800-1.0**

Ante las restricciones del transporte terrestre, se evaluó la alternativa de traslado aéreo de palas mediante la aeronave WindRunner, desarrollada por Radia y concebida específicamente para el transporte de cargas sobredimensionadas como componentes

eólicos de próxima generación (Figura 17, ANEXO E). El concepto técnico propone un fuselaje de gran diámetro capaz de alojar palas completas sin necesidad de segmentación, lo que permitiría, en principio, acceder a emplazamientos remotos de difícil acceso terrestre y reducir significativamente los tiempos de traslado, superando las limitaciones de gálibos, geometría vial y cortes de ruta que enfrenta el transporte convencional. Sin embargo, la aeronave WindRunner se encuentra actualmente en etapa de desarrollo y no dispone de operación comercial ni de certificaciones aeronáuticas definitivas (RADIA, s.f.). En consecuencia, aunque representa una solución prometedora en el horizonte de mediano plazo para proyectos eólicos en emplazamientos remotos, no constituye en la actualidad una alternativa logística operativamente disponible para el Proyecto Kachi.

Otro aspecto de elevada complejidad identificado en el análisis es el de las operaciones de izado durante el montaje de los aerogeneradores. La grúa seleccionada para estas tareas es la Liebherr LR 1800-1.0, una grúa sobre orugas de alta capacidad diseñada para el manejo de cargas pesadas y estructuras de gran envergadura (LIEBHERR, 2025). Si bien sus capacidades de elevación son compatibles con las exigencias de un aerogenerador de 7 MW, su movilización hasta el emplazamiento genera una cadena de problemas logísticos de difícil resolución. La Ruta Provincial N.º 43 y los accesos secundarios al salar presentan gálibos insuficientes, tramos con limitaciones de soporte de carga y radios de giro estrechos que impiden el tránsito de equipos de esta envergadura sin intervenciones previas de acondicionamiento vial (Figura 18, ANEXO E). En ciertos tramos podrían requerirse desvíos prolongados, refuerzos estructurales de puentes existentes o incluso la apertura de accesos específicos, con los costos y plazos que ello implica.

A la complejidad del transporte se suma la escasez de este tipo de activos en el mercado regional. Las grúas de la categoría LR 1800-1.0 son equipos de alta demanda y disponibilidad limitada en Argentina, donde infraestructura pesada, proyectos mineros y desarrollos de energía renovable compiten simultáneamente por los mismos recursos. La necesidad de importar temporariamente la grúa desde países vecinos introduce, adicionalmente, una capa de complejidad administrativa vinculada al cumplimiento de la normativa aduanera argentina: el régimen de importación temporaria de bienes de capital, regulado por el artículo 250 de la Ley 22.415 —Código Aduanero (1981)—, exige trámites de habilitación, constitución de garantías, plazos de permanencia acotados y coordinación con la Dirección General de Aduanas, lo que puede generar demoras significativas en el cronograma de montaje. En conjunto, la suma de restricciones del recurso eólico, las limitaciones logísticas del transporte de palas y la complejidad de movilización de equipos de izado de gran porte configuran un escenario en el que la alternativa eólica, en la etapa

actual del proyecto, incrementa los costos de capital y los riesgos constructivos de manera que reduce su competitividad relativa frente a la solución fotovoltaica.

### **11.3. Tecnología Vortex Bladeless**

En paralelo a la eólica convencional, se analizó la tecnología Vortex Bladeless, una aproximación radicalmente diferente dentro del campo de la energía eólica que opera sin palas rotativas. A diferencia de los aerogeneradores tradicionales, estos dispositivos aprovechan el fenómeno físico de la resonancia aeroelástica —conocido como *vortex shedding*— en el cual los vórtices de presión generados por el paso del viento alrededor de una estructura cilíndrica inducen oscilaciones transversales (Figura 19, ANEXO E). Dichas oscilaciones son convertidas en electricidad mediante un sistema de bobinas e imanes por inducción electromagnética, sin partes móviles en contacto mecánico, lo que elimina algunos de los componentes de mayor desgaste en los aerogeneradores convencionales — como engranajes y ejes— y reduce, en principio, los requerimientos de mantenimiento. No obstante, la propia empresa Vortex Bladeless reconoce en su comunicación oficial que la tecnología se encuentra inmersa en una etapa prolongada de investigación, prototipado, ensayos y escalado, y que debe alcanzar niveles superiores de madurez antes de poder ofrecerse como solución comercial plenamente competitiva (VORTEX Bladeless, s.f.). La ausencia de producción industrial en serie y de despliegues significativos en el mercado energético global descarta su aplicación como fuente confiable de energía para alimentar el sistema BESS del Proyecto Kachi en su fase actual.

