



Universidad de Concepción
Dirección de Postgrado
Facultad de Ingeniería Agrícola
Doctorado en Recursos Hídricos y Energía para la Agricultura

“Efectos de la configuración de sistemas de generación eléctrica híbridos off-grid, en la disponibilidad, seguridad y estabilidad de suministro eléctrico en plantas desalinizadoras con tecnología de nanofiltración”.

Tesis para optar al grado académico de Doctor en Recursos Hídricos y Energía para la Agricultura

JOAQUÍN ARTURO GUTIÉRREZ ALZAMORA
CHILLÁN – CHILE
2025

Profesor Guía: Dr. Rodrigo Bórquez Yáñez
Departamento de Ingeniería Química
Facultad de Ingeniería
Universidad de Concepción

Esta tesis ha sido realizada en el Departamento de Mecanización y Energía de la Facultad de Ingeniería Agrícola, Universidad de Concepción.

Profesor Guía:

Dr. Rodrigo Bórquez Yáñez
Facultad de Ingeniería
Universidad de Concepción

Profesor Co-Guía:

Dr. Mario Lillo Saavedra
Facultad de Ingeniería Agrícola
Universidad de Concepción

Comisión Evaluadora:

Dr. Christian Correa Farías
Facultad de Ingeniería Agrícola
Universidad de Concepción

Dr. Gabriel Merino Coria
Facultad de Ingeniería Agrícola
Universidad de Concepción

Dr. David Lara Castells
Facultad de Ingeniería Agrícola
Universidad de Concepción

Profesor Externo:

Dr. Yunesky Masip Macia
Facultad de Ingeniería
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso

Director de Programa:

Dr. Sebastián Krogh Navarro
Facultad de Ingeniería Agrícola
Universidad de Concepción

INDICE

INDICE DE TABLAS.....	iv
INDICE DE FIGURAS.....	vi
RESUMEN.....	viii
SUMMARY.....	ix
1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. OBJETIVO GENERAL Y OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	28
3. CASO DE ESTUDIO: PLANTA DESALINIZADORA Y SISTEMA HÍBRIDO.....	28
4. METODOLOGÍA.....	41
5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	66
6. PRINCIPALES APORTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	126
7. CONCLUSIONES.....	128
8. TRABAJOS FUTUROS.....	130
9. BIBLIOGRAFÍA.....	131
10. ANEXOS.....	138
11. APENDICES.....	144

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Selección de datos tomados de la Tabla 9 del artículo “Small scale desalination technologies: A comprehensive review” de (Kariman et al., 2023b).....	7
Tabla 2 - Comparación de sistemas de energía renovable conectados a la red y autónomos. Fuente: Adaptado desde (U.S. Department of Energy, 2025b, 2025a).....	8
Tabla 3 - Potencia requerida y caudales de agua de entrada y salida en cada modo de operación. Fuente: Elaboración Propia.	31
Tabla 4 - Características fisicoquímicas del agua del pozo y los pasos 1 y 2 de proceso de nanofiltración. Fuente: elaboración propia en base a información entregada por la Departamento de Ingeniería Química de la UdeC.....	32
Tabla 5 – Resumen de principales componentes del sistema híbrido off-grid actual....	39
Tabla 6 – Principales aspectos abordados por las metodologías de análisis LCA y LCC. Fuente: Elaboración propia en base a (Fathollahi & Coupe, 2021; Fatima et al., 2025; Petrillo et al., 2016).....	56
Tabla 7 – Resumen de indicadores técnicos, operacionales y económicos utilizados en la evaluación de escenarios.	59
Tabla 8 - Potencial de generación fotovoltaica en kWh del sistema híbrido de generación actual (línea base). Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Explorador Solar.....	67
Tabla 9 – Secuencia horaria de activación de los modos de operación de la planta desalinizadora, según periodo estacional.	68
Tabla 10 - Perfil óptimo de operación anual de la planta desalinizadora, utilizado para la modelación en HOMER-Pro de los Escenarios 1, 2 y 3. Los valores indican la potencia eléctrica en kW requerida por hora en cada mes del año.	69
Tabla 11 - Indicadores técnicos obtenidos mediante simulación en Homer-Pro. Escenario 1.	72
Tabla 12 - Indicadores operacionales obtenidos mediante simulación en Homer-Pro y otros cálculos. Escenario 1.....	74
Tabla 13 - Desglose de costos de inversión inicial, reposición (CAPEX) y operación (OPEX) considerados en el Escenario 1.....	78
Tabla 14 - Resumen de costos acumulados de inversión, reposición y operación del sistema híbrido (Escenario 1). Horizonte: 25 años.....	79
Tabla 15 - Características técnicas, operativas y comerciales de las baterías de ion-litio seleccionadas.	81
Tabla 16 - Comparación técnica y económica de alternativas de baterías de ion-litio modeladas en Homer-Pro.....	82
Tabla 17 - Indicadores técnicos obtenidos mediante simulación en Homer-Pro. Escenario 2.	86
Tabla 18 - Indicadores operacionales obtenidos mediante simulación en Homer-Pro y otros cálculos. Escenario 2.....	89
Tabla 19 - Desglose de costos de inversión inicial, reposición (CAPEX) y operación (OPEX) considerados en el Escenario 2.....	92

Tabla 20 - Resumen de costos acumulados de inversión, reposición y operación del sistema híbrido (Escenario 2). Horizonte: 25 años.....	93
Tabla 21 - Indicadores técnicos obtenidos mediante simulación en Homer-Pro. Escenario 3.	98
Tabla 22 - Indicadores operacionales obtenidos mediante simulación en Homer-Pro y otros cálculos. Escenario 3.....	101
Tabla 23 – Desglose de costos de inversión inicial, reposición (CAPEX) y operación (OPEX) considerados en el Escenario 3.....	104
Tabla 24 - Resumen de costos acumulados de inversión, reposición y operación del sistema híbrido (Escenario 3). Horizonte: 25 años.....	105
Tabla 25 – Potencial de generación fotovoltaica en kWh del sistema híbrido rediseñado. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Explorador Solar.	107
Tabla 26 – Secuencia horaria de activación de los modos de operación de la planta desalinizadora para el Perfil Óptimo Ajustado, según periodo estacional.	107
Tabla 27 – Perfil Óptimo Ajustado de operación anual de la planta desalinizadora, utilizado para la modelación del Escenario 3A en HOMER-Pro. Los valores indican la potencia eléctrica en kW requerida por hora en cada mes del año.	108
Tabla 28 - Indicadores técnicos obtenidos mediante simulación en Homer-Pro. Escenario 3A.....	109
Tabla 29 - Indicadores operacionales obtenidos mediante simulación en Homer-Pro y otros cálculos. Escenario 3A.	111
Tabla 30 - Resumen de costos acumulados de inversión, reposición y operación del sistema híbrido (Escenario 3A). Horizonte: 25 años.	113
Tabla 31 – Resumen de indicadores técnicos, operacionales y económicos por escenario.	115
Tabla 32 – Análisis de sensibilidad técnico-económico del sistema híbrido según capacidad fotovoltaica instalada. Escenario 3A.....	119
Tabla 33 - Análisis de sensibilidad del LCOW en el Escenario 3A ante variaciones en los costos específicos de baterías, paneles fotovoltaicos y combustible diésel.	123
Tabla 34 - Análisis de sensibilidad del LCOW en el Escenario 3A ante variaciones en la tasa de descuento.....	125

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Cambios de precipitación en Chile Central entre los periodos 1960-1990 y 1990-2020, y proyectados hacia fines de siglo (2070-2100). Adaptado desde (C. Alvarez-Garreton et al., 2023).....	3
Figura 2 - Clasificación de las tecnologías de desalinización por principio de trabajo. Adaptado de (Curto et al., 2021). Page 3.....	5
Figura 3 - Factores clave en el diseño y dimensionamiento de un sistema híbrido Off-Grid. Fuente: Elaboración propia.....	10
Figura 4 - Esquema de un sistema híbrido de generación eléctrica. Fuente: Adaptado desde (Roy et al., 2024).....	12
Figura 5 - Ejemplo de aplicación combinada de estrategias de despacho Load Following (LF) y Cycle Charging (CC). Adaptado de (Jufri et al., 2021). Page 11.....	18
Figura 6 - Clasificación de baterías de plomo-ácido. Adaptado desde (Juan Astudillo, 2020).....	19
Figura 7 – Comparación de baterías de ion-litio con químicas LFP y NMC. Adaptado de (Tasneem et al., 2025). Page 6.....	21
Figura 8 – Mapa de la localidad rural de Colmuyao, Comuna de Cobquecura. Fuente: Elaboración propia en base a Google Maps.....	29
Figura 9 – Esquema simplificado de la planta desalinizadora. Representa los componentes principales, los flujos de agua y el suministro eléctrico desde el sistema híbrido. Fuente: Elaboración propia.....	30
Figura 10 - Componentes principales del sistema de generación eléctrica híbrido actual (Línea Base): fotovoltaico, baterías y generador diésel. Fuente: Elaboración propia....	34
Figura 11 – Esquema metodológico de evaluación del desempeño técnico-económico de sistemas híbridos off-grid para desalinización. Fuente: Elaboración propia.....	42
Figura 12 - Esquema metodológico para la determinación del perfil óptimo de operación de la planta desalinizadora. Fuente: Elaboración Propia.....	48
Figura 13 - Flujo anual de energía del sistema híbrido (Escenario 1, en kWh/año). Fuente: Elaboración propia.....	73
Figura 14 - Distribución mensual del estado de carga relativo de las baterías OPzV. Simulación en HOMER-Pro para el Escenario 1.....	76
Figura 15 - Componentes principales del sistema de generación eléctrica híbrido del Escenario 2. Fuente: Elaboración propia.....	84
Figura 16 - Flujo anual de energía del sistema híbrido (Escenario 2, en kWh/año). Fuente: Elaboración propia.....	87
Figura 17 - Distribución mensual del estado de carga relativo de las baterías de ion-litio. Simulación en HOMER-Pro para el Escenario 2.....	90
Figura 18 - Componentes principales del sistema de generación eléctrica híbrido del Escenario 3. Fuente: Elaboración propia.....	95
Figura 19 - Flujo anual de energía del sistema híbrido (Escenario 3, en kWh/año). Fuente: Elaboración propia.....	99

Figura 20 - Distribución mensual del estado de carga relativo de las baterías LFP. Simulación en HOMER-Pro para el Escenario 3.	102
Figura 21 - Flujo anual de energía del sistema híbrido (Escenario 3A, en kWh/año). Fuente: Elaboración propia.	110
Figura 22 - Distribución mensual del estado de carga relativo de las baterías LFP. Simulación en HOMER-Pro para el Escenario 3A.	112
Figura 23 – Relación entre la capacidad fotovoltaica y el comportamiento energético del sistema híbrido (Energía renovable, excedente, diésel y demanda atendida).	120
Figura 24 – Variación del LCOW y LCOE en función de la capacidad fotovoltaica instalada	121
Figura A1 - Parámetros eléctricos de los paneles fotovoltaicos JAM78S10-445/MR. Fuente: Ficha técnica del equipo descargada desde www.jasolar.com	138
Figura A2 - Características técnicas del controlador de carga Victron SmartSolar MPPT 250V/100A. Fuente: Ficha técnica del equipo descargada desde www.victronenergy.com	138
Figura A3 – Especificaciones técnicas de las baterías Ultracell UZV1000-2. Fuente: Ficha técnica del equipo descargada desde www.ultracell.co.uk	139
Figura A4 – Ciclos de carga de las baterías Ultracell UZV1000-2. Fuente: Ficha técnica del equipo descargada desde www.ultracell.co.uk	139
Figura A5 – Características técnicas del Inversor/cargador MultiPlus-II 5.000 VA. Fuente: Ficha técnica del equipo descargada desde www.victronenergy.com	140
Figura A6 – Características técnicas del generador TDWG12000SGE3-N. Fuente: Ficha técnica del equipo descargada desde https://toyama.cl/	141
Figura A7 – Características técnicas del Inversor/cargador MultiPlus-II 10.000 VA. Fuente: Ficha técnica del equipo descargada desde www.victronenergy.com	142
Figura A8 - Especificaciones técnicas de las baterías de litio Dyness DL5.0C. Fuente: Ficha técnica del equipo descargada desde https://www.naturaenergy.cl/	143
Figura A9 - Ejemplo de planilla de análisis del Costo del Ciclo de Vida (LCC) desarrollada para este estudio. Fragmento correspondiente al Escenario 1 (Parte 1 de 3).....	144
Figura A10 - Ejemplo de planilla de análisis del Costo del Ciclo de Vida (LCC). Escenario 1 (Parte 2 de 3).....	145
Figura A11 - Ejemplo de planilla de análisis del Costo del Ciclo de Vida (LCC). Escenario 1 (Parte 3 de 3).....	146
Figura A12 - Datos de irradiancia solar global horizontal (GHI) promedio mensual en el sector de Colmuyao. Fuente: Homer-Pro con datos importados del Explorador Solar.	147
Figura A13 – Promedio de temperaturas mensuales en el sector de Colmuyao. Fuente: Homer-Pro con datos importados desde el Explorador Solar.....	148
Figura A14 – Muestra la inclinación y azimut de los paneles fotovoltaicos de la planta de Cobquecura. Fuente: Datos recolectados en terreno y cargados en Homer-Pro ...	148

RESUMEN

Esta tesis analiza el impacto técnico y económico de distintas configuraciones de sistemas híbridos off-grid sobre el costo de producción de agua en plantas desalinizadoras de pequeña escala con tecnología de nanofiltración (NF). El caso de estudio corresponde a la planta de la Universidad de Concepción, ubicada en Cobquecura, Región de Ñuble. Se evaluaron tres escenarios: (1) la configuración base con baterías de plomo-ácido, (2) la sustitución directa por baterías de ion-litio, y (3) un rediseño integral del sistema, que optimiza la capacidad fotovoltaica, el almacenamiento energético y el perfil de operación. La metodología combina simulaciones energéticas en HOMER Pro con estimaciones del Costo del Ciclo de Vida (LCC) y análisis de sensibilidad ante distintas condiciones técnicas y económicas. Los principales indicadores incluyen el Costo Nivelado del Agua (LCOW), el Costo Nivelado de la Energía (LCOE), y los costos de inversión, operación y reposición (CAPEX y OPEX). El rediseño permitió aumentar la fracción renovable del 70 % al 97 % y reducir el consumo de diésel en un 83 %. En el Escenario 3A, el LCOW disminuyó de 3,75 a 1,70 USD/m³, equivalente a una reducción del 54 % respecto al caso base, gracias a un ajuste en el perfil de operación coherente con el redimensionamiento. Este estudio aporta evidencia empírica sobre estrategias de diseño energético eficientes y económicamente viables para plantas desalinizadoras autónomas en contextos rurales aislados. Además, propone un enfoque metodológico replicable, basado en análisis sistémico, simulación energética y evaluación económica, aplicable al desarrollo de soluciones sostenibles frente a la escasez hídrica.

SUMMARY

This thesis analyzes the technical and economic impact of different off-grid hybrid system configurations on the water production cost in small-scale desalination plants using nanofiltration (NF) technology. The case study is based on the desalination plant of the University of Concepción, located in Cobquecura, Ñuble Region. Three scenarios were evaluated: (1) the baseline configuration with lead-acid batteries, (2) direct replacement with lithium-ion batteries, and (3) a complete system redesign optimizing photovoltaic capacity, energy storage, and operational profile. The methodology combines energy simulations using HOMER Pro with Life Cycle Cost (LCC) estimations and sensitivity analyses under varying technical and economic conditions. Key indicators include the Levelized Cost of Water (LCOW), the Levelized Cost of Energy (LCOE), and investment, operation, and replacement costs (CAPEX and OPEX). The redesign increased the renewable energy fraction from 70% to 97% and reduced diesel consumption by 83%. In Scenario 3A, the LCOW decreased from 3.75 to 1.70 USD/m³, representing a 54% reduction compared to the baseline, achieved through an operational profile adjustment aligned with the new system configuration. This study provides empirical evidence on efficient and economically viable energy design strategies for autonomous desalination plants in remote rural contexts. Furthermore, it proposes a replicable methodological approach based on system analysis, energy simulation, and economic evaluation, applicable to the development of sustainable solutions to water scarcity.