### **11.4. Sistema ENDURING (NREL)**

En el ámbito del almacenamiento, se incorporó al análisis el sistema ENDURING (Economic Long-Duration Electricity Storage Using Low-Cost Thermal Energy Storage and High-Efficiency Power Cycle), desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL, 2023). Este sistema utiliza partículas sólidas de arena de sílice como medio de almacenamiento térmico, calentadas mediante resistencias eléctricas alimentadas por excedentes renovables y conservadas en silos de hormigón aislados (Figura 20, ANEXO E). Cuando el sistema eléctrico requiere energía, las partículas calientes se hacen circular a través de un intercambiador de calor que acciona un ciclo Brayton cerrado para generar electricidad. Su arquitectura modular y escalable permite cubrir rangos de descarga que van desde menos de 10 horas hasta más de 100 horas, posicionando a ENDURING dentro del segmento de almacenamiento de larga duración (LDES, Long Duration Energy Storage). Un módulo representativo de 100 horas está compuesto por cuatro silos de almacenamiento y un silo adicional de amortiguación que

gestiona los excedentes de partículas frías durante descargas incompletas, aportando flexibilidad operativa. Cada silo completamente cargado almacena aproximadamente 6,5 GWhth, equivalente a unas 25 horas de operación a plena carga de un sistema de 135 MW eléctricos, con lo que el módulo completo alcanza una capacidad total de aproximadamente 26 GWhth (NREL, 2023, p. 10). El uso de materiales abundantes y de bajo costo —arena y hormigón— promete reducir sustancialmente el costo del almacenamiento frente a las tecnologías electroquímicas convencionales. No obstante, el sistema se encuentra actualmente en fase de prototipo avanzado y validación experimental en el marco del programa ARPA-E del Departamento de Energía de Estados Unidos (NREL, 2023, p. vii), sin disponibilidad comercial para proyectos industriales en el corto plazo. Su relevancia para el Proyecto Kachi reside en la perspectiva de largo plazo: en una segunda fase del proyecto, cuando los excedentes energéticos anuales del orden de 72 GWh no puedan ser volcados a red ni absorbidos por nuevos usuarios, tecnologías como ENDURING podrían ofrecer una vía de valorización de esos excedentes que hoy permanecen sin uso.

### **11.5. Coherencia Técnica del Sistema Propuesto y Selección Tecnológica**

Frente al conjunto de alternativas analizadas, el sistema FV + BESS seleccionado emerge como la solución técnicamente más coherente con las condiciones del emplazamiento y las exigencias del proceso productivo. La irradiación global horizontal anual de 2.584,6 kWh/m<sup>2</sup>/año y el valor medio diario de 8,33 kWh/m<sup>2</sup> (NASA POWER DAV, 2026) sitúan al Salar de Carachi Pampa entre los emplazamientos de mayor potencial fotovoltaico de América del Sur, y el diseño propuesto explota este recurso de manera eficiente mediante módulos bifaciales de silicio monocristalino tipo N (TOPCon, 23,20 % de eficiencia), seguidores de eje inclinado DuraTrack con mitigación pasiva de viento y baterías LFP con gestión continua mediante BMS. La fracción solar alcanzada del 99,80 % en el escenario FV + BESS confirma que el dimensionamiento es técnicamente robusto. La elección de baterías LFP responde a criterios operativos específicos del emplazamiento: en un sistema aislado con ciclos diarios profundos determinados por la alternancia entre generación solar diurna y demanda nocturna del proceso DLE, la estabilidad electroquímica, la baja degradación por ciclo y el costo por unidad de energía ciclada a lo largo de 25 años son los parámetros decisivos relevantes, por encima de la densidad energética que orienta las decisiones en movilidad eléctrica.

### **11.6. Comparación de Escenarios y Dimensión Estratégica de la Sostenibilidad**

La comparación entre las configuraciones FV + BESS y FV + BESS + Diésel expone una tensión inherente a la planificación energética en entornos industriales remotos: la

reducción del CAPEX inicial mediante la incorporación de un generador diésel de 18 MW — que permite bajar la potencia fotovoltaica de 120 MWp a 66,24 MWp y la capacidad de almacenamiento de 415.479 kWh a 232.920 kWh— conlleva consecuencias que el análisis financiero convencional subestima sistemáticamente. Si bien el escenario híbrido mejora el VAN en 14,29 millones de USD y reduce el CAPEX en 31,58 millones de USD, incrementa el OPEX unitario de 12 a 16 USD/MWh e introduce una dependencia de combustible fósil en un emplazamiento donde el suministro de gasoil a más de 3.500 msnm, por rutas de montaña con transitabilidad estacional, representa un riesgo operativo real que se materializa especialmente en condiciones meteorológicas adversas del invierno puneño. Adicionalmente, la pérdida del carácter 100 % renovable tiene implicancias que trascienden el balance interno del proyecto: en un mercado global de litio que avanza aceleradamente hacia la exigencia de trazabilidad de huella de carbono en la cadena de suministro de baterías —particularmente bajo el marco regulatorio CSRD europeo y los esquemas de reporte de emisiones de Alcance 3 de fabricantes de vehículos eléctricos en Europa y Asia—, el diferencial de sostenibilidad entre ambas configuraciones puede traducirse en acceso diferenciado a contratos de suministro de largo plazo, condiciones de financiamiento más favorables a través de instrumentos de deuda verde y mayor resiliencia frente a regulaciones de emisiones que se endurecen progresivamente. Desde esta perspectiva integral, la configuración FV + BESS resulta más coherente con los objetivos estratégicos de largo plazo del Proyecto Kachi.

### **11.7. Limitaciones Financieras**

Los resultados financieros obtenidos bajo el esquema de PPA acordado (65-70-75 USD/MWh en tramos decenales) —VAN de -45,93 millones de USD y período de recuperación de 30,4 años para el escenario FV + BESS— no deben leerse como señal de inviabilidad del emprendimiento sino como manifestación de la lógica estructural del modelo de negocio adoptado. En proyectos energéticos integrados a operaciones mineras, el valor de la energía se internaliza en la estructura de costos del proceso productivo: reduce el LCOE del carbonato de litio, elimina la exposición a volatilidades tarifarias y fortalece la competitividad de largo plazo del proyecto frente a productores con mayor dependencia energética fósil. La viabilidad financiera directa del proyecto energético puede mejorarse mediante la renegociación del precio del PPA hacia valores más próximos al LCOE de sistemas aislados de alta calidad en regiones de alta irradiación —rango 55-75 USD/MWh incluyendo almacenamiento—, la incorporación de nuevos usuarios a la línea de transmisión existente que permitan distribuir los costos de infraestructura, o la movilización de mecanismos de financiamiento verde ligados a reducciones verificadas de emisiones de

Alcance 2, cuya disponibilidad se ha ampliado significativamente en los mercados de capitales internacionales.

### **11.8. Pertinencia de la Solución Propuesta en el Contexto del Litio Argentino**

En síntesis, el análisis integrado de alternativas demuestra que el sistema de generación fotovoltaica con almacenamiento propuesto para el Proyecto Kachi es la solución técnicamente más madura, lógicamente viable y estratégicamente coherente con las condiciones del recurso solar disponible, los requerimientos de continuidad del proceso DLE, las limitaciones del entorno de alta montaña y las exigencias crecientes del mercado internacional del litio en materia de sostenibilidad ambiental. Las restricciones identificadas en las alternativas analizadas —eólica convencional, WindRunner, Vortex Bladeless y ENDURING— no descalifican su relevancia futura, pero confirman que en el horizonte temporal del Proyecto Kachi ninguna de ellas ofrece la madurez técnica y la disponibilidad operativa que el proceso industrial exige desde el primer día de operación.

## **12. Conclusiones**

### **12.1. Dimensión Técnica y Energética**

Primera. El Salar de Carachi Pampa presenta condiciones de recurso solar excepcionales, con una irradiación global horizontal anual de 2.584,6 kWh/m<sup>2</sup>/año y un valor medio diario de 8,33 kWh/m<sup>2</sup>, lo que lo posiciona entre los emplazamientos de mayor potencial fotovoltaico de América del Sur. Estas condiciones, combinadas con una atmósfera seca, baja nubosidad media anual y extensas superficies disponibles sin interferencia topográfica significativa, configuran un escenario singularmente favorable para la implantación de generación solar a gran escala, validando la idoneidad del recurso solar como base del diseño energético del proyecto.

Segunda. El sistema FV + BESS dimensionado con 120 MWp de potencia fotovoltaica y 369315.0 kWh de capacidad de almacenamiento LFP logra una fracción solar del 99,80 %, cubriendo la totalidad de la demanda eléctrica del proceso DLE con energía de origen renovable, demostrando que la arquitectura técnica propuesta es capaz de garantizar la continuidad operativa del proceso industrial con un grado de autosuficiencia pleno.

Tercera. La configuración FV + BESS + Diésel, con 66,24 MWp fotovoltaicos y 232.920 kWh de almacenamiento, alcanza una fracción solar del 95,03 %, delegando al generador diésel de 18 MW la cobertura del 4,97 % de la demanda no atendida por el subsistema renovable, fundamentalmente durante el período invernal. Este esquema reduce significativamente el CAPEX requerido, pero introduce costos variables asociados al

combustible, incrementa la complejidad operativa y compromete parcialmente el perfil de sostenibilidad ambiental del proyecto. La elección entre ambas configuraciones implica, por tanto, una decisión estratégica que involucra criterios técnicos, económicos y de posicionamiento ambiental.