1. INTRODUCCIÓN

Escasez hídrica

La escasez de agua a nivel global, agravada por el cambio climático y la actividad humana, es un reto para el desarrollo sostenible, aunque persiste incertidumbre sobre sus causas debido a la dificultad de estimar cambios en demanda y disponibilidad (Huang et al., 2021).

Chile no está exento de la crisis hídrica, y las zonas rurales son especialmente vulnerables por factores estructurales y ambientales. En este contexto, la desalinización off-grid con nanofiltración ofrece una solución descentralizada, eficiente y sostenible para asegurar el acceso al agua potable.

A diferencia de las zonas urbanas, donde casi toda la población accede a agua potable de forma segura, en áreas rurales solo el 80,8% cuenta con este servicio, afectando a más de 215.000 personas. Los Sistemas Sanitarios Rurales (SSR) presentan serias deficiencias técnicas y de financiamiento, lo que ha generado interrupciones frecuentes en el suministro. Además, estas comunidades dependen en gran medida de aguas subterráneas, las cuales están en declive por efectos del cambio climático (ONU, 2021).

Desde 2010, Chile enfrenta un periodo prolongado de déficit hídrico conocido como megasequía, que ha agravado la escasez de agua en diversas zonas del país, incluyendo áreas del secano costero. Esta megasequía, caracterizada por una reducción persistente de las precipitaciones durante más de 12 años y por su amplia extensión geográfica, se vincula tanto a factores climáticos naturales como al cambio climático inducido por actividades humanas (Alvarez-Garretton et al., 2023).

Este escenario de crisis prolongada se agrava por diversas causas de escasez hídrica que afectan diferenciadamente a las comunidades. Entre ellas se incluyen la falta de infraestructura para conectarse a redes de agua potable, deficiencias

en la gestión del servicio que generan interrupciones y baja presión, limitaciones económicas tanto de las organizaciones encargadas como de los propios usuarios, y la sobreexplotación de acuíferos subterráneos. Estas formas de escasez no solo coexisten, sino que se retroalimentan, generando nuevas situaciones de vulnerabilidad e inequidad en el acceso al agua (Nicolas-Artero et al., 2025).

Ante este escenario prolongado de escasez, el acceso doméstico al agua en las comunidades rurales se ha vuelto más complejo y diverso, destacándose la creciente dependencia de los camiones aljibe, una medida que, sin embargo, no resuelve las deficiencias estructurales en la gestión de los recursos hídricos (Alvarez-Garreton et al., 2023). El costo del agua transportada mediante camiones aljibes puede alcanzar hasta los 24 USD/m³ en zonas rurales de la Región de Ñuble, debido a los altos costos operativos y las restricciones logísticas propias de estos territorios (Gutierrez et al., 2025). Este escenario refuerza la necesidad de avanzar hacia soluciones descentralizadas, sostenibles e innovadoras, como la desalinización, particularmente en comunidades rurales costeras.

Para ilustrar los cambios en la disponibilidad hídrica asociada a la megasequía y sus proyecciones futuras, se presenta la **Figura 1**, adaptada (Alvarez-Garreton et al., 2023), muestra los Cambios de precipitación en Chile Central entre los periodos 1960-1990 y 1990-2020, y proyectados hacia fines de siglo (2070-2100) bajo un escenario de emisiones globales media a altas de GEI. De seguir esta tendencia, la escasez de agua será aún más severa hacia finales de siglo.

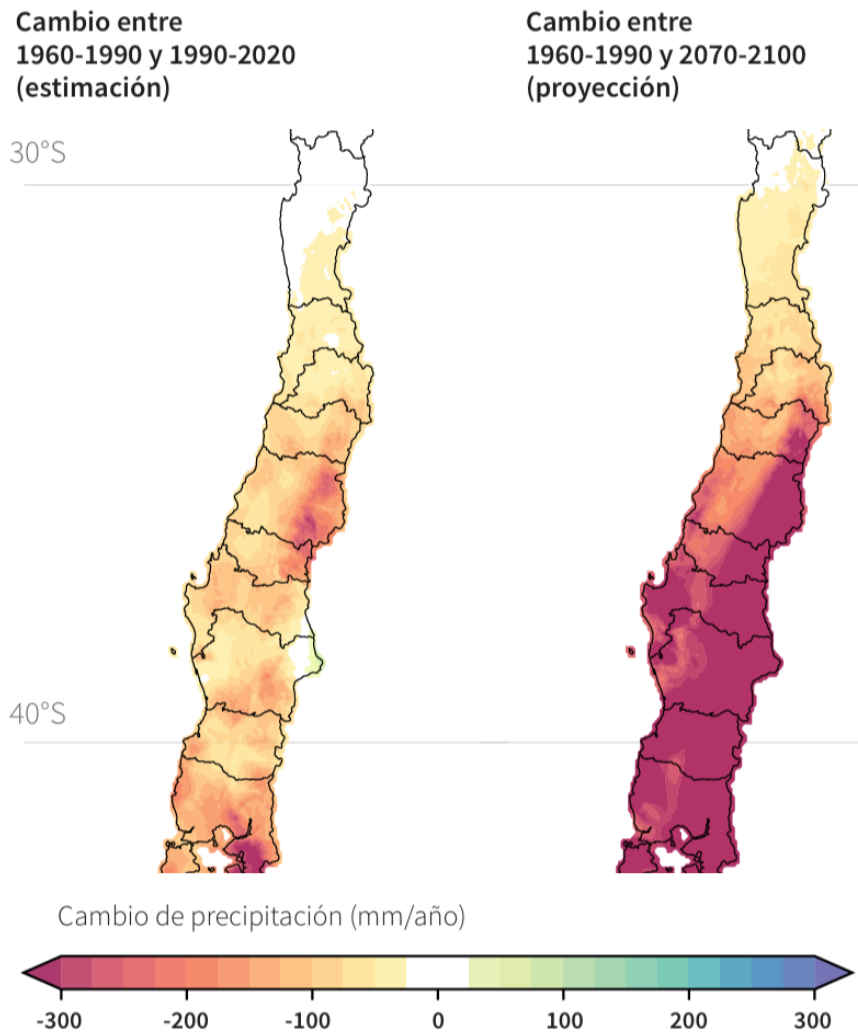


Figura 1 - Cambios de precipitación en Chile Central entre los periodos 1960-1990 y 1990-2020, y proyectados hacia fines de siglo (2070-2100). Adaptado desde (C. Alvarez-Garreton et al., 2023).

La escasez hídrica en las zonas rurales de Chile es producto de la interacción entre factores climáticos, estructurales y de gestión, configurando un escenario de vulnerabilidad creciente. La persistencia de la megasequía, junto con las deficiencias en infraestructura, exige avanzar hacia soluciones integrales que consideren tanto la adaptación al cambio climático como el fortalecimiento de las capacidades locales para una gestión sostenible del agua. Ante este escenario,

surge la necesidad de explorar alternativas sostenibles que aseguren el acceso al agua potable en comunidades rurales vulnerables.

Desalinización como estrategia de solución

El acceso a agua dulce es uno de los grandes desafíos actuales, lo que ha impulsado el desarrollo de tecnologías de desalinización más accesibles y amigables con el medio ambiente (Colciaghi et al., 2022a). En este contexto, la desalinización de agua de mar impulsada por fuentes de energía renovables surge como una estrategia viable para enfrentar la escasez hídrica en regiones costeras con acceso limitado a redes eléctricas. Su factibilidad técnica y económica depende de factores como la tecnología de desalinización utilizada, la fuente energética disponible, las propiedades del agua a tratar y las condiciones locales, incluyendo infraestructura y logística.

Dentro de las soluciones tecnológicas actuales, los sistemas de desalinización a pequeña escala (SSD) resultan especialmente relevantes, ya que permiten tratar el agua directamente en el lugar de consumo, reduciendo costos de transporte y facilitando el acceso en comunidades aisladas (Kariman et al., 2023a)

El sector de la desalinización de agua de mar ofrece una amplia variedad de métodos físicos y químicos para la producción de agua dulce. Inicialmente, las soluciones térmicas como la destilación de efecto múltiple (MED) y destilación flash multietapa (MSF) fueron las principales tecnologías empleadas. Sin embargo, en la actualidad, las tecnologías basadas en membranas, en especial la ósmosis inversa, han ganado terreno y se han expandido rápidamente a nivel global (Curto et al., 2021). La **Figura 2** presenta una clasificación de las tecnologías de desalinización según su principio de funcionamiento.

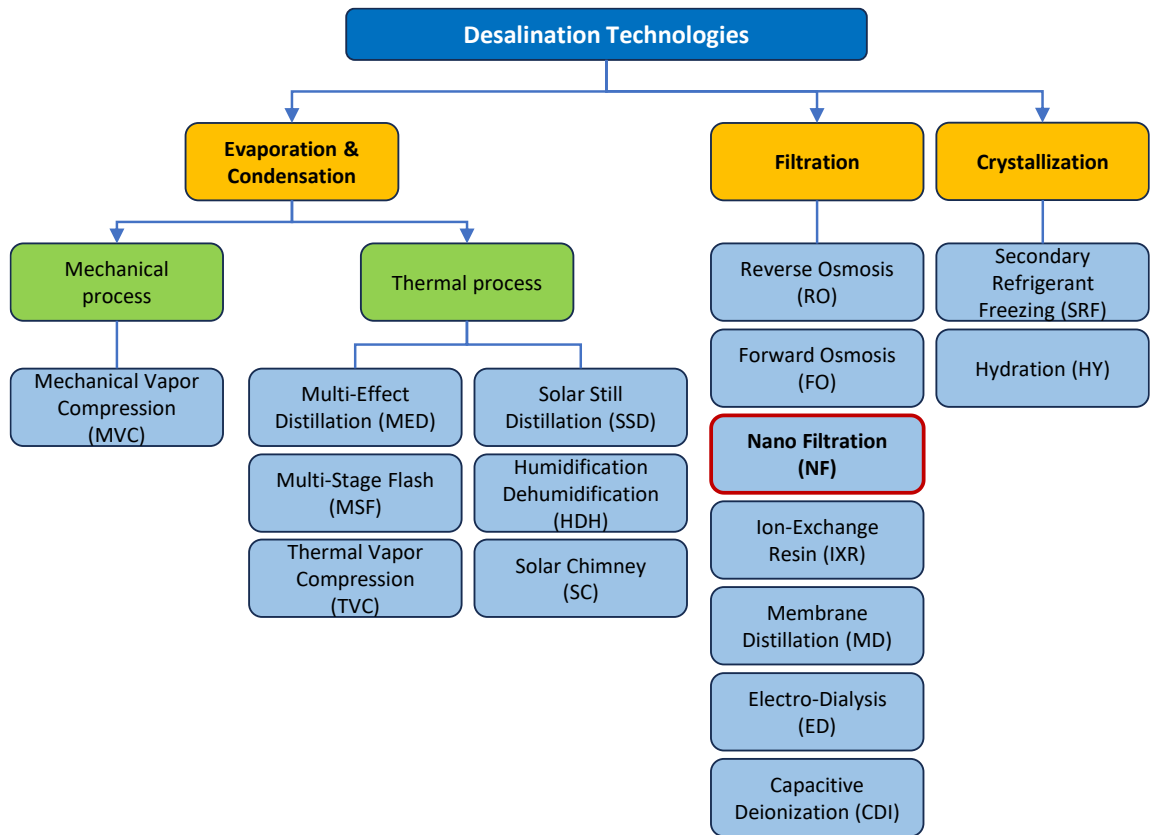


Figura 2 - Clasificación de las tecnologías de desalinización por principio de trabajo. Adaptado de (Curto et al., 2021). Page 3.

Entre las diversas alternativas, las tecnologías basadas en membranas han demostrado una eficiencia superior frente a otros métodos convencionales para mitigar la escasez de agua (Ghosal et al., 2025). Particularmente, las membranas de nanofiltración (NF) han ganado protagonismo en el tratamiento de agua, ofreciendo resultados positivos en múltiples industrias. Sin embargo, pese a la amplia variedad de membranas disponibles, el principal reto continúa siendo desarrollar procesos más económicos y con menor consumo energético (Yadav et al., 2022).

Un aspecto influyente en los costos y consumo energético es el tamaño de la planta, el cual desempeña un rol determinante en la eficiencia del proceso, tanto en términos energéticos como económicos. En este sentido, se emplea una clasificación según capacidad de producción diaria, que distingue plantas gran escala (Large-Scale Desalination, LSD; $>1.000 \text{ m}^3/\text{día}$), mediana escala (Medium-Scale Desalination, MSD; $25\text{--}1.000 \text{ m}^3/\text{día}$) y de pequeña escala (Small-Scale Desalination, SSD; $<25 \text{ m}^3/\text{día}$), de acuerdo con la tipología propuesta por Kariman et al. (Kariman et al., 2023b).

La literatura técnica reporta una limitada disponibilidad de información sobre los costos específicos de producción en plantas SSD que emplean tecnología de nanofiltración (NF), especialmente aquellas operando bajo condiciones off-grid con fuentes renovables. En contraposición, existe una mayor densidad de estudios orientados a sistemas que utilizan ósmosis inversa (RO), los cuales constituyen la principal base de comparación para estimaciones de consumo y costos en configuraciones similares.

Si consideramos plantas de gran escala (LSD), su consumo energético bordea los $5 \text{ kWh}/\text{m}^3$. Se ha observado que este valor se incrementa significativamente en plantas de menor tamaño, debido a la pérdida de economías de escala, mayores requerimientos específicos de energía y una mayor sensibilidad a la variabilidad operativa (Alkhadra et al., 2020)

En lo que respecta a plantas de mediana escala (MSD), un estudio desarrollado en Irán analizó el desempeño de nueve plantas de RO, todas alimentadas mediante sistemas fotovoltaicos con respaldo de baterías. Las instalaciones, distribuidas en distintas regiones del país, presentaron una producción media diaria de 170 m^3 , con un costo de desalinización promedio de $2,60 \text{ USD}/\text{m}^3$ y un rango de variación entre $1,96$ y $3,02 \text{ USD}/\text{m}^3$. (Mostafaeipour et al., 2019).

Para ilustrar la variabilidad en los costos y el consumo energético de plantas SSD, se presenta la información resumida en la **Tabla 1**, elaborada a partir de datos seleccionados del estudio de (Kariman et al., 2023a). Esta tabla sintetiza información técnica de referencia sobre producción diaria, consumo energético y costos de producción en distintos prototipos y sistemas operativos.

Tabla 1 - Selección de datos tomados de la Tabla 9 del artículo “Small scale desalination technologies: A comprehensive review” de (Kariman et al., 2023b)

Referencia	Producción [m ³ /día]	Consumo Energía [kWh/m ³]	Costo Producción [USD/m ³]
Tzen et al., (1998)	3,72	16,00	32,84
Herold et al., (2000)	3,00	38,00	–
Al Suleimani et al. (2000)	5,00	15,60	6,52
Ahmad et al., (2001)	3,42	1,50	3,73
Thomson and Infield, (2002)	3,00	19,20	2,26
Thomson et al., (2002)	3,68	3,50	–
Alghoul et al., (2016)	5,10	1,10	–

Los resultados de la **Tabla 1** muestran una elevada dispersión: los consumos oscilan entre 1,1 y 38 kWh/m³, y los costos reportados alcanzan hasta 32,84 USD/m³. Esta heterogeneidad responde tanto a las diferencias en las tecnologías empleadas como a las condiciones locales de implementación y los niveles de integración con fuentes renovables.

A pesar de la ausencia de datos empíricos directos sobre plantas SSD con NF alimentadas exclusivamente por energía fotovoltaica, el análisis comparativo permite establecer órdenes de magnitud preliminares y subraya la necesidad de investigaciones orientadas a cuantificar, con mayor precisión, los costos nivelados de agua y la eficiencia energética de esta clase de sistemas en entornos aislados.

Sistemas de generación renovable

Los sistemas de energía renovable conectados a la red (on-grid) operan vinculados directamente a la red eléctrica pública, permitiendo inyectar el excedente de generación mediante mecanismos como el net billing y consumir energía de la red cuando la producción local es insuficiente. Estos sistemas no requieren baterías obligatoriamente, ya que la red actúa como respaldo, lo que tiende a reducir sus costos de instalación (U.S. Department of Energy, 2025a).

En contraste, los sistemas renovables autónomos o desconectados (off-grid) funcionan de manera completamente independiente de la red pública, exigiendo almacenamiento mediante baterías para garantizar un suministro continuo, y a menudo incorporan generadores de respaldo para cubrir emergencias. Son fundamentales en comunidades rurales o aisladas donde no existe acceso a la red, aunque sus costos iniciales son más elevados debido a la infraestructura adicional necesaria (U.S. Department of Energy, 2025b).

La **Tabla 2** muestra las diferencias fundamentales entre los sistemas renovables on-grid y los sistemas renovables autónomos off-grid, resumiendo sus principales características técnicas y operativas.

Tabla 2 - Comparación de sistemas de energía renovable conectados a la red y autónomos. Fuente: Adaptado desde (U.S. Department of Energy, 2025b, 2025a)

Característica	Sistema Conectado a la Red (On-Grid)	Sistema Autónomo (Off-Grid)
Conexión a red pública	Sí	No
Necesidad de baterías	Opcional	Obligatoria
Mecanismo de respaldo	Red pública	Generador de respaldo (diésel u otro)
Gestión de excedentes	Net metering (venta a la red)	Almacenamiento local o pérdida de excedente
Costo de instalación	Relativamente más bajo	Más alto (por necesidad de baterías)
Aplicación típica	Zonas urbanas y suburbanas conectadas	Zonas rurales, aisladas o remotas
Riesgo de interrupción	Bajo (depende de la red)	Depende completamente del sistema propio

Más allá de estas diferencias generales, en los sistemas aislados cobran especial relevancia dos factores críticos: la disponibilidad y la estabilidad del suministro.

La **disponibilidad** del suministro eléctrico se refiere a la proporción del tiempo en que el sistema es capaz de satisfacer completamente la demanda de potencia, en función de la capacidad combinada de generación renovable y almacenamiento. En este contexto, la disponibilidad implica que el sistema cuenta con los recursos suficientes para cubrir la demanda del usuario y cumplir con las restricciones operativas previstas (Tezer et al., 2017a). La **estabilidad**, por su parte, corresponde a la capacidad del sistema para mantener un equilibrio dinámico y continuo entre generación y consumo de energía (Tchokomani Moukam et al., 2025). Un sistema estable debe responder de forma rápida y eficiente a variaciones de oferta y demanda, asegurando calidad y continuidad del suministro. En este sentido, el almacenamiento en baterías desempeña un rol esencial al absorber excedentes y compensar déficits de generación, contribuyendo al equilibrio operativo del sistema (Jeyaraj et al., 2025).

La **Figura 3** resume los factores clave que influyen en el diseño y dimensionamiento de un sistema híbrido off-grid, destacando el papel central de la disponibilidad y la estabilidad energética. Ambos aspectos dependen de la combinación de fuentes renovables y convencionales, así como de la capacidad de almacenamiento integrada.

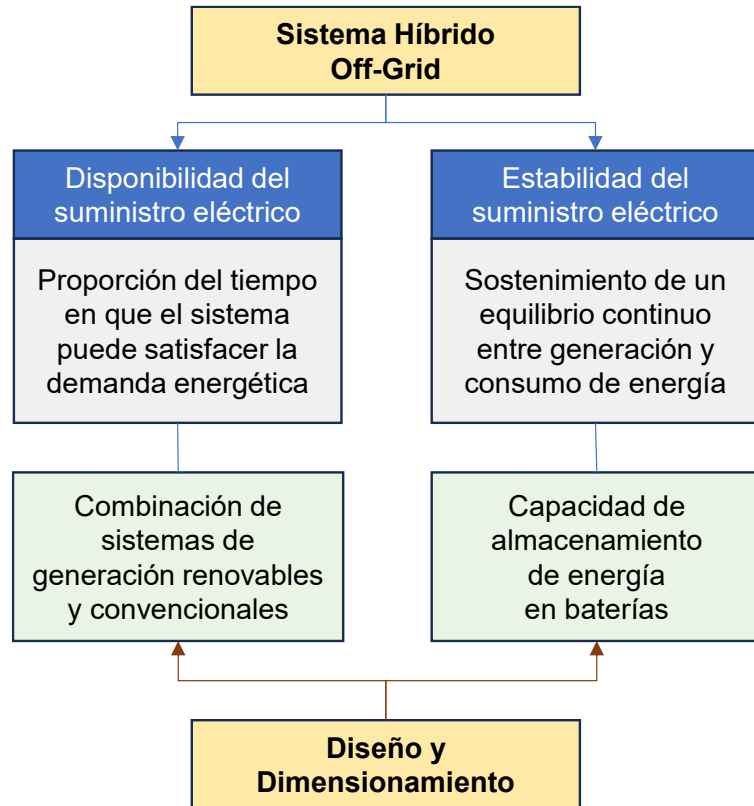


Figura 3 - Factores clave en el diseño y dimensionamiento de un sistema híbrido Off-Grid. Fuente: Elaboración propia.

Las condiciones de disponibilidad y estabilidad no solo son técnicas, sino que inciden directamente en el desempeño económico del sistema. Una alta disponibilidad permite una operación más continua de la planta desalinizadora, mientras que una mayor estabilidad reduce la necesidad de utilizar fuentes de respaldo costosas y optimiza el aprovechamiento de la generación renovable. Por ello, una configuración y dimensionamiento adecuados resultan esenciales para lograr eficiencia operativa, sostenibilidad técnica y costos de producción de agua competitivos en contextos aislados.

Sistemas híbridos de generación

La creciente preocupación por los impactos ambientales ha impulsado el uso de fuentes de energía renovable como opciones sostenibles tanto en las grandes urbes como en localidades rurales. Sin embargo, su implementación enfrenta desafíos relevantes, entre ellos los elevados costos de inversión inicial, los limitados servicios de mantenimiento de equipos y la dificultad para garantizar un suministro energético constante y confiable.

Para superar algunas de estas limitaciones, han surgido los sistemas híbridos de energías renovables (HRES), que combinan distintas fuentes renovables, recursos convencionales y almacenamiento energético. El diseño y operación de estos sistemas requiere resolver problemas de optimización multidimensionales, orientados a minimizar costos, gestionar la variabilidad en la generación y reducir las emisiones contaminantes (Tezer et al., 2017b).

Los sistemas híbridos de energías renovables constituyen una solución estratégica que integra diversas fuentes energéticas, como la solar y la eólica, junto con tecnologías de almacenamiento en baterías, con el objetivo de mejorar la estabilidad del suministro eléctrico. Los avances tecnológicos han propiciado el desarrollo de configuraciones híbridas cada vez más avanzadas, en las que la sinergia entre generación renovable y almacenamiento energético permite ofrecer soluciones más robustas y adaptables para diferentes aplicaciones (Bamisile et al., 2024).

La Figura 4, ilustra una configuración típica de un sistema híbrido de generación eléctrica, compuesto por aerogeneradores (WT), paneles solares fotovoltaicos (PV), baterías de almacenamiento (BA) y generador diésel de respaldo (DG). Asimismo, se observa la necesidad de un convertidor o inversor (CONV), cuya función es transformar la corriente continua generada por las fuentes renovables en corriente alterna, apta para el suministro energético de las cargas (LOAD).

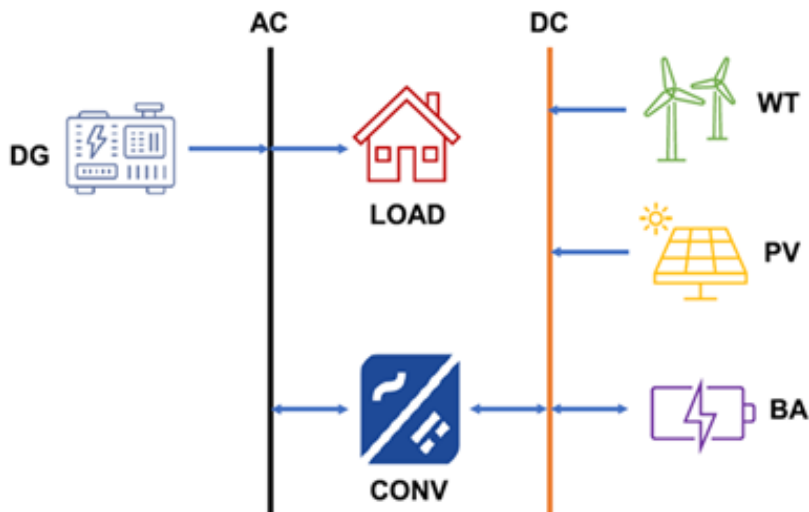


Figura 4 - Esquema de un sistema híbrido de generación eléctrica. Fuente: Adaptado desde (Roy et al., 2024).

La incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (BESS) en configuraciones híbridas representa un aporte significativo para fortalecer la estabilidad del suministro eléctrico. Estos sistemas permiten equilibrar las intermitencias inherentes a las fuentes de energía renovable, garantizando un suministro energético continuo y optimizando la eficiencia operativa del sistema híbrido. La inclusión de diversas tecnologías de almacenamiento favorece la integración fluida de las fuentes renovables, compensando tanto las fases de baja demanda como los picos de consumo, lo que contribuye a mantener la estabilidad y la confiabilidad del sistema (Rakib et al., 2024).

El diseño adecuado de los sistemas híbridos de energía renovable es esencial para asegurar su desempeño técnico, viabilidad económica y sostenibilidad ambiental. Un sistema sobredimensionado puede generar inversiones innecesarias en equipamiento, mientras que una configuración subdimensionada puede comprometer la disponibilidad y estabilidad del suministro eléctrico. En este contexto, el uso de herramientas de modelado y simulación adquiere un rol central durante la etapa de planificación, al permitir adaptar el diseño de sistemas

híbridos a las condiciones locales y optimizar la combinación entre fuentes renovables, sistemas de almacenamiento y unidades de respaldo convencional.

En coherencia con los principios de diseño y evaluación de sistemas híbridos, resulta clave considerar la vida útil diferencial de sus componentes principales, ya que esta condiciona el horizonte de evaluación técnica y económica del sistema. Los paneles fotovoltaicos presentan una vida útil estimada entre 25 y 30 años, lo que los posiciona como el componente de referencia para definir el horizonte de evaluación de los sistemas híbridos fotovoltaicos. Esta estimación se sustenta en la durabilidad de los módulos de silicio, tanto monocristalino como policristalino, y coincide con los plazos de garantía ofrecidos por los fabricantes, así como con los supuestos utilizados en estudios de análisis de ciclo de vida y reciclaje de tecnologías solares (Artaş et al., 2023; Padhamnath et al., 2025).

En contraste, los inversores tienen una vida útil significativamente menor, con un promedio en torno a los 15 años, particularmente en modelos con refrigeración por aire, ampliamente utilizados en aplicaciones residenciales y sistemas off-grid de pequeña escala (Alavi et al., 2024; Jasper et al., 2022).

Respecto al almacenamiento, las baterías de plomo-ácido del tipo VRLA OPzV ofrecen una vida útil de entre 8 y 18 años, siempre que operen bajo condiciones térmicamente estables (alrededor de 20 °C), con profundidades de descarga controladas (preferentemente menores al 50 %) y evitando sobrecargas o descargas profundas que aceleren su degradación. (Dufo-López et al., 2021; Iván Raúl Cristóbal Monreal, 2020; Yudhistira et al., 2022)

Por su parte, las baterías de ion-litio con tecnología LFP, correctamente dimensionadas y operadas en condiciones térmicamente controladas, con profundidades de descarga moderadas y utilizadas en sistemas estacionarios, pueden alcanzar o incluso superar los 15 años de vida útil con un desempeño confiable y estable a lo largo del tiempo (Beltran et al., 2020; Quan et al., 2022; Zhao et al., 2024).

Comprendida la durabilidad esperada de los componentes, el siguiente aspecto clave es su articulación operativa en condiciones reales, especialmente en lo que respecta al almacenamiento energético.

Para contribuir a un diseño y dimensionamiento óptimo de un sistema híbrido de generación, existen herramientas informáticas que facilitan el modelado y simulación de sistemas, como HOMER-Pro, iHOGA y REopt, que destacan por su enfoque específico en sistemas híbridos de energía renovable, su capacidad para realizar optimizaciones técnico-económicas, y su flexibilidad para configurar distintas combinaciones tecnológicas. Estas plataformas han sido ampliamente aplicadas en entornos rurales y contextos de países en desarrollo, facilitando el diseño de soluciones energéticas acordes a las condiciones climáticas, económicas y de demanda energética locales (Silinto et al., 2025).

Uno de los softwares más reconocidos para el análisis de sistemas híbridos de energías renovables es HOMER-Pro, desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL). Esta herramienta permite el diseño y la optimización de sistemas híbridos mediante la simulación de diversas configuraciones que combinan fuentes renovables y convencionales, evaluando su viabilidad técnica y económica. HOMER-Pro emplea un proceso de optimización estructurado compuesto por tres etapas: simulación, optimización y análisis de sensibilidad (Baidya, Tarak, et al., 2025) .

Gracias a este tipo de software, una amplia comunidad de profesionales puede realizar análisis comparativos de viabilidad, ajustar configuraciones en función de parámetros locales, y prever el comportamiento dinámico y económico del sistema en diferentes escenarios operativos. Para que los resultados generados por la herramienta sean válidos y útiles, el profesional debe tener una comprensión profunda del comportamiento eléctrico del sistema, de los perfiles de demanda, de la calidad de los recursos renovables disponibles y de las restricciones técnicas y económicas del entorno local. Además, debe ser capaz

de interpretar críticamente los resultados del software, ya que la “solución óptima” que HOMER propone puede no ser viable en términos prácticos o regulatorios. En este sentido, HOMER Pro debe entenderse como un instrumento de apoyo para la toma de decisiones, cuya eficacia depende directamente de la capacidad del usuario para alimentar el modelo con datos adecuados y validar sus resultados con criterio técnico.

Además de los aspectos técnicos y económicos, los sistemas híbridos de energía renovable enfrentan desafíos operativos significativos durante su implementación y funcionamiento. Uno de los más relevantes es la gestión del exceso de electricidad generado cuando la producción supera la demanda. Esta situación se ve agravada por la intermitencia e incertidumbre inherentes a fuentes renovables como la solar y la eólica, lo que obliga a incorporar medidas de diseño efectivas para asegurar un suministro continuo. Entre estas medidas se incluyen el uso de baterías y generadores diésel de respaldo, que, si bien aportan estabilidad al sistema, también incrementan su costo total y pueden generar excedentes energéticos no aprovechados (Ismail et al., 2015).

El exceso de electricidad (EEL, por sus siglas en inglés Excess Electricity Level) es una limitación significativa en los sistemas híbridos renovables, especialmente en configuraciones off-grid donde la optimización prioriza criterios económicos, ambientales y de fiabilidad, relegando la gestión del excedente. Vaziri Rad et al. (2024) advierten que incrementar la capacidad de almacenamiento no reduce sustancialmente el EEL y puede elevar los costos. Por ello, se requiere un balance técnico-económico cuidadoso. Entre las estrategias más viables destacan la conversión del excedente en calor y, en escenarios más complejos, su uso en la producción de hidrógeno mediante electrolizadores (Vaziri Rad et al., 2024) o el almacenamiento de energía en forma de aire comprimido (Khalafian et al., 2024).