Cuarta. La selección de módulos fotovoltaicos bifaciales de silicio monocristalino tipo N (TOPCon, 23,20 % de eficiencia), combinada con sistemas de seguimiento solar de eje inclinado y tecnología de almacenamiento LFP, representa la convergencia de las soluciones técnicas más maduras y eficientes disponibles en el mercado actual para aplicaciones utility-scale en entornos remotos y de alta irradiación. La incorporación del inversor INGECON SUN 3Power U C Series Plus con funcionalidad de electroluminiscencia integrada, junto con el uso de trackers DuraTrack con sistema de mitigación pasiva de viento, constituyen decisiones de diseño que optimizan la gestión de activos en un entorno climático extremo como el de la Puna andina.

Quinta. La presencia de excedentes energéticos no aprovechados —del orden de 218,95 GWh/año en el escenario FV + BESS— es una consecuencia inherente al dimensionamiento de sistemas aislados orientados a maximizar la autosuficiencia, y no debe interpretarse como una ineficiencia de diseño. En el contexto del Proyecto Kachi, sin posibilidad de venta a red ni existencia de consumidores adicionales, estos excedentes representan el margen de seguridad estructural que garantiza el suministro continuo durante los períodos de menor disponibilidad solar. Una eventual expansión de la demanda minera o la incorporación de nuevos usuarios energéticos en el territorio permitiría valorizar económicamente estos excedentes en el futuro.

## **12.2. Dimensión Financiera y Económica**

Sexta. Bajo el esquema de PPA definido (65-70-75 USD/MWh en tramos de diez años) y con los ingresos restringidos al consumo propio de la planta minera, ninguna de las dos configuraciones evaluadas genera un retorno financiero positivo desde la perspectiva estrictamente convencional del análisis de proyectos energéticos: el escenario FV + BESS arroja un VAN de -45,93 millones de USD y un período de recuperación de 30,4 años, mientras que el escenario FV + BESS + Diésel presenta un VAN de -31,64 millones de USD y un payback de 29,5 años. Ambos horizontes de recuperación superan la vida útil del proyecto definida en 25 años. Estas limitaciones financieras no cuestionan la viabilidad del proyecto en su conjunto, sino que reflejan una restricción estructural del modelo de negocio en el que el valor energético se internaliza en la economía minera global y no se captura directamente a través del proyecto energético.

Séptima. La mejora financiera que introduce el generador diésel en la configuración híbrida —reducción del CAPEX en 31,58 millones de USD y mejora del VAN en 14,29 millones de USD— no compensa el incremento del OPEX unitario (de 12 a 16 USD/MWh), la introducción de costos variables dependientes del precio del combustible, la exposición a riesgos de suministro de diésel en un emplazamiento de alta montaña y la pérdida del carácter 100 % renovable del sistema. En consecuencia, desde una perspectiva integral que incorpore tanto los aspectos financieros como los estratégicos y ambientales, la configuración FV + BESS resulta más coherente con los objetivos de largo plazo del Proyecto Kachi.

Octava. La viabilidad financiera de la solución fotovoltaica podría mejorarse sustancialmente mediante la renegociación del precio del PPA —con tarifas más cercanas al LCOE de sistemas aislados de alta calidad, que en regiones con elevada irradiación puede situarse en el rango de 55-75 USD/MWh incluyendo almacenamiento—, la incorporación de nuevos usuarios a la línea de transmisión que permitan distribuir los costos de infraestructura, la evaluación de mecanismos de financiación verde o bonos de sostenibilidad vinculados a la reducción de emisiones de Alcance 2, y la potencial monetización de los excedentes fotovoltaicos en el marco de acuerdos con otros proyectos mineros o energéticos en la región.

### **12.3. Dimensión de Gestión de Activos y Sostenibilidad**

Novena. El plan integral de operación y mantenimiento diseñado para el Proyecto Kachi, que integra estrategias preventivas, correctivas y predictivas basadas en monitorización SCADA, análisis de datos operativos mediante GMAO, diagnóstico por electroluminiscencia SWIR con drones, inspecciones termográficas y gestión continua del estado de salud del BESS mediante BMS, constituye un marco técnico robusto y coherente con las condiciones ambientales extremas del emplazamiento —altitud, ciclos térmicos, salinidad, vientos intensos— y con el horizonte de vida útil de 25 años del proyecto. La gestión de activos se concibe no como una actividad reactiva, sino como un proceso continuo de optimización del rendimiento que tiene su origen en la fase de diseño y selección de materiales.

Décima. La solución energética propuesta se alinea plenamente con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030, en particular con el ODS 7 (Energía asequible y no contaminante), el ODS 13 (Acción por el clima) y el ODS 11 (Ciudades y comunidades sostenibles). La cobertura de la demanda eléctrica del proceso DLE mediante generación solar elimina las emisiones de Alcance 2 asociadas al consumo eléctrico, fortaleciendo el perfil de sostenibilidad del carbonato de litio producido en Kachi en el contexto de una

cadena de suministro global de baterías que demanda cada vez con mayor exigencia criterios de trazabilidad ambiental. Esta característica representa una ventaja competitiva estratégica frente a proyectos productores de litio con mayor intensidad carbónica en su mix energético.

Undécima. El análisis de alternativas complementarias —generación eólica, tecnología Vortex Bladeless, almacenamiento de larga duración tipo ENDURING (NREL)— evidencia que, en el estado actual de desarrollo tecnológico y en las condiciones logísticas y climáticas del emplazamiento, ninguna de estas opciones constituye una alternativa técnicamente madura y económicamente competitiva respecto al sistema FV + BESS propuesto. Las restricciones de transporte de componentes de gran envergadura por la Ruta Provincial N.º 43 y las características del recurso eólico —elevada variabilidad direccional sin predominancia clara— descartan la eólica como fuente principal en la etapa actual, aunque podría evaluarse como complemento en fases posteriores del proyecto si se consolidan las condiciones logísticas y tecnológicas.

Duodécima. Como reflexión final de síntesis, el Proyecto Kachi representa un caso paradigmático de la confluencia entre la transición energética global, la expansión del sector del litio como recurso estratégico para la electromovilidad y el almacenamiento estacionario, y el desafío de diseñar soluciones energéticas sostenibles en entornos remotos y exigentes desde el punto de vista técnico y ambiental. El sistema de generación fotovoltaica con almacenamiento propuesto demuestra que es técnicamente posible garantizar un suministro eléctrico continuo, fiable y prácticamente cien por ciento renovable para una operación industrial de esta escala en el corazón de la Puna andina. La viabilidad financiera plena del proyecto energético requerirá ajustes en el modelo de ingresos y en el marco contractual del PPA, pero los fundamentos técnicos y ambientales de la solución son sólidos, coherentes con el estado del arte de la industria fotovoltaica y alineados con las exigencias que el mercado internacional del litio impondrá de forma creciente a los productores en materia de responsabilidad ambiental y huella de carbono.

### **13. Conclusions**

This Master's Thesis has addressed the technical, energy-related and economic analysis of a photovoltaic generation system combined with battery energy storage (PV + BESS) for the electricity supply of the Kachi Project, a lithium extraction operation from brines located in the Salar de Carachi Pampa (Catamarca, Argentina). Based on the results obtained across the different stages of the study, the following conclusions can be drawn, structured around the three analytical dimensions that frame this work.

### 13.1. Technical and Energy Dimension

First. The Salar de Carachi Pampa presents exceptional solar resource conditions, with an annual global horizontal irradiation of 2,584.6 kWh/m<sup>2</sup>/year and a mean daily value of 8.33 kWh/m<sup>2</sup>, placing it among the highest photovoltaic potential sites in South America. These conditions, combined with a dry atmosphere, low mean annual cloud cover and extensive available surfaces with no significant topographic interference, configure a singularly favourable scenario for the deployment of large-scale solar generation, validating the suitability of the solar resource as the foundation of the project's energy design.

Second. The PV + BESS system, sized at 120 MWp of photovoltaic capacity and 369,315.0 kWh of LFP battery storage, achieves a solar fraction of 99.80%, covering the entire electricity demand of the DLE process with energy of renewable origin, demonstrating that the proposed technical architecture is capable of guaranteeing the continuity of the industrial process with a full degree of energy self-sufficiency.

Third. The PV + BESS + Diesel configuration, with 66.24 MWp of photovoltaic capacity and 232,920 kWh of storage, achieves a solar fraction of 95.03%, with the 18 MW diesel generator covering the 4.97% of demand not met by the renewable subsystem, primarily during the winter period. This approach significantly reduces the required CAPEX but introduces variable costs associated with fuel, increases operational complexity and partially compromises the environmental sustainability profile of the project. The choice between both configurations therefore involves a strategic decision that encompasses technical, economic and environmental positioning criteria.

Fourth. The selection of bifacial n-type monocrystalline silicon photovoltaic modules (TOPCon, 23.20% efficiency), combined with single-axis tracking systems and LFP battery storage technology, represents the convergence of the most mature and efficient technical solutions currently available for utility-scale applications in remote, high-irradiance environments. The incorporation of the INGECON SUN 3Power U C Series Plus inverter with integrated electroluminescence functionality, together with DuraTrack passive wind-mitigation trackers, constitute design decisions that optimise asset management in the extreme climatic conditions of the Andean Puna.