De acuerdo con el análisis del artículo de Vaziri Rad et al. (2023), que resume “estudios en los que el escenario óptimo off-grid presenta una gran cantidad de exceso de electricidad”, se observa que los sistemas híbridos aislados presentan comúnmente un exceso de electricidad entre 20 % y 40 %, con casos extremos que superan el 70 %. En aplicaciones de desalinización, dicho exceso suele oscilar entre 20 % y 27 %, lo que resalta la necesidad de estrategias que permitan un mejor aprovechamiento de esta energía y la reducción de pérdidas (Vaziri Rad et al., 2023).

Una de las formas más eficaces de controlar el EEL es mediante un correcto dimensionamiento de los componentes del sistema y la implementación de una estrategia de despacho de energía adecuada. Esta última corresponde a un método de gestión que determina cuándo y cómo se activan los diferentes componentes de un sistema híbrido, con el fin de optimizar el suministro eléctrico. Entre las más utilizadas se encuentran Load Following (LF) y Cycle Charging (CC), orientadas a regular la operación de generadores y el almacenamiento de energía.

En la estrategia LF, cuando la energía renovable no satisface la demanda, el generador diésel se activa para cubrir la carga principal, mientras que la carga de la batería queda a cargo de la energía renovable (Ramesh & Saini, 2020). En cambio, la estrategia CC, activa el generador no solo para abastecer la carga, sino también para cargar el banco de baterías de forma simultánea. Una vez iniciado este proceso, el generador continúa operando hasta alcanzar el nivel de carga objetivo del banco de baterías (State of Charge SoC) (Jufri et al., 2021).

La estrategia de despacho LF ha sido identificada como una de las opciones más eficientes en sistemas híbridos fotovoltaico-diésel, destacando por su alta penetración de energías renovables, menor consumo de combustible y un equilibrio favorable entre el costo de la energía y el desempeño ambiental (Amole et al., 2024). Asimismo, estudios comparativos han demostrado que la estrategia

LF puede ofrecer un rendimiento ambiental superior frente a otras alternativas, al facilitar una mayor integración de fuentes renovables en la matriz energética y contribuir así a la sostenibilidad de sistemas energéticos aislados (Chaurasia et al., 2022).

En HOMER-Pro, existen varias opciones de estrategia de despacho para un sistema híbrido de generación eléctrica (HRES), tales como cycle charging, load following, generator order, combined dispatch, predictive dispatch y también tiene la opción de establecer estrategias definidas por el usuario (Jufri et al., 2021).

La **Figura 5** ilustra de manera clara el comportamiento de un sistema híbrido bajo diversas estrategias de despacho. En este caso particular, se observa cómo el sistema alterna entre una estrategia de Load Following (LF), que se centra en satisfacer la demanda directa, y una estrategia de Cycle Charging (CC), que permite cargar las baterías mientras se abastece la carga, dependiendo de la demanda y del estado de carga del banco de baterías. Esta representación facilita la comprensión visual de la lógica operativa subyacente a la simulación de sistemas híbridos en herramientas como HOMER-Pro.

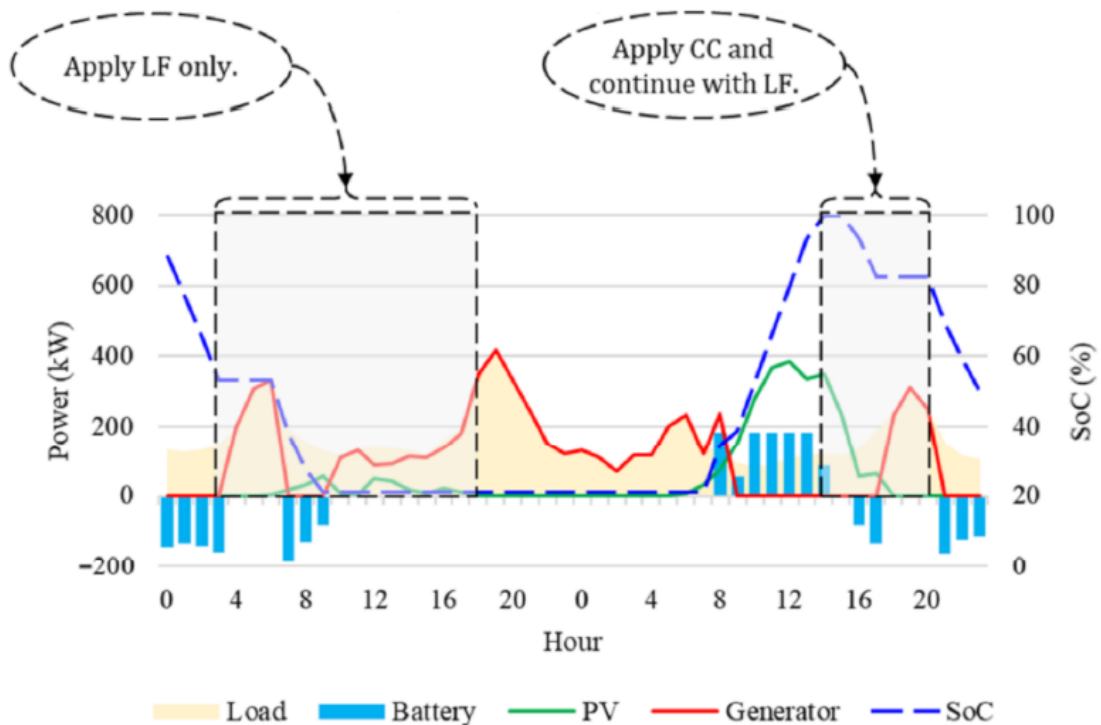


Figura 5 - Ejemplo de aplicación combinada de estrategias de despacho Load Following (LF) y Cycle Charging (CC). Adaptado de (Jufri et al., 2021). Page 11.

Almacenamiento de energía en baterías

En sistemas de generación fotovoltaica, tanto en aplicaciones off-grid como conectadas a la red eléctrica, las baterías más empleadas son las de plomo-ácido y las de litio, cada una con ventajas particulares según el contexto de uso. Las baterías de plomo-ácido son apreciadas por su bajo costo inicial y una capacidad de descarga moderada, lo que las convierte en una opción accesible y funcional para diversas aplicaciones energéticas. Estas se dividen en dos grandes grupos, según su diseño: VRLA (Valve Regulated Lead-Acid) y FLA (Flooded Lead-Acid), como se ilustra en la **Figura 6**. Dentro de las VRLA se encuentran las baterías AGM, que utilizan electrolito absorbido, y las baterías GEL y OPzV, que emplean electrolito gelificado. En cambio, las FLA, que contienen electrolito líquido accesible, están representadas principalmente por el tipo OPzS. Aunque estas

últimas requieren más mantenimiento, siguen siendo ampliamente utilizadas por su confiabilidad (Juan Astudillo, 2020).

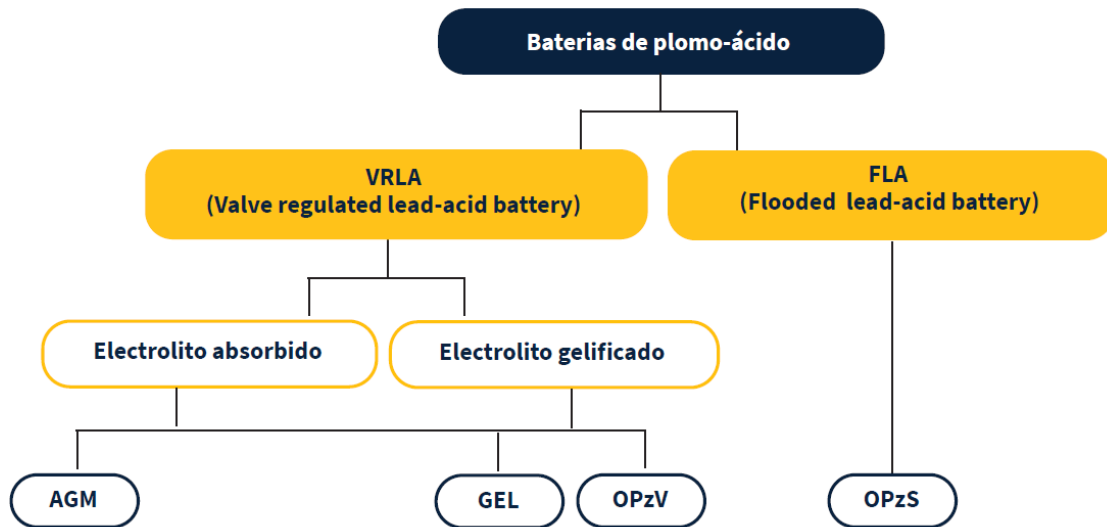


Figura 6 - Clasificación de baterías de plomo-ácido. Adaptado desde (Juan Astudillo, 2020)

En contraste, las baterías de litio se caracterizan por su alta densidad energética tanto en volumen como en masa, lo que permite almacenar más energía en menos espacio. Debido a su elevada sensibilidad térmica, requieren un sistema de gestión (BMS) que regule su operación dentro de rangos seguros, ya que condiciones como sobrecarga o alta corriente de descarga pueden provocar riesgos como incendios o la emisión de gases tóxicos. Existen dos tipos ampliamente usados: las baterías de litio polímero (LFP o LiFePO_4), valoradas por su alta capacidad de descarga y seguridad térmica; y las de iones de litio (como NMC), que destacan por su elevada densidad energética, aunque requieren un manejo más cuidadoso (Juan Astudillo, 2020).

Las baterías con química LFP se caracterizan por ofrecer una vida útil prolongada, buen desempeño térmico hasta los 60 °C y menores costos de producción, además de un impacto ambiental reducido. Por otro lado, las baterías NMC destacan por su elevada densidad energética, lo que las hace especialmente adecuadas para vehículos eléctricos de altas prestaciones. En este contexto, las baterías LFP resultan más apropiadas para aplicaciones que requieren durabilidad, como el almacenamiento energético en sistemas solares, mientras que las NMC son preferidas en entornos donde se necesita mayor potencia (Evro et al., 2024).

Una comparación más específica entre baterías LFP y NMC (ver **Figura 7**), resalta aún más las ventajas de la química LFP en contextos de almacenamiento fotovoltaico. Aunque las baterías NMC ofrecen una mayor densidad energética (150–220 Wh/kg frente a los 90–120 Wh/kg de las LFP), las LFP superan en aspectos cruciales para aplicaciones estacionarias: presentan una vida útil significativamente mayor (2.000–5.000 ciclos), una mayor resistencia térmica (270 °C antes del riesgo de "thermal runaway" frente a los 210 °C de las NMC) y menores impactos sociales y ambientales asociados a su producción. Estos atributos posicionan a las baterías LFP como una opción más robusta, segura y sostenible para integrarse en sistemas de almacenamiento de energía solar, donde la durabilidad y la estabilidad operativa son factores determinantes.

	LFP	NMC
Cathode Materials	Lithium Iron Phosphate	Nickel Manganese Cobalt
Capacity (Ah)	2.5	3.5
Charge C-rate	1C	0.5C
Social and Environmental Impacts	<ul style="list-style-type: none"> • Relatively green resource • Abundant in nature • Iron is cheaper 	<ul style="list-style-type: none"> • Unethical mining practices for Cobalt • Environmental contamination • Nickel, Manganese, and Cobalt are less abundant in nature
Thermal runaway onset	270 °C, less prone to thermal runaways	210 °C, less prone to thermal runaways
Toxicity	Less Toxic	Toxic
Cycle life (cycles)	2000–5000	1000–2000
Energy density (Wh/kg)	90–120	150–220

Figura 7 – Comparación de baterías de ion-litio con químicas LFP y NMC. Adaptado de (Tasneem et al., 2025). Page 6.

Aunque las baterías de plomo-ácido mantienen su importancia debido a su bajo costo inicial, las baterías de ion-litio se han consolidado como una alternativa más eficiente y duradera, especialmente en el marco del creciente uso de aplicaciones basadas en energías renovables.

Justificación del estudio y brecha de conocimiento.

El diseño de sistemas híbridos de generación eléctrica fuera de la red (off-grid), destinados a aplicaciones de desalinización, debe ser capaz de garantizar un suministro energético confiable que permita alcanzar un costo competitivo en la producción de agua.

La literatura técnica y científica evidencia una notable escasez de estudios empíricos que analicen de forma integrada cómo la configuración y el dimensionamiento de sistemas híbridos de generación, especialmente en lo relativo a tecnologías de almacenamiento, inciden en el desempeño técnico-económico de plantas de nanofiltración en entornos rurales aislados. En particular, son escasos los trabajos que relacionan directamente la arquitectura del sistema de generación (tipo y capacidad de almacenamiento, tamaño del arreglo fotovoltaico y estrategia de respaldo diésel) con indicadores clave como el costo nivelado de la energía (LCOE) y el costo nivelado del agua (LCOW).

Esta brecha se profundiza en contextos reales marcados por restricciones operativas, limitaciones presupuestarias y condiciones de aislamiento, como ocurre en muchas comunidades rurales que dependen de soluciones descentralizadas para acceder al agua.

Ante este escenario, resulta imprescindible avanzar en la evaluación de configuraciones óptimas, que consideren el dimensionamiento adecuado de los componentes clave del sistema de generación, incorporando el uso de baterías de ion-litio en reemplazo de las baterías de plomo-ácido tradicionalmente utilizadas en aplicaciones solares.

Esta tesis aborda dicha brecha de conocimiento en torno al uso de sistemas híbridos de generación para alimentar plantas desalinizadoras con tecnología de nanofiltración, mediante el uso de datos reales de operación, simulaciones detalladas en HOMER-Pro, estimaciones del Costo del Ciclo de Vida (LCC) y análisis de sensibilidad.

La investigación proporciona evidencia concreta sobre cómo distintas configuraciones de diseño afectan la disponibilidad y estabilidad del suministro eléctrico, y cómo estas, a su vez, impactan en el costo de producción de agua en plantas desalinizadoras off-grid con tecnología de nanofiltración. Asimismo, propone una metodología replicable y flexible, aplicable a otros contextos con condiciones similares de escasez hídrica, aislamiento geográfico y dependencia de recursos energéticos limitados.

Para fortalecer el enfoque de esta investigación, se detallan el ámbito científico y los fundamentos conceptuales que guían el análisis. Esta definición permite situar el estudio dentro de un campo disciplinar consolidado y respalda la estructura metodológica aplicada.

Marco conceptual y enfoque científico de la investigación

Esta investigación se enmarca en los principios del Análisis de Sistemas Energéticos (Energy System Analysis, ESA), un campo interdisciplinario orientado al diseño y evaluación de soluciones energéticas sostenibles en contextos reales (Dominković et al., 2022). El ESA combina herramientas de

simulación, análisis económico y optimización operativa para abordar problemas complejos desde una perspectiva sistémica. En este estudio, dicha estrategia se aplica a la evaluación de sistemas híbridos de generación eléctrica, enfocados en el abastecimiento autónomo de una planta desalinizadora de nanofiltración (NF).

Se adopta una estrategia de evaluación multicriterio, en la que se analizan simultáneamente indicadores técnicos, operacionales y económicos, con el objetivo de identificar configuraciones más eficientes, estables y sostenibles en términos de desempeño energético y viabilidad económica.

En el contexto del diseño de sistemas energéticos para la desalinización en entornos rurales aislados, la elección de la tecnología de producción del agua influye directamente en los requerimientos energéticos, la arquitectura del sistema híbrido y su viabilidad operativa.

Entre las tecnologías de membrana, la nanofiltración (NF) y la ósmosis inversa (RO) presentan diferencias sustantivas en sus patrones de consumo energético. La NF opera típicamente a presiones menores a 60 bar (European Desalination Society, 2025; Pizarro Francisco, 2013; Poirier et al., 2023) lo que se traduce en un consumo energético específico que se sitúa por debajo de los 8 kWh/m³ (Pizarro Francisco, 2013), dependiendo de la calidad del agua y la recuperación deseada. En contraste, la RO, especialmente en aplicaciones con agua de mar, requiere presiones mucho más elevadas, de hasta 80 bar (Al-Buraiki et al., 2024; Nurjanah et al., 2024), con consumos específicos que pueden superar los 10 kWh/m³ (Ahmed et al., 2019; Bundschuh et al., 2021). Estas diferencias no solo impactan en el dimensionamiento de bombas y generadores, sino también en la compatibilidad con fuentes renovables intermitentes.