Fifth. The presence of unused energy surpluses — of the order of 218.95 GWh/year in the PV + BESS scenario — is an inherent consequence of sizing isolated systems aimed at maximising self-sufficiency, and should not be interpreted as a design inefficiency. In the context of the Kachi Project, with no possibility of grid export or additional energy consumers in the vicinity, these surpluses represent the structural safety margin that ensures continuous supply during periods of lower solar availability. A potential expansion of mining demand or

the incorporation of new energy users in the territory would make it possible to monetise these surpluses economically in the future. Financial and Economic Dimension

Sixth. Under the defined PPA framework (65-70-75 USD/MWh in ten-year tranches) and with revenues restricted to the mining plant's own consumption, neither of the two configurations evaluated generates a positive financial return from the strictly conventional project analysis perspective: the PV + BESS scenario yields a NPV of –USD 45.93 million and a payback period of 30.4 years, while the PV + BESS + Diesel scenario presents a NPV of –USD 31.64 million and a payback of 29.5 years. Both recovery horizons exceed the project's defined useful life of 25 years. These financial limitations do not question the overall viability of the project, but rather reflect a structural constraint of the business model in which energy value is internalised into the global mining economy and is not captured directly through the energy project.

Seventh. The financial improvement introduced by the diesel generator in the hybrid configuration — a CAPEX reduction of USD 31.58 million and a NPV improvement of USD 14.29 million — does not compensate for the increased unit OPEX (from 12 to 16 USD/MWh), the introduction of variable costs dependent on fuel prices, the exposure to diesel supply risks at a high-altitude remote site, or the loss of the system's 100% renewable character. Consequently, from a holistic perspective that incorporates both financial and strategic and environmental dimensions, the PV + BESS configuration is more consistent with the long-term objectives of the Kachi Project.

Eighth. The financial viability of the photovoltaic solution could be substantially improved through renegotiation of the PPA price — with tariffs closer to the LCOE of high-quality isolated systems, which in regions with high irradiation can be in the range of 55-75 USD/MWh including storage —, the incorporation of new users onto the transmission line to distribute infrastructure costs, the evaluation of green financing mechanisms or sustainability-linked bonds tied to Scope 2 emission reductions, and the potential monetisation of photovoltaic surpluses through agreements with other mining or energy projects in the region.

### **13.2. Asset Management and Sustainability Dimension**

Ninth. The comprehensive operation and maintenance plan designed for the Kachi Project, which integrates preventive, corrective and predictive strategies based on SCADA monitoring, operational data analysis through CMMS, SWIR electroluminescence drone diagnostics, thermographic inspections and continuous BMS-based BESS state-of-health management, constitutes a robust technical framework consistent with the extreme environmental conditions of the site — altitude, thermal cycling, salinity, intense winds —

and with the 25-year useful life horizon of the project. Asset management is conceived not as a reactive activity, but as a continuous performance optimisation process that begins at the design and material selection phase.

Tenth. The proposed energy solution is fully aligned with the Sustainable Development Goals of the 2030 Agenda, in particular with SDG 7 (Affordable and Clean Energy), SDG 13 (Climate Action) and SDG 11 (Sustainable Cities and Communities). Covering the electricity demand of the DLE process through solar generation eliminates the Scope 2 emissions associated with electricity consumption, strengthening the sustainability profile of the lithium carbonate produced at Kachi in the context of a global battery supply chain that is increasingly demanding environmental traceability criteria from producers. This characteristic represents a strategic competitive advantage over lithium-producing projects with higher carbon intensity in their energy mix.

Eleventh. The analysis of complementary alternatives — wind generation, Vortex Bladeless technology, long-duration storage of the ENDURING type (NREL) — demonstrates that, in the current state of technological development and given the logistical and climatic conditions of the site, none of these options constitutes a technically mature and economically competitive alternative to the proposed PV + BESS system. The restrictions on transporting large-scale components along Provincial Route No. 43 and the characteristics of the wind resource — high directional variability with no clear predominant direction — rule out wind power as the primary source at the current stage, although it could be evaluated as a complement in later project phases if logistical and technological conditions are consolidated.

Twelfth. As a final synthesising reflection, the Kachi Project represents a paradigmatic case of the convergence between the global energy transition, the expansion of the lithium sector as a strategic resource for electromobility and stationary storage, and the challenge of designing sustainable energy solutions in remote and technically and environmentally demanding environments. The proposed photovoltaic generation system with storage demonstrates that it is technically feasible to guarantee a continuous, reliable and practically 100% renewable electricity supply for an industrial operation of this scale in the heart of the Andean Puna. Full financial viability of the energy project will require adjustments to the revenue model and the PPA contractual framework, but the technical and environmental foundations of the solution are sound, consistent with the state of the art in the photovoltaic industry, and aligned with the requirements that the international lithium market will increasingly impose on producers in terms of environmental responsibility and carbon footprint.

## 14. Bibliografía

- acero argentino. (2017). *Acero*. Recuperado el 18 de marzo de 2026, de <https://www.acero.org.ar/acero/>
- ARRAY TECHNOLOGIES. (2026). *ARRAY DuraTrack®*. Recuperado el 18 de MARZO de 2026, de <https://arraytechinc.com/products/duratrack/?lang=es>
- CÓDIGO ADUANERO. (02 de febrero de 1981). *Ministerio de Justicia*. Recuperado el 04 de marzo de 2026, de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-22415-16536/actualizacion>
- De las Heras León, M. (2024). *Mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas. ENAE0108*. Málaga, España: IC Editorial. Recuperado el 13 de marzo de 2026, de <https://elibro.net/es/ereader/universidadeuropea/274771?>
- Energía Estratégica. (24 de diciembre de 2025). *YPF Luz pone en marcha los primeros 100 MW del parque solar El Quemado*. Recuperado el 08 de marzo de 2026, de <https://www.energiaestrategica.com/ypf-luz-pone-en-marcha-los-primeros-100-mw-del-parque-solar-el-quemado/>
- Fong, W. K., Sotos, M., Doust, M., Schultz, S., Marques, A., & Deng-Beck, C. (2014). *Protocolo Global para Inventarios de Emisión de Gases de Efecto Invernadero a Escala Comunitaria*. Recuperado el 19 de febrero de 2026, de [https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards\\_supporting/GHGP\\_GPC%20%28Spanish%29.pdf](https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards_supporting/GHGP_GPC%20%28Spanish%29.pdf)
- Fraunhofer ISE. (31 de octubre de 2025). *Photovoltaics Report*. Recuperado el 15 de marzo de 2026, de [file:///D:/Downloads/Photovoltaics-Report%20\(1\).pdf](file:///D:/Downloads/Photovoltaics-Report%20(1).pdf)
- Hertz, J., & Anderson, M. C. (29 de enero de 2026). *Battery Technology*. Recuperado el 13 de marzo de 2026, de <https://www.batterytechonline.com/stationary-batteries/explore-the-top-10-battery-energy-storage-system-manufacturers>
- IEA. (11 de julio de 2023). *Grid-scale Storage*. Recuperado el 06 de marzo de 2026, de <https://www.iea.org/energy-system/electricity/grid-scale-storage>
- IEA. (abril de 2024). *Batteries and Secure Energy Transitions*. Recuperado el 18 de marzo de 2026, de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cb39c1bf-d2b3-446d-8c35-aae6b1f3a4a0/BatteriesandSecureEnergyTransitions.pdf>
- IEA. (2025). *Trends in Photovoltaic Applications 2025*. Recuperado el 15 de marzo de 2026, de [https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2025/10/IEA-PVPS\\_Trends\\_2025-.pdf](https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2025/10/IEA-PVPS_Trends_2025-.pdf)
- IEA. (noviembre de 2025). *World Energy Outlook 2025*. Recuperado el 19 de marzo de 2026, de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6e3cfb8e-dba1-46f5-ac26-d4a0bd0dc24b/WorldEnergyOutlook2025.pdf>

- Ingeteam. (2025). *INGECON SUN 3Power C Series Plus*. Recuperado el 17 de marzo de 2026, de [https://www.ingetteam.com/es-es/sectores/energia-fotovoltaica/p15\\_24\\_786/ingecon-sun-3power-u-c-series-plus.aspx](https://www.ingetteam.com/es-es/sectores/energia-fotovoltaica/p15_24_786/ingecon-sun-3power-u-c-series-plus.aspx)
- Ingrassia, V. (13 de diciembre de 2024). *Los diez parques que mas energía generan en Argentina*. Recuperado el 08 de marzo de 2026, de <https://portalsolar.com.ar/actualidad/nacionales/los-diez-parques-que-mas-energia-generan-en-argentina>
- Lake Resources. (03 de agosto de 2025). *Kachi Phase One DFS Addendum Presentation*. Recuperado el 18 de febrero de 2026, de <https://investorhub.lakeresources.com.au/announcements/7084565>
- Lake Resources. (04 de agosto de 2025). *Kachi Project Definitive Feasibility Study Addendum*. Recuperado el 19 de febrero de 2026, de <https://investorhub.lakeresources.com.au/announcements/7084566>
- Lebowitz, D., Daly, S., & Sundaram, S. (2025). *El libro de BESS*. Bowker. Recuperado el 17 de marzo de 2026
- LIEBHERR. (2025). *Grúa sobre orugas*. Recuperado el 04 de marzo de 2026, de <https://assets-cdn.liebherr.com/versions/7d8c92b9-4730-4719-92f4-1f9b73ea3a77/original/>
- Ministerio del Interior. (01 de octubre de 2019). *Se inauguró el Parque Solar Caucharí en Jujuy que dará energía renovable a 160.000 hogares*. Recuperado el 08 de MARZO de 2026, de <https://www.argentina.gob.ar/noticias/se-inauguro-el-parque-solar-cauchari-en-jujuy-que-dara-energia-renovable-160000-hogares>
- MITECO. (febrero de 2021). *ESTRATEGIA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO*. Recuperado el 20 de febrero de 2026, de [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/estrategiaalmacenamiento\\_tcm30-522655.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tcm30-522655.pdf)
- NASA POWER DAV. (05 de febrero de 2026). *NASA POWER DAV*. Recuperado el 23 de febrero de 2026, de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- NEOEN. (05 de octubre de 2021). *Neoen anuncia la puesta en marcha de Altiplano 200, un parque solar de 208 MWp en Argentina*. Recuperado el 08 de marzo de 2026, de <https://neoen.com/es/noticias/2021/neoen-anuncia-la-puesta-en-marcha-de-altiplano-200-un-parque-solar-de-208-mwp-en-argentina/>
- New Imaging Technologies. (2024). *NIT*. Recuperado el 10 de marzo de 2026, de <https://new-imaging-technologies.com/product/widy-sens-640/>
- NREL. (septiembre de 2023). *Economic Long-Duration Electricity Storage by Using Low-Cost Thermal Energy Storage and High-Efficiency Power Cycle (ENDURING)*. Recuperado el 10 de marzo de 2026, de <https://docs.nlr.gov/docs/fy23osti/84728.pdf>