Dado que la nanofiltración (NF) opera a presiones significativamente más bajas que la ósmosis inversa (RO), lo que conlleva un menor requerimiento energético en los procesos de desalinización, se convierte en una alternativa particularmente

adecuada para sistemas off-grid alimentados por fuentes intermitentes como la energía solar fotovoltaica, donde la disponibilidad energética es limitada y los costos de operación deben minimizarse (Berrabah et al., 2023). Esta mayor compatibilidad energética justifica su elección en el presente estudio como tecnología base para analizar configuraciones híbridas de suministro eléctrico en plantas de desalinización en entornos rurales sin acceso a red.

Definida la tecnología de desalinización, el siguiente paso consiste en modelar el sistema energético necesario para su operación, lo que se aborda mediante la simulación de escenarios tecnológicos usando la herramienta HOMER-Pro, ampliamente reconocida en estudios de planificación energética descentralizada. Esta plataforma permite modelar múltiples componentes, como módulos fotovoltaicos, bancos de baterías, generadores diésel y cargas eléctricas con perfiles horarios definidos, y simular su operación conjunta bajo condiciones variables de recurso solar, demanda energética y parámetros económicos.

HOMER-Pro realiza simulaciones horarias en pasos de tiempo regulares durante un año completo para cada configuración considerada, evaluando balances energéticos, costos operativos y desempeño técnico.

HOMER-Pro utiliza un enfoque de optimización que se enmarca en lo que en esta investigación se denomina Enumeración Exhaustiva Inteligente (EEI): un algoritmo híbrido que combina la exploración sistemática del espacio de diseño con técnicas de ordenamiento heurístico y filtrado de configuraciones inviables (poda inteligente).

Esta metodología permite simular miles de configuraciones discretas del sistema (combinando distintos tamaños de módulos fotovoltaicos, bancos de baterías y generadores de respaldo), identificando aquellas que presentan un desempeño óptimo según criterios técnicos y económicos. Una ventaja clave de este enfoque es su capacidad para modelar el comportamiento horario del sistema durante

todo un año completo, lo cual es esencial en sistemas off-grid con cargas críticas de operación diaria en bloques horarios, como en plantas desalinizadoras rurales.

Además, HOMER incluye un optimizador numérico propietario, de tipo derivative-free, que refina automáticamente ciertos componentes dentro de rangos definidos, incrementando la eficiencia del proceso sin requerir derivadas ni programación matemática avanzada (UL Solutions, 2025a).

HOMER-Pro también permite realizar análisis de sensibilidad frente a variables clave, como el precio del combustible, la vida útil de los componentes o la capacidad fotovoltaica instalada, lo que lo convierte en una herramienta especialmente adecuada para el diseño y evaluación comparativa de sistemas energéticos en contextos rurales.

A pesar de estas capacidades, HOMER-Pro presenta algunas limitaciones que deben considerarse al interpretar los resultados. En primer lugar, se trata de un software de código cerrado, lo que restringe la capacidad de los usuarios-desarrolladores para adaptarlo o mejorarlo según necesidades específicas (Ali Sadat et al., 2023). En segundo lugar, HOMER-Pro realiza la optimización únicamente en función del Costo Neto Presente (NPC), sin posibilidad de considerar simultáneamente otros criterios técnicos, económicos o ambientales en el proceso de decisión (Ali Sadat et al., 2023). Además, el modelo asume una previsión perfecta en las estrategias de despacho, operando como si conociera de antemano toda la demanda y generación futura, lo cual puede conducir a una sobreestimación del rendimiento del sistema en escenarios con alta incertidumbre (Baidya, Rahman Zisan, et al., 2025). Por último, no permite distinguir entre cargas esenciales y no esenciales, lo que limita su capacidad para modelar prioridades operativas en contextos críticos, como ocurre en sistemas rurales con demandas vitales como agua, salud o comunicaciones (Muller et al., 2023).

No obstante, y pese a estas restricciones, HOMER-Pro sigue siendo una de las herramientas más utilizadas y confiables a nivel internacional para el diseño de sistemas híbridos off-grid, especialmente por su capacidad para simular escenarios diversos y representar configuraciones detalladas de sistemas energéticos descentralizados.

El perfil operacional de la planta de nanofiltración (NF) se ajusta a las variaciones estacionales de la radiación solar, con el fin de aprovechar al máximo la energía renovable disponible durante el año.

Sobre esta base, se definen tres escenarios tecnológicos comparables:

- Escenario 1 (línea base): sistema actual con baterías de plomo-ácido.
- Escenario 2: sustitución directa por baterías de ion-litio.
- Escenario 3: rediseño completo del sistema, optimizando capacidades fotovoltaicas, almacenamiento y respaldo.

HOMER-Pro compara estos escenarios aplicando un enfoque de optimización heurística, que no busca el óptimo global matemático, sino soluciones técnicamente viables mediante una exploración de distintas combinaciones de alternativas.

Posteriormente cada configuración es evaluada en función de su desempeño técnico, operacional y económico, considerando indicadores como el Costo del Ciclo de Vida (LCC) y el Costo Nivelado del Agua (LCOW).

Este enfoque permite una evaluación integral y flexible, adecuada para contextos rurales con alta incertidumbre operativa, y representa una aplicación coherente del ESA al diseño de sistemas energéticos sostenibles y replicables.

A partir de lo anterior se plantea la siguiente pregunta de investigación:

¿Cómo afecta la sustitución de baterías de plomo-ácido por baterías de ion-litio, y el redimensionamiento del sistema híbrido off-grid, a la

disponibilidad, estabilidad del suministro eléctrico y al costo nivelado del agua (LCOW) en una planta desalinizadora con tecnología de nanofiltración en un contexto rural aislado?

Como respuesta preliminar a esta interrogante, se establece la siguiente hipótesis:

La sustitución de baterías de plomo-ácido por baterías de ion-litio, junto con el redimensionamiento óptimo del sistema híbrido off-grid, mejora la eficiencia operativa (medida por disponibilidad y estabilidad del suministro eléctrico), reduce el uso de respaldo diésel y disminuye el costo nivelado del agua en al menos un 15%.

2. OBJETIVO GENERAL Y OBJETIVOS ESPECÍFICOS

2.1. Objetivo general

Evaluar los efectos del reemplazo de baterías de plomo-ácido por baterías de ion-litio, junto con el redimensionamiento del sistema híbrido off-grid, sobre indicadores técnicos, operacionales y económicos de una planta desalinizadora, con énfasis en optimizar su funcionamiento y en reducir el costo de producción de agua.

2.2. Objetivos específicos

- 2.2.1. Establecer una línea base del sistema actual con baterías de plomo-ácido.
- 2.2.2. Evaluar la sustitución directa por baterías de ion-litio sin rediseño.
- 2.2.3. Evaluar el rediseño completo del sistema para optimización energética y reducción de costos.

3. CASO DE ESTUDIO: PLANTA DESALINIZADORA Y SISTEMA HÍBRIDO

3.1. Planta desalinizadora

La planta desalinizadora utilizada como caso de estudio en esta investigación fue diseñada y construida en la Universidad de Concepción y representa la culminación de más de una década de investigación realizada por el Departamento de Ingeniería Química. Las investigaciones iniciales se centraron en la nanofiltración a escala de laboratorio, lo que posteriormente condujo al desarrollo de un proyecto piloto de desalinización de agua de mar. Los resultados demostraron que la nanofiltración ofrece ventajas comparativas sobre la ósmosis

inversa, en particular debido a su menor consumo de energía. Estos hallazgos dieron lugar al registro de una patente bajo el número 52.855 de INAPI.

La planta desalinizadora de esta investigación se encuentra actualmente instalada en la zona rural de Colmuyao, dentro de la comuna de Cobquecura, ubicada en las coordenadas 36°21'40.5" S, 73°18'05" O, en la Región de Ñuble, Chile (ver **Figura 8**).

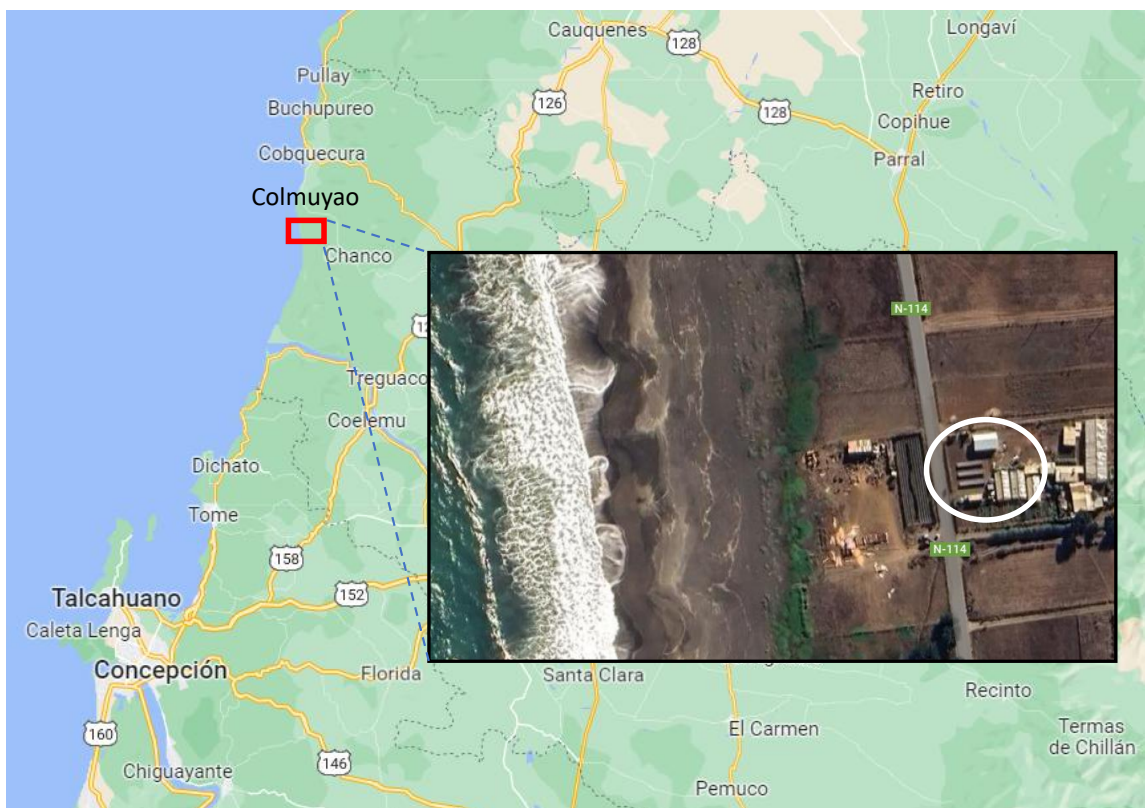


Figura 8 – Mapa de la localidad rural de Colmuyao, Comuna de Cobquecura. Fuente: Elaboración propia en base a Google Maps.

La **Figura 9** muestra un esquema simplificado de la planta desalinizadora, donde se representan los flujos de agua, el suministro eléctrico y los componentes principales de la planta.

La planta opera con una potencia máxima de 13,8 kW y su funcionamiento se organiza en tres procesos principales: captación de agua de mar, primer paso de nanofiltración y segundo paso de nanofiltración. El agua de mar es bombeada desde un pozo cercano a la playa hacia el Tanque A. Desde allí, se impulsa hacia las membranas del Paso 1 mediante la Bomba Paso 1, operando a presiones entre 28 y 40 bar. El agua resultante, denominada agua intermedia, se almacena en el Tanque B y es apta para riego. Posteriormente, una fracción de este volumen es tratada en el Paso 2, a través de la Bomba Paso 2, que opera entre 8 y 15 bar, obteniéndose agua potable que se almacena en el Tanque C para consumo humano.

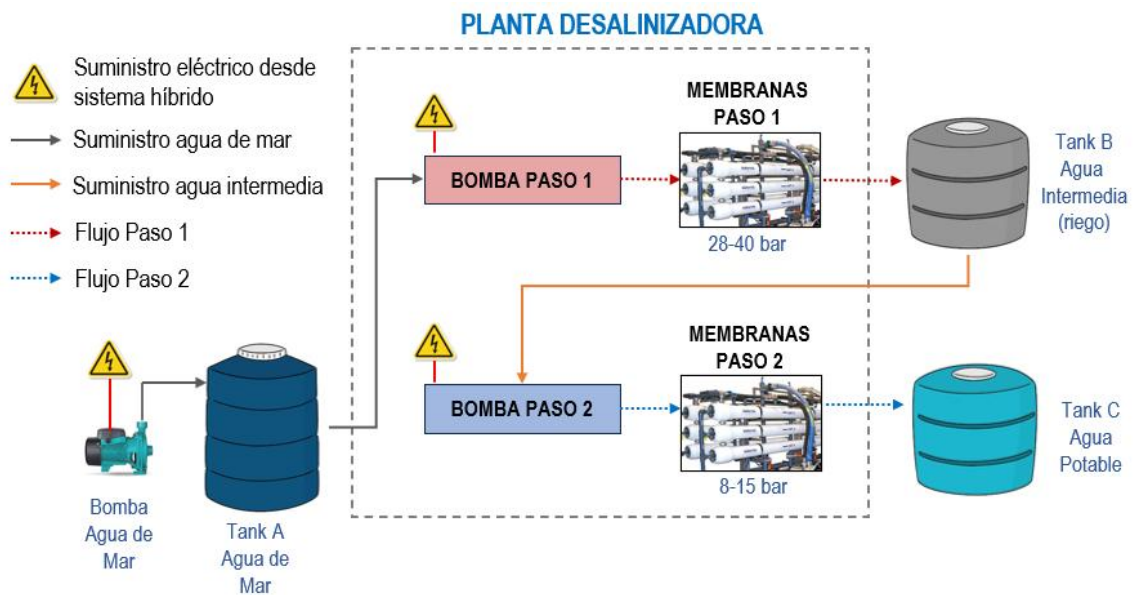


Figura 9 – Esquema simplificado de la planta desalinizadora. Representa los componentes principales, los flujos de agua y el suministro eléctrico desde el sistema híbrido. Fuente: Elaboración propia.

Durante más de dos años de funcionamiento, los operadores de la planta han documentado aspectos relevantes del comportamiento del sistema. Por ejemplo, se ha observado que durante la temporada de lluvias se incrementa la infiltración de agua dulce en el acuífero, lo que reduce la salinidad del recurso captado. La

tasa de recuperación alcanza valores cercanos al 50 %, y su magnitud depende de la concentración de sólidos disueltos totales (TDS), pudiendo aumentar con aguas menos salinas o disminuir ante condiciones más exigentes. En cuanto al manejo de salmueras, el concentrado se descarga directamente al mar mediante un sistema de drenaje, asegurando su dispersión y reduciendo el impacto ambiental, conforme a criterios de sostenibilidad frecuentemente aplicados en plantas de pequeña escala.

Con el objetivo de caracterizar los caudales y requerimientos energéticos del sistema, la operación de la planta fue clasificada en seis modos de operación, establecidos a partir de combinaciones entre los tres procesos principales descritos previamente. Estos datos, documentados en el marco del Proyecto P08 del Consorcio Tecnológico del Agua (CoTH2O), permitieron sistematizar el comportamiento hidráulico y energético de la planta. La **Tabla 3** presenta un resumen de la potencia requerida y los caudales de entrada y salida en cada caso.

Tabla 3 - Potencia requerida y caudales de agua de entrada y salida en cada modo de operación. Fuente: Elaboración Propia.

Modos de Operación	Combinación de Pasos	Potencia [kW]	Flujo de Agua Estanque A		Flujo de Agua Estanque B		Flujo de Agua Estanque C	
			Entrada [m ³ /h]	Salida [m ³ /h]	Entrada [m ³ /h]	Salida [m ³ /h]	Entrada [m ³ /h]	Salida [m ³ /h]
M0	0	1,09	4,80	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,31
M0-1	0+1	12,64	4,80	-4,20	2,40	0,00	0,00	-0,31
M1	1	11,55	0,00	-4,20	2,40	0,00	0,00	-0,31
M0-2	0+2	3,36	4,80	0,00	0,00	-1,80	0,96	-0,31
M2	2	2,27	0,00	0,00	0,00	-1,80	0,96	-0,31
M1-2	1+2	13,81	0,00	-4,20	2,40	-1,80	0,96	-0,31
OFF	OFF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,31

Nota: El tanque C mantiene un caudal de salida constante correspondiente al consumo promedio de agua potable de cinco hogares entre las 06:00 y las 20:00 horas.

Aunque esta investigación no aborda en profundidad el análisis químico del agua, se incluye información fisicoquímica representativa debido a su influencia directa

sobre la demanda energética del proceso de nanofiltración. La **Tabla 4** muestra los valores obtenidos para el agua cruda extraída del pozo, el agua intermedia y el agua potable, en base a análisis realizados por el Departamento de Ingeniería Química de la Universidad de Concepción.

Tabla 4 - Características fisicoquímicas del agua del pozo y los pasos 1 y 2 de proceso de nanofiltración. Fuente: elaboración propia en base a información entregada por la Departamento de Ingeniería Química de la UdeC.

Pasos	Presión [bar]	Conductividad Eléctrica [mS/cm]	TDS [mg/l]	Concentración de Sal [%]	pH
Agua del Pozo	n/a	12,46	6230	25,6	6,9
Nanofiltración Paso 1	33,5	0,53	260	1,1	7,8
	30	0,52	260	1,1	7,9
	28	0,56	280	1,2	7,6
	25,5	0,65	320	1,3	7,6
	21,5	0,73	380	1,6	7,8
Nanofiltración Paso 2	11	0,03	10	0,1	8,5
	13	0,09	40	0,2	8,4
	14	0,31	150	0,6	8,0
	16	0,27	130	0,5	8,6
	16	0,08	40	0,2	8,3

Los análisis de agua del proceso de desalinización, conducidos por el Departamento de Ingeniería Química, determinaron que el agua obtenida en el paso 1 cumple con los requisitos establecidos por la norma chilena NCh 1333 para su uso como agua de riego. Por otra parte, se determinó que el agua del paso 2 cumple con las especificaciones de la norma chilena NCh 409, siendo apta para su uso como agua potable.

En síntesis, la planta desalinizadora de nanofiltración opera en tres procesos principales, con caudales, presiones y requerimientos energéticos específicos. Las potencias eléctricas nominales asociadas a cada uno son: 1,09 kW para la captación (proceso inicial), 11,54 kW para el primer paso de filtración, y 2,26 kW para el segundo paso. La tasa de recuperación, considerando agua de mar, es

de aproximadamente un 50 %, dependiendo de la calidad del recurso. El análisis de consumos y producción se desarrollará en el capítulo siguiente, una vez definido el perfil óptimo de operación del sistema en su condición de diseño actual.

3.2. Sistema híbrido de generación eléctrica

El sistema híbrido de generación eléctrica actual que abastece a la planta desalinizadora del caso de estudio está compuesto por paneles fotovoltaicos, baterías de plomo-ácido y un generador diésel, el cual asegura el funcionamiento de la planta durante los días con menor radiación solar. La **Figura 10** ilustra los principales componentes de este sistema.

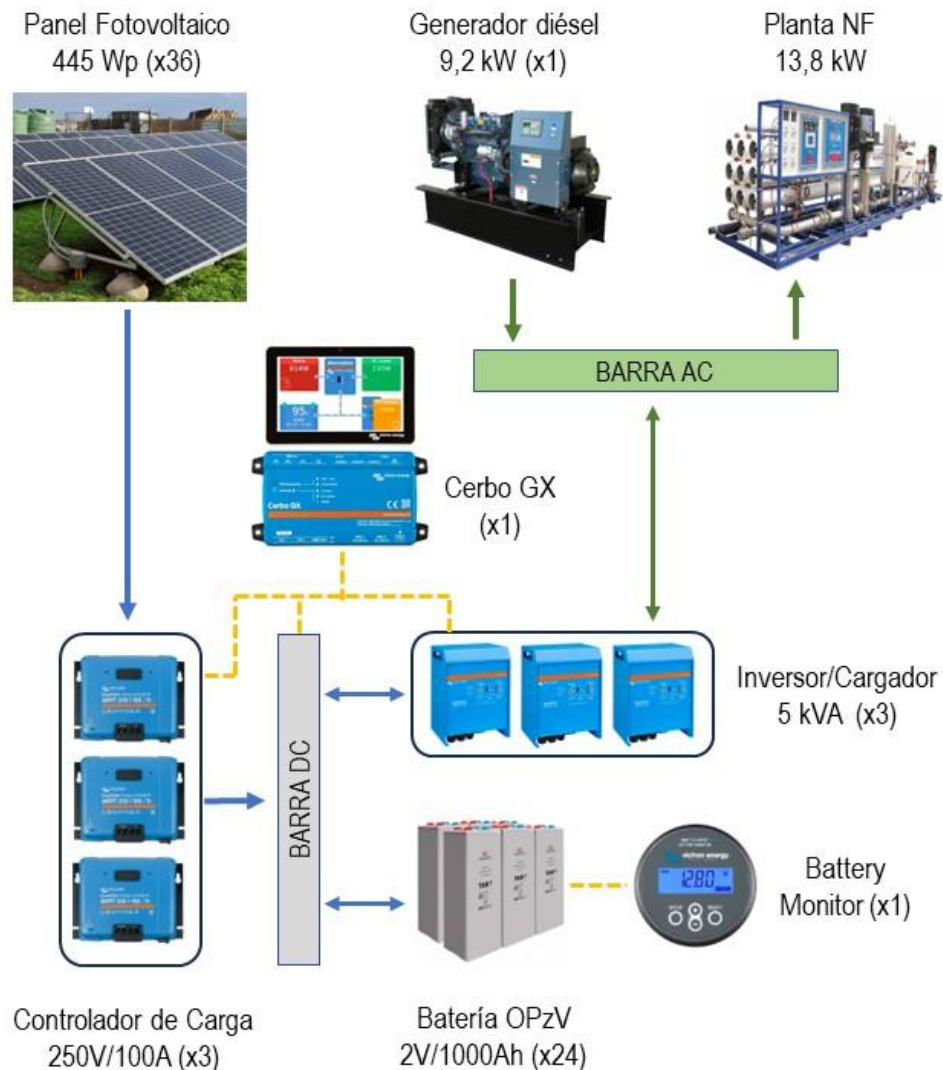


Figura 10 - Componentes principales del sistema de generación eléctrica híbrido actual (Línea Base): fotovoltaico, baterías y generador diésel. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se describen los componentes principales que conforman el sistema híbrido de generación eléctrica actual.

a) Paneles fotovoltaicos

El arreglo fotovoltaico del caso base consta de 36 paneles monocristalinos modelo JAM78S10-445/MR, con una eficiencia del 21% y una potencia nominal de 445 Wp cada uno, alcanzando una capacidad total de arreglo fotovoltaico de

16,02 kWp. Este tipo de paneles destacan por su alta potencia de salida, capaz de generar una cantidad significativa de energía bajo condiciones óptimas (1.000 W/m², 25°C, AM1,5). Su coeficiente de temperatura reducido asegura un rendimiento superior en días de calor extremo, mientras que su menor efecto de sombreado mejora la generación en entornos parcialmente sombreados. Además, tienen alta tolerancia a cargas mecánicas, resistiendo nieve pesada y vientos fuertes (JA Solar, 2024). Los detalles de los parámetros eléctricos de los paneles fotovoltaicos se presentan en la **Figura A1**, ubicada en los anexos.

b) Controladores de carga

El sistema híbrido actual cuenta con 3 controladores de carga Victron SmartSolar MPPT 250V/100A, diseñados para maximizar la eficiencia en la conversión de energía solar. Estos dispositivos destacan por su algoritmo ultrarrápido de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), que optimiza la captación de energía, especialmente en condiciones de nubosidad parcial, incrementando la generación hasta un 30% en comparación con controladores con modulación por ancho de pulso (PWM) y hasta un 10% respecto a otros controladores MPPT más lentos. Incorporan un algoritmo de carga totalmente programable y ocho algoritmos preconfigurados, seleccionables mediante un selector giratorio, adaptándose a diversas necesidades operativas.

Con una eficiencia de conversión superior al 99% y protección electrónica avanzada contra sobretensión, cortocircuitos y corriente inversa fotovoltaica, estos controladores garantizan un rendimiento fiable incluso en entornos exigentes. Adicionalmente, ofrecen configuración y monitoreo remoto a través de Bluetooth y conexión VE.Can, asegurando una gestión eficiente y centralizada del sistema híbrido de generación eléctrica. (Victron Energy, 2023).

Detalles de las características técnicas del controlador pueden verse en la **Figura A2** de los anexos.

c) Baterías de plomo-ácido

El sistema híbrido de generación actual de la planta de Cobquecura utiliza 24 baterías de plomo-ácido selladas con electrolito de gel inmovilizado, técnicamente conocidas como VRLA OPzV. El modelo de baterías es Ultracell UZV1000-2 con un voltaje de 2V y una capacidad nominal de 1000 Ah.

Este tipo de baterías están diseñadas para aplicaciones de ciclo profundo. Destacan por su alta durabilidad y confiabilidad, ofreciendo un rendimiento consistente en sistemas de energía renovable, telecomunicaciones, iluminación de emergencia, plantas de energía y respaldo solar. La tecnología avanzada VRLA y un electrolito inmovilizado en gel, eliminan la necesidad de mantenimiento y minimizan la emisión de gases gracias a su construcción con aleaciones sin antimonio. Este diseño sellado también mejora la resistencia a derrames y vibraciones, mientras que su estructura tubular asegura mayor durabilidad y una vida útil prolongada en aplicaciones exigentes.

Su robusto contenedor de plástico ABS, con opción retardante de llama, y sus terminales estándar tipo F11 facilitan una instalación segura y eficiente. Estas baterías son capaces de operar en un rango de temperaturas amplio, desde -20 °C hasta 55 °C, y almacenarse sin recarga por hasta seis meses en condiciones normales. Adicionalmente, soportan miles de ciclos a profundidades de descarga controladas, lo que las hace ideales para sistemas off-grid. Gracias a su baja autodescarga y confiabilidad operativa, representan una solución duradera y eficiente para el almacenamiento de energía en sistemas híbridos exigentes (Ultracell, 2023). Las Especificaciones técnicas de las baterías Ultracell UZV1000-2 pueden verse en la **Figura A3** de los anexos y la curva de ciclos de carga en la **Figura A4** de los anexos.

d) Inversores

El sistema híbrido actual utiliza tres inversores/cargadores Victron MultiPlus II 48/5.000, configurados en una disposición trifásica. Cada unidad ofrece una potencia de salida continua de 4.000 W (a 25 °C) y una capacidad nominal de 5.000 VA, con una eficiencia máxima de 96%. Su diseño multifuncional integra un inversor de onda sinusoidal pura, un cargador de baterías avanzado y un conmutador de transferencia ultrarrápido, asegurando una transición fluida en caso de cortes eléctricos (Victron Energy, 2021).

El MultiPlus II incluye funciones avanzadas como PowerAssist, que permite complementar la capacidad del generador o la red con energía de las baterías para evitar sobrecargas, y PowerControl, que limita la corriente de entrada para proteger el sistema. Además, su configuración trifásica garantiza una distribución equilibrada de la energía en sistemas complejos.

Estos inversores son compatibles con sistemas fotovoltaicos, tanto conectados a la red como independientes, y pueden integrarse con herramientas de monitoreo como el Color Control GX, permitiendo control y ajustes remotos a través del portal VRM (Victron Remote Management). Su diseño robusto y versátil los convierte en una solución ideal para aplicaciones marinas, móviles y sistemas de energía renovable. Las características técnicas del Inversor/cargador MultiPlus-II, pueden verse en la **Figura A5** de los anexos.

e) Generador diésel trifásico

El sistema híbrido de generación incluye un generador eléctrico diésel marca Toyama modelo TDWG12000SGE3-N, con una potencia máxima de 11,5 kVA y configuración trifásica. El grupo electrógeno es accionado por un motor diésel bicilíndrico de cuatro tiempos, con una cilindrada de 794 cc y refrigeración combinada por aire y agua. Su diseño incorpora una cabina de insonorización que reduce el ruido operativo a 72 dB, y cuenta con arranque eléctrico y automático mediante el ATS, optimizando su integración en sistemas híbridos.

Gracias a estas características, el generador Toyama TDWG12000SGE3-N es una solución robusta y eficiente para garantizar la continuidad energética en el sistema híbrido. Las características técnicas de generador diésel pueden verse en la **Figura A6** de los anexos.

f) Centro de comunicaciones Cerbo GX

El dispositivo Victron Cerbo GX es un avanzado centro de comunicaciones diseñado para ofrecer un control total de un sistema de generación eléctrica, en todo momento y desde cualquier lugar, maximizando su rendimiento. La información proporcionada por el equipo es accesible a través del portal Victron Remote Management (VRM), la pantalla táctil opcional GX Touch o la aplicación VictronConnect mediante conexión Bluetooth. Este equipo es compatible con una amplia gama de dispositivos Victron, como baterías, inversores y controladores de carga, lo que simplifica la gestión y supervisión del sistema. Su versatilidad y capacidad de monitoreo remoto lo convierten en un componente esencial para sistemas de generación complejos, incluyendo aplicaciones off-grid (Victron Energy, 2024b).

g) Monitor de baterías BMV-700

El dispositivo Victron BMV-700 es un avanzado monitor de baterías diseñado para medir y analizar parámetros clave, como el estado de carga (SoC), amperios-hora consumidos, corriente y autonomía restante. Este dispositivo utiliza algoritmos avanzados para proporcionar lecturas precisas que optimizan la gestión y el rendimiento del sistema de baterías. Su diseño incluye un “shunt” de 500 A para fácil instalación y un puerto de comunicación VE.Direct, que permite la integración con el portal VRM y otros dispositivos Victron. Además, es compatible con la aplicación VictronConnect, que facilita su configuración y monitoreo remoto a través de Bluetooth. Su alta precisión y capacidad de almacenamiento de datos históricos lo convierten en un componente esencial

para sistemas de energía exigentes, maximizando la vida útil de las baterías y la eficiencia del sistema (Victron Energy, 2024a).

La **Tabla 5** presenta un resumen de las características técnicas de los principales componentes del sistema híbrido de generación eléctrica off-grid, los cuales servirán como referencia para el modelado y análisis desarrollados en las secciones siguientes.

Tabla 5 – Resumen de principales componentes del sistema híbrido off-grid actual

COMPONENTE	CANTIDAD	CARACTERÍSTICA
Panel fotovoltaico monocristalino	36	445 Wp; eficiencia 21%
Batería plomo-ácido OPzV	24	2V/1000A
Generador diésel trifásico	1	9,2 kW
Inversor	3	4.000 W
Controlador de carga MPPT	3	250V/100A

3.3. Software Homer-Pro

El software Homer Pro es una herramienta especializada para el diseño, simulación y optimización de sistemas híbridos de generación eléctrica y microrredes. Originalmente desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos (NREL) y actualmente gestionado por UL Solutions, este software es ampliamente utilizado en investigaciones académicas y proyectos de ingeniería por su capacidad para modelar sistemas híbridos que integran fuentes de energía renovable, almacenamiento y generación convencional(UL Solutions, 2025b).