- olade. (septiembre de 2025). *LIBRO BLANCO DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE*. Recuperado el 10 de marzo de 2026, de [https://www.olade.org/wp-content/uploads/2025/10/LIBRO\\_ESPANOL\\_FINAL.pdf](https://www.olade.org/wp-content/uploads/2025/10/LIBRO_ESPANOL_FINAL.pdf)
- ONU. (25 de septiembre de 2015). *17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)*. Recuperado el 05 de marzo de 2026, de <https://www.pactomundial.org/que-puedes-hacer-tu/ods/>
- PANORAMA MINERO. (26 de febrero de 2026). *Ruta 43: Catamarca avanza con la pavimentación clave para la minería del litio en la Puna*. Recuperado el 04 de marzo de 2026, de <https://www.panorama-minero.com/es/news/ruta-43-catamarca-avanza-con-la-pavimentacion-clave-para-la-mineria-del-litio-en-la-puna>
- Perpiñán Lamigueiro, O. (2023). *ENERGÍA SOLAR Fotovoltaica*. España: creative commons. Recuperado el 08 de marzo de 2026, de <https://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>
- POWER CHINA Ltd. (2022). *Parque Solar Andina de las Marianas*. Recuperado el 12 de marzo de 2026, de <https://www.powerchina.com.ar/andina.html>
- RADIA. (s.f.). *RADIA WINDRUNNER*. Recuperado el 04 de marzo de 2026, de <https://radia.com/windrunner>
- Ríos Díaz, G. (junio de 2025). *Litio Panorama global del mercado del litio y el potencial litífero de Argentina*. Recuperado el 19 de febrero de 2026, de [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informe\\_litio\\_junio\\_2025.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informe_litio_junio_2025.pdf)
- Schenker, V., & Pfister, S. (26 de marzo de 2025). *ACS Publications*. Recuperado el 10 de marzo de 2026, de [https://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/acs.est.4c12619?ref=article\\_openPDF](https://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/acs.est.4c12619?ref=article_openPDF)
- Secretaría de Energía. (02 de marzo de 2026). *Comunicado*. Recuperado el 08 de marzo de 2026, de <https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-gobierno-nacional-lanza-una-convocatoria-para-incorporar-almacenamiento-electrico-en>
- Secretaría de Energía. (27 de febrero de 2026). *Resolución 50/2026*. Recuperado el 08 de marzo de 2026, de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/338931/20260302>
- Secretaría de Minería. (2024). *Portfolio of ADVANCED PROJECTS Lithium*. Recuperado el 19 de febrero de 2026, de [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/portfolio\\_lithium\\_2024\\_0.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/portfolio_lithium_2024_0.pdf)
- SIEMENS Gamesa. (septiembre de 2025). *SG 7.0-170*. Recuperado el 04 de marzo de 2026, de [file:///D:/Downloads/2025-Feb-SG-7-0-170\\_EN-pdf\\_Original%2520file.pdf](file:///D:/Downloads/2025-Feb-SG-7-0-170_EN-pdf_Original%2520file.pdf)
- Svarc, J. (28 de febrero de 2026). *Paneles solares más eficientes de 2026*. Recuperado el 13 de marzo de 2026, de <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>

Trashorras Montecelos, J. (2023). *Almacenamiento de energía eléctrica*. Madrid: Ediciones Paraninfo. Recuperado el 11 de marzo de 2026, de <https://elibro.net/es/ereader/universidadeuropea/245540>

VORTEX Bladeless. (s.f.). *EÓLICA SIN PALAS*. Recuperado el 04 de marzo de 2026, de <https://vortexbladeless.com/es/tecnologia/>