Homer-Pro combina tres funcionalidades principales:

Simulación: El software modela el funcionamiento de un sistema híbrido durante un período anual, con intervalos de tiempo ajustables desde un minuto hasta una hora. Esto permite analizar con precisión la interacción de los componentes del sistema en diferentes escenarios.

Optimización: A través de un algoritmo de optimización patentado, Homer-Pro evalúa múltiples configuraciones posibles de equipos y clasifica las opciones en función de criterios definidos, como el costo total del sistema o la eficiencia energética.

Análisis de sensibilidad: El software permite evaluar cómo las variaciones en parámetros externos (por ejemplo, velocidad del viento, costos de combustible o radiación solar) afectan el desempeño y la viabilidad económica del sistema diseñado. Esto facilita identificar configuraciones óptimas bajo diferentes condiciones y escenarios de incertidumbre.

Homer-Pro fue seleccionado para esta investigación debido a su capacidad para evaluar tecnologías emergentes, como baterías de ion-litio en sistemas fotovoltaicos, y su utilidad para analizar múltiples configuraciones de sistemas híbridos, considerando tanto aspectos técnicos como económicos.

En el contexto de este estudio, Homer-Pro permite establecer una línea base del sistema actual, simulando su desempeño con baterías de plomo-ácido para identificar brechas en la disponibilidad y estabilidad del suministro eléctrico de la planta desalinizadora de Cobquecura, y comparar escenarios de sustitución directa de baterías plomo-ácido por baterías de ion-litio y redimensionamiento del sistema híbrido (arreglo fotovoltaico, baterías y generador diésel), evaluando su impacto en la estabilidad del sistema.

El enfoque integral de Homer-Pro, que combina simulación, optimización y análisis de sensibilidad, lo posiciona como una herramienta ideal para el diseño y optimización de sistemas híbridos en aplicaciones críticas, como la generación eléctrica destinada a energizar plantas desalinizadoras off-grid.

En síntesis, el sistema híbrido de generación eléctrica actual del caso de estudio está conformado por un arreglo fotovoltaico de 16,02 kWp, un banco de 24 baterías de plomo-ácido de 2V/1.000Ah, y un generador diésel trifásico de 9,2

kW, junto con inversores, controladores de carga y un sistema de monitoreo centralizado. La caracterización técnica de este sistema constituye la línea base sobre la cual se desarrollan los escenarios de simulación presentados en la sección de metodología.

4. METODOLOGÍA

4.1. Enfoque metodológico general

La metodología de este estudio se fundamenta en el uso de herramientas analíticas y de simulación, incluyendo Excel, Explorador Solar, HOMER-Pro y el cálculo del Costo del Ciclo de Vida (LCC). Estas herramientas permiten evaluar el desempeño técnico y económico de diferentes configuraciones del sistema híbrido de generación eléctrica para desalinización off-grid. El enfoque metodológico general se estructura en tres pilares:

- Caracterización técnica del sistema base,
- Simulación energética bajo distintos escenarios, y
- Evaluación económica y análisis de sensibilidad.

Los indicadores de desempeño utilizados incluyen, entre otros:

- Fracción renovable,
- Consumo específico de diésel,
- Costos anuales totales (inversión inicial, CAPEX y OPEX),
- Costo Nivelado de la Energía (LCOE), y
- Costo Nivelado del Agua (LCOW).

Además, se establecen parámetros comunes a todos los escenarios, como las condiciones climáticas, el perfil de operación de la planta desalinizadora y los precios de los componentes y combustible. La **Figura 11** ilustra el esquema

metodológico desarrollado, el cual organiza el proceso de evaluación técnica y económica de forma secuencial y replicable.



Figura 11 – Esquema metodológico de evaluación del desempeño técnico-económico de sistemas híbridos off-grid para desalinización. Fuente: Elaboración propia.

4.2. Escenarios de simulación

Se analizan tres escenarios para evaluar los efectos técnicos, operacionales y económicos derivados de dos estrategias diferenciadas de mejora del sistema: por un lado, la sustitución tecnológica del tipo de batería, y por otro, el redimensionamiento integral de los componentes del sistema híbrido.

Los escenarios considerados son los siguientes:

- **Escenario 1 – Línea base:** Representa la configuración actual, con baterías de plomo-ácido, sistema fotovoltaico y generador diésel.
- **Escenario 2 – Sustitución directa:** Evalúa el impacto de reemplazar únicamente las baterías de plomo-ácido por baterías de ion-litio, manteniendo la capacidad de almacenamiento y la configuración original del sistema (sustitución tecnológica).
- **Escenario 3 – Rediseño del sistema:** Optimiza la capacidad fotovoltaica, el banco de baterías y el uso del generador diésel, con el fin de mejorar la eficiencia energética y reducir el costo de producción de agua (redimensionamiento integral).

Los tres escenarios definidos constituyen la base comparativa para el análisis técnico y económico desarrollado en las siguientes secciones, mediante simulaciones en HOMER-Pro y estimaciones del Costo del Ciclo de Vida. A continuación, se describe en detalle la implementación metodológica en los tres escenarios.

4.3. Evaluación de desempeño del sistema híbrido. Escenario 1.

Para establecer la línea base del sistema híbrido de generación actual, es fundamental caracterizar su desempeño energético considerando tanto la disponibilidad de recursos renovables como el perfil óptimo de operación de la planta desalinizadora. Este proceso se realiza a través de un análisis exhaustivo de datos operacionales históricos y condiciones climáticas del sitio, lo que permite identificar las limitaciones técnicas del sistema y su impacto en la producción de agua. A partir de esta caracterización, se definen indicadores clave que servirán como referencia para evaluar futuras mejoras en la configuración y operación del sistema híbrido de generación.

4.3.1. Determinación del potencial de generación fotovoltaica y meses críticos de operación

El desempeño del sistema híbrido de generación eléctrica off-grid, está fuertemente condicionado por la variabilidad climática en el sitio donde se emplaza la planta desalinizadora. En particular, la radiación solar constituye un factor determinante en la generación fotovoltaica y, por ende, en la disponibilidad de energía eléctrica para el proceso de desalinización.

4.3.1.1. Caracterización del recurso solar con Explorador Solar

El potencial de generación fotovoltaica, junto con la radiación global y la temperatura ambiente, se obtuvo mediante la calculadora avanzada de sistemas fotovoltaicos del Explorador Solar, una herramienta desarrollada por el Ministerio de Energía de Chile en conjunto con la Universidad de Chile, disponible en: <https://solar.minenergia.cl/calculadora>.

4.3.1.2. Identificación del mes crítico y su relevancia operativa

Dado que el sistema híbrido de generación eléctrica opera bajo condiciones climáticas variables a lo largo del año, se adoptó un enfoque metodológico basado en la segmentación del año en **periodos estacionales representativos**, identificando en cada uno el **mes crítico**, definido como aquel con la menor radiación solar y, por lo tanto, con el menor potencial de generación eléctrica.

Este enfoque permite evaluar el desempeño del sistema en condiciones desfavorables y diseñar estrategias de operación robustas que garanticen la continuidad del suministro energético. A partir del análisis del potencial de generación fotovoltaica y considerando los requerimientos de agua de la planta, se definieron tres periodos estacionales que reflejan las condiciones típicas de operación del sistema híbrido:

- **Verano:** enero, febrero, noviembre y diciembre. Se caracterizan por una alta radiación solar y una elevada demanda de agua para riego.
- **Otoño/primavera:** marzo, abril, septiembre y octubre. Presentan niveles moderados de radiación solar y demanda de agua de riego.
- **Invierno:** mayo, junio, julio y agosto. Se distinguen por una baja radiación solar, con demanda de agua concentrada principalmente en el consumo de agua potable.

Una vez identificados los meses críticos para cada periodo estacional, se procede a la evaluación del perfil óptimo de operación de la planta desalinizadora.

4.3.2. Determinación del perfil óptimo de operación de la planta desalinizadora

Para evaluar el desempeño del sistema híbrido de generación eléctrica, fue necesario definir un perfil de operación representativo para la planta desalinizadora, que permitiera maximizar el uso de la energía renovable disponible y asegurar una producción mínima diaria de agua potable. Este perfil debía garantizar una operación técnicamente viable, considerando las condiciones locales de radiación solar y la demanda horaria de potencia de la planta en la localidad de Cobquecura.

La determinación del perfil óptimo se realizó mediante una metodología estructurada, que combinó análisis de balance energético e hídrico con herramientas de modelado en Microsoft Excel. A continuación, se detallan los pasos seguidos.

- i. Caracterización de potencia y caudales según lo especificado en la Tabla 3, para cada modo de operación (M0, M0-1, M1, etc.).

- ii. Estimación del potencial diario de generación fotovoltaica a partir de datos climáticos locales, utilizando la herramienta “Calculadora Avanzada” del Explorador Solar.
- iii. Selección de un mes crítico representativo de la disponibilidad de energía renovable (PV + Baterías) por cada período estacional: febrero (verano), abril (otoño-primavera) y julio (invierno). Esto permitió diseñar el perfil óptimo considerando las condiciones más desfavorables del año.
- iv. Establecimiento de una condición mínima de producción diaria de 3,75 m³ de agua potable, equivalente al consumo básico de 25 personas, conforme a los estándares de la Organización Mundial de la Salud (OMS).
- v. Modelamiento en Excel de la activación horaria de los modos de operación, procurando equilibrar la demanda instantánea de potencia de la planta con la energía renovable disponible (PV + Baterías).
- vi. Optimización de la activación horaria de los modos de operación, procurando maximizar el uso de energía renovable (balance energético) y garantizar la autonomía hídrica del sistema (balance hídrico). Como referencia del proceso de optimización, la **Tabla A2** presenta un fragmento de la planilla de balance horario energético e hídrico correspondiente a un día representativo (enero, Escenario 1), empleada para construir el Perfil Óptimo 1.
- vii. Obtención del perfil óptimo de operación, definido como la estrategia horaria de activación de modos que permite satisfacer la demanda de potencia de la planta (kW) y cumplir con la producción mínima diaria de agua (3,75 m³), maximizando el uso de energía renovable (kWh/día).

La **Figura 12** muestra de manera esquemática el proceso para la determinación del perfil óptimo de operación.

Este perfil fue posteriormente validado mediante simulaciones detalladas en HOMER-Pro, según se describe en la sección 4.3.3, lo que permitió comprobar su viabilidad técnica y operacional bajo las condiciones específicas del caso de estudio.

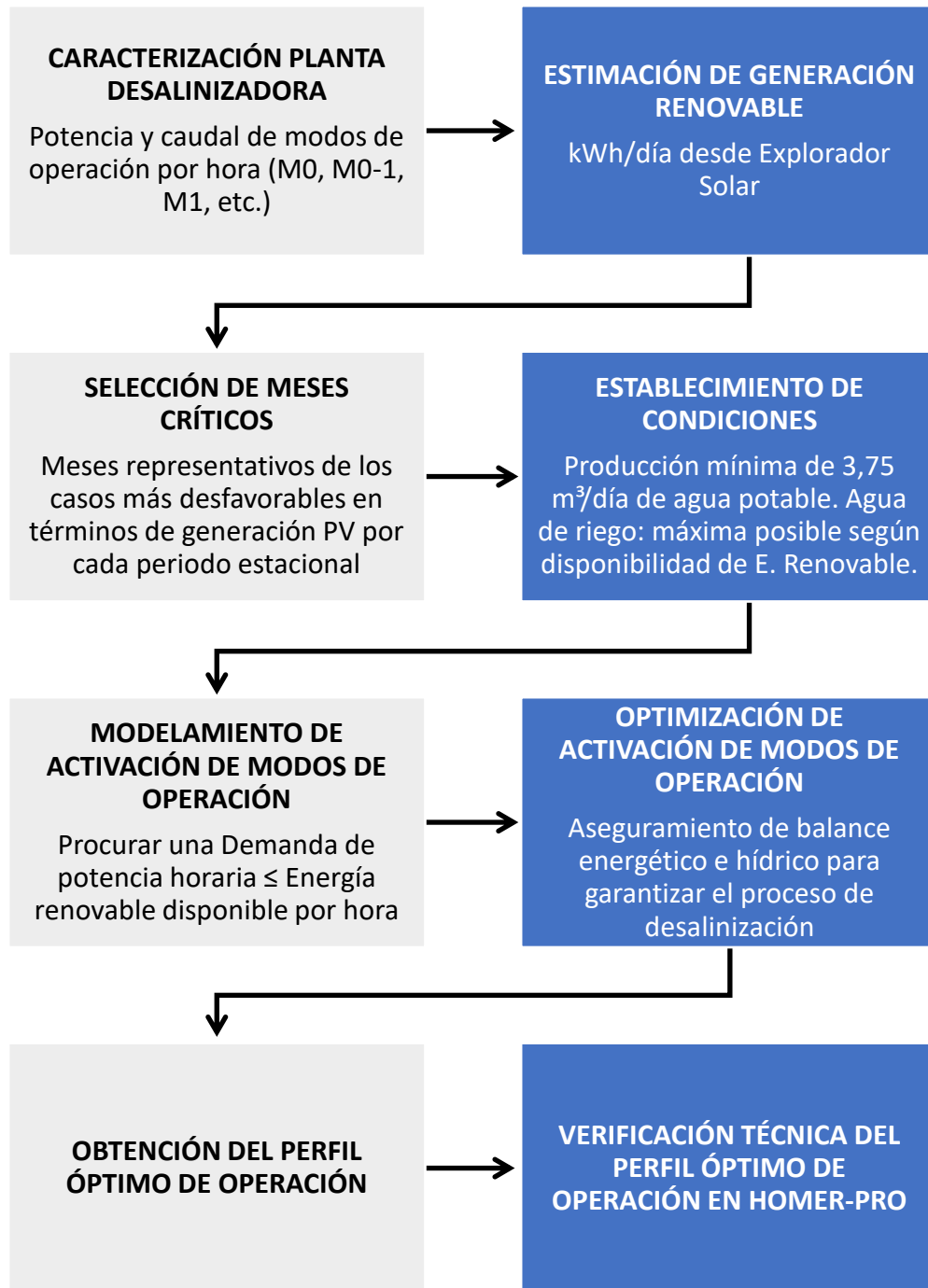


Figura 12 - Esquema metodológico para la determinación del perfil óptimo de operación de la planta desalinizadora. Fuente: Elaboración Propia.

Si bien la metodología empleada para la determinación del perfil óptimo de operación se estructuró de manera lógica y secuencial, su definición resultó especialmente compleja. La elaboración manual del perfil horario mediante hojas de cálculo en Excel requirió múltiples iteraciones y ajustes sucesivos, bajo un enfoque heurístico orientado a alcanzar un equilibrio sólido entre el balance energético e hídrico del sistema. En una primera etapa, este perfil fue aplicado uniformemente en los tres escenarios evaluados. No obstante, al constatar un elevado nivel de excedentes eléctricos en el Escenario 3, producto del redimensionamiento de la capacidad fotovoltaica y de almacenamiento, se definió un segundo perfil de operación más exigente, ajustado a las nuevas condiciones. Este nuevo perfil, también validado mediante simulaciones en HOMER-Pro, permitió explorar la posibilidad de incrementar la producción de agua, optimizando el aprovechamiento de la energía disponible.

4.3.3. Verificación técnica del perfil óptimo mediante simulación en Homer-Pro

Para verificar la factibilidad técnica de implementar el perfil óptimo de operación definido en la sección 4.3.2, se configuró el sistema híbrido en el software Homer-Pro, con el fin de verificar si la energía disponible era suficiente para cubrir la demanda de la planta desalinizadora.

4.3.3.1. Secuencia de modelamiento para simulación en Homer-Pro.

- Se estableció la localización geográfica de la planta de acuerdo con las coordenadas geográficas establecidas en el punto 3.1 (ver **Figura 8**) y se importaron los datos de radiación solar y temperatura desde Explorador Solar (ver **Figura A12** y **Figura A13** en los Apéndices).
- Se ingresaron los parámetros técnicos de los componentes del sistema híbrido de generación, incluyendo paneles fotovoltaicos, baterías,

controladores de carga, inversores y generador diésel, usando las fichas técnicas de los fabricantes (ver **Figura A1** a **Figura A8** en los apéndices).

- Se configuró la orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos según datos reales de la instalación. La inclinación de los paneles fotovoltaicos se configuró en 29° respecto al plano horizontal, mientras que el azimut se estableció en 168° oeste del sur, lo que equivale a una orientación 12° hacia el este (ver **Figura A14**).
- Se estableció una profundidad de descarga (DoD) del 50% en las baterías de plomo-ácido, junto con una restricción de corriente máxima de descarga de 173 A, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante para optimizar su vida útil (ver **Figura A3** y **Figura A4** de los Anexos).
- Se incorporó al modelo el perfil óptimo de operación anual previamente definido para la planta desalinizadora (ver **Tabla 10**).

4.3.3.2. Restricciones operativas para simulación en Homer-Pro

Para modelar de forma realista el comportamiento del sistema híbrido en contextos off-grid, priorizando la continuidad del suministro eléctrico en aplicaciones críticas como la desalinización se establecieron las siguientes restricciones operativas (*Constrains*):

- Maximum annual capacity shortage [%]: 2%, limita la demanda no cubierta a un nivel aceptable en sistemas críticos, asegurando alta disponibilidad energética.
- Load in current time step [%]: 5%, establece una reserva inmediata para absorber variaciones súbitas en la demanda eléctrica.
- Annual peak load [%]: 5%, añade una reserva adicional basada en la demanda máxima anual, mejorando la robustez del sistema.
- Solar power output [%]: 50%, considera la variabilidad de la generación fotovoltaica, manteniendo una reserva razonable sin sobredimensionar.

Con estos parámetros definidos, se procedió a ejecutar la simulación del sistema en HOMER-Pro, reproduciendo las condiciones técnicas, operativas y climáticas que enfrenta actualmente la planta desalinizadora.

A través de esta simulación, se busca determinar la viabilidad operativa del perfil de operación definido, estableciendo la línea base del sistema híbrido de generación actual. Siguiendo este procedimiento, se obtendrán los parámetros de referencia necesarios para comparar el desempeño técnico y económico de los escenarios de mejora planteados.

4.3.4. Definición de indicadores de desempeño

Para evaluar el desempeño del sistema híbrido de generación eléctrica aplicado a desalinización, se definieron indicadores clave organizados en tres categorías: **análisis técnico, análisis operacional y análisis económico**. Esta clasificación permite analizar el sistema de forma estructurada, y establecer una base cuantitativa común para comparar los distintos escenarios planteados en el estudio. Los indicadores definidos son **aplicables transversalmente a los tres escenarios** considerados (línea base, sustitución de baterías y rediseño del sistema), lo que permite una evaluación estandarizada y coherente del impacto técnico y económico de cada configuración.

4.3.4.1. Indicadores para análisis técnico

Esta categoría agrupa los indicadores relacionados con la configuración del sistema híbrido de generación y el flujo de energía entre sus componentes. Incluye métricas que permiten caracterizar la magnitud y el origen de la energía generada, así como el desempeño del banco de baterías, la eficiencia del sistema de conversión de energía y la participación del generador diésel como fuente de

respaldo. Estos indicadores son fundamentales para evaluar el dimensionamiento del sistema y su grado de integración entre fuentes renovables, respaldo diésel y almacenamiento. Los indicadores considerados en este análisis son:

Producción y distribución de energía:

- **Producción total de energía del sistema híbrido [kWh/año]:** cantidad total de energía generada a partir de fuentes renovables más el generador diésel.
- **Producción de energía renovable [kWh/año]:** cantidad total de energía generada a partir del arreglo fotovoltaico.
- **Producción de energía no-renovable [kWh/año]:** cantidad total de energía generada a partir del generador diésel.
- **Fracción de energía renovable [%]:** porcentaje de la demanda energética cubierta por fuentes renovables.
- **Exceso de electricidad [kWh/año]:** energía efectivamente generada por el sistema fotovoltaico que no es utilizada en el proceso de desalinización ni puede ser almacenada, ya que ocurre cuando la demanda está cubierta y las baterías completamente cargadas. En HOMER Pro, esta energía se registra como excedente descartado.

Subsistema: Baterías de plomo-ácido

- **Energía de entrada a las baterías [kWh/año]:** representa la cantidad de energía que el sistema intenta almacenar a partir de fuentes renovables o del generador diésel.
- **Energía de salida de las baterías [kWh/año]:** corresponde a la fracción de energía almacenada que es efectivamente utilizada para operar la planta desalinizadora.

- **Pérdidas internas del banco de baterías [kWh/año]:** energía disipada dentro del sistema de almacenamiento debido a ineficiencias del proceso de carga/descarga, pérdidas térmicas y resistencias internas.

Subsistema: Conversión de energía (inversores)

- **Energía de entrada [kWh/año]:** energía total que ingresa al grupo de inversores desde las fuentes de generación de corriente continua (fotovoltaica y baterías), durante un año de operación.
- **Energía de salida [kWh/año]:** energía entregada por el grupo de inversores en forma de corriente alterna al resto del sistema, una vez consideradas las pérdidas por conversión, durante un año.
- **Eficiencia de conversión [%]:** eficiencia con la que el grupo de inversores convierte electricidad en corriente continua en electricidad en corriente alterna.

Subsistema: Generador diésel

- **Horas de operación [h/año]:** tiempo acumulado de funcionamiento del generador a lo largo del año.
- **Consumo de combustible [L/año]:** cantidad de diésel consumido por el generador.
- **Emisiones de CO₂ [kgCO₂/año]:** corresponde a la cantidad total de dióxido de carbono emitida anualmente como resultado del consumo de diésel.

4.3.4.2. Indicadores para análisis operacional

El análisis operacional considera los indicadores que describen el comportamiento del sistema híbrido durante su funcionamiento diario, en relación con la demanda energética de la planta desalinizadora. Incluye métricas

asociadas a la cobertura de carga, energía no suministrada, consumo específico de energía, excedentes de generación, uso del generador diésel y variación del estado de carga de las baterías. Estos indicadores permiten evaluar la respuesta del sistema frente a variaciones de demanda y disponibilidad de energía, así como su capacidad para mantener un suministro eléctrico continuo. Los indicadores considerados en este análisis son:

Planta desalinizadora

- **Demanda total de energía [kWh/año]:** demanda total de energía producto del funcionamiento de la planta desalinizadora.
- **Demanda energética no atendida [kWh/año]:** cantidad de energía que el sistema híbrido no logró suministrar a la planta desalinizadora.
- **Horas promedio de operación [h/día]:** horas diarias promedio de funcionamiento de la planta bajo el perfil óptimo de operación.
- **Consumo específico de energía [kWh/m³]:** energía requerida por metro cúbico de agua producida.

Estado de carga de las baterías de plomo-ácido

- **Distribución mensual [% SoC]:** representa la variabilidad del estado de carga de las baterías en cada mes del año mediante análisis estadístico (boxplots). Este indicador permite identificar periodos de mayor estrés operativo en el sistema de almacenamiento y evaluar la consistencia del SoC en distintas condiciones estacionales.

4.3.4.3. Indicadores para análisis económico

Esta categoría reúne los indicadores utilizados para estimar el desempeño económico del sistema híbrido de generación eléctrica acoplado a la planta desalinizadora. Se consideran los costos de inversión inicial, así como los costos proyectados de reposición (CAPEX) y de operación y mantenimiento (OPEX), evaluados en un horizonte de 25 años. Este período se definió en función de la vida útil esperada de los principales componentes del sistema (paneles fotovoltaicos y baterías de ion-litio), y responde a una práctica habitual en estudios de evaluación de sistemas híbridos en contextos aislados (ver **Tabla A10**).

La evaluación económica de esta investigación se fundamenta en el enfoque de Costo del Ciclo de Vida (LCC), el cual considera todos los flujos económicos relevantes asociados a la adquisición, operación y mantenimiento del sistema durante su horizonte de análisis.

No se incorporan los costos asociados a la disposición final ni el valor residual de los componentes del sistema (paneles fotovoltaicos, baterías, generador diésel, entre otros). La consideración de dichos elementos implicaría extender el alcance del análisis hacia dimensiones ambientales, normativas y comerciales propias del Análisis de Ciclo de Vida (LCA), como las que se resumen en la **Tabla 6**, y no forman parte del enfoque técnico-económico adoptado en esta investigación.

Tabla 6 – Principales aspectos abordados por las metodologías de análisis LCA y LCC. Fuente: Elaboración propia en base a (Fathollahi & Coupe, 2021; Fatima et al., 2025; Petrillo et al., 2016)

ASPECTO	LCA LIFE CYCLE ASSESSMENT	LCC LIFE CYCLE COSTING
Propósito principal	Evaluar impactos ambientales del sistema a lo largo de su ciclo de vida completo	Evaluar costos económicos directos e indirectos asociados a la operación del sistema
Unidad de Análisis	Flujos de materia, energía, emisiones, uso de recursos y cargas ambientales	Costos monetarios: inversión (CAPEX), operación y mantenimiento (OPEX), entre otros
Ámbito Ambiental	Considera emisiones, toxicidad, uso de suelo y recursos, cambio climático, etc.	No considera impactos ambientales, salvo si se monetizan como costos externos

A modo de síntesis, el análisis LCA se aplica típicamente para la evaluación ambiental de tecnologías, políticas o estrategias de planificación sostenible, mientras que el LCC se orienta a la optimización de decisiones de inversión y selección de tecnologías con menor costo total de propiedad.

En este estudio, los indicadores económicos se calcularon mediante una **planilla base LCC**, desarrollada en Excel para sistematizar los flujos anuales de costos y estimar el LCOW y el LCOE en distintos escenarios tecnológicos. Su estructura metodológica se ejemplifica en las **Figura A9, Figura A10 y Figura A11**, correspondientes al Escenario 1, las cuales permiten visualizar la lógica de cálculo aplicada transversalmente en todos los casos analizados.

Los indicadores económicos definidos en este estudio permiten cuantificar el impacto económico de cada configuración evaluada, así como estimar el costo unitario del agua desalinizada (LCOW).

Los indicadores asociados a esta categoría son los siguientes:

- **Costo de inversión inicial [USD]:** suma de los costos de adquisición e instalación de los componentes del sistema híbrido y de la planta desalinizadora.
- **CAPEX [USD]:** costos proyectados de renovación de componentes críticos (membranas, baterías, arena, overhaul del generador), distribuidos a lo largo del horizonte de análisis.
- **OPEX [USD]:** gastos recurrentes de operación y mantenimiento del sistema, incluyendo limpieza de equipos, mantenciones y consumo de combustible.
- **Costo nivelado del agua, LCOW [USD/m³]:** calculado como el cociente entre el valor presente de los flujos anuales de costos y el valor presente del volumen de agua producido. Esta formulación es coherente con la empleada por (Colciaghi et al., 2022b), quien aplica esta metodología para evaluar la viabilidad económica de tecnologías de ósmosis directa alimentadas con energía solar.
- **Costo nivelado de la energía, LCOE [USD/kWh]:** calculado como la relación entre el valor presente de los costos totales de inversión y operación y el valor presente de la energía generada. Esta métrica sigue el enfoque propuesto por (Kettani & Bandelier, 2020), quienes aplican este modelo en la evaluación de proyectos solares acoplados a desalinización.

La evaluación económica se desarrolló en dos etapas complementarias:

i. Proyección de flujos anuales sin descuento

Para cada escenario modelado se construyeron planillas de cálculo detalladas, que incluyen los flujos anuales de costos y producción estimados durante los 25 años de vida útil del sistema. Estas planillas permiten representar el comportamiento técnico-económico del sistema antes de aplicar el descuento financiero.

ii. Análisis de valor presente para el cálculo de LCOW y LCOE

Con el fin de incorporar el valor temporal del dinero en la evaluación económica, se aplicó un análisis de valor presente (VP) a los flujos anuales de costos y producción de agua y energía. Se utilizó una tasa de descuento del 8 % anual, valor comúnmente empleado en estudios de evaluación de proyectos híbridos en contextos aislados (Colciaghi et al., 2022b).

El factor de descuento aplicado a cada año t se calculó mediante la expresión:

$$FD_t = \frac{1}{(1 + r)^t}, \quad \text{donde } r = 0,08$$

Los flujos anuales fueron multiplicados por FD_t para obtener su valor presente, sobre el cual se calcularon los siguientes indicadores económicos clave:

$$LCOW = \frac{\sum_{t=1}^n \text{Costo}_t \cdot FD_t}{\sum_{t=1}^n \text{Producción de agua}_t \cdot FD_t}$$

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \text{Costo}_t \cdot FD_t}{\sum_{t=1}^n \text{Producción de energía}_t \cdot FD_t}$$

Estas métricas permiten estimar el costo promedio actualizado por metro cúbico de agua (USD/m³) y por kilovatio-hora (USD/kWh), respectivamente. Su aplicación es ampliamente reconocida en la literatura como una herramienta robusta para comparar configuraciones bajo criterios económicos homogéneos.

En este estudio, el Costo Nivelado del Agua (LCOW) se emplea como principal indicador económico, ya que permite integrar en un único valor representativo los costos de inversión, operación y reposición del sistema a lo largo del tiempo, en relación con el volumen total de agua producida. Esta métrica refleja con mayor precisión la eficiencia económico-operativa del sistema híbrido, especialmente en contextos rurales aislados donde el objetivo central es minimizar el costo unitario de agua desalinizada. Además, el LCOW facilita la comparación entre diferentes

configuraciones tecnológicas o escenarios de diseño, al proporcionar una medida estandarizada del desempeño económico, constituyéndose en una herramienta clave para apoyar la toma de decisiones en sistemas off-grid de desalinización.

Finalmente, el conjunto de indicadores técnicos, operacionales y económicos utilizados en los tres escenarios modelados se sistematiza en la **Tabla 7**, estableciendo una base común para el análisis comparativo.

Tabla 7 – Resumen de indicadores técnicos, operacionales y económicos utilizados en la evaluación de escenarios.

INDICADORES TÉCNICOS	UNIDADES
Producción total de energía del sistema híbrido	kWh/año
Producción de energía renovable (fotovoltaica)	kWh/año
Producción de energía no-renovable (generador diésel)	kWh/año
Fracción de energía renovable	[%]
Exceso de electricidad	kWh/año
Energía de entrada y salida en baterías	kWh/año
Energía de entrada y salida en inversores	kWh/año
Eficiencia de conversión	[%]
Horas de operación generador diésel	[h/año]
Consumo de combustible	[L/año]
Emisiones de CO ₂	[kgCO ₂ /año]
INDICADORES OPERACIONALES	UNIDADES
Demanda total de energía	kWh/año
Demanda energética no atendida	kWh/año
Horas promedio de operación planta desalinizadora	[h/día]
Consumo específico de energía	[kWh/m ³]
Distribución mensual de SoC baterías	[% SoC]
INDICADORES ECONÓMICOS	UNIDADES
Costo de la inversión inicial	USD
CAPEX promedio anual	USD
OPEX promedio anual	USD
Costo nivelado del agua (LCOW)	USD/m ³
Costo nivelado de la energía (LCOE)	USD/kWh

La selección de estos indicadores responde a criterios de relevancia para sistemas energéticos off-grid, asegurando que los resultados obtenidos sean

representativos del comportamiento real del sistema híbrido en operación. Asimismo, esta clasificación permite identificar con claridad los efectos del reemplazo de baterías y del rediseño del sistema sobre la eficiencia, la confiabilidad operativa y el costo de producción de agua.

4.4. Evaluación de desempeño del sistema híbrido. Escenario 2.

El reemplazo de baterías de plomo-ácido por baterías de ion-litio en sistemas híbridos de generación off-grid puede mejorar la eficiencia energética, reducir la dependencia del generador diésel y aumentar la vida útil del sistema de almacenamiento. Sin embargo, su impacto en la estabilidad operativa y la viabilidad económica del sistema debe ser analizado en detalle. Para evaluar estos efectos en el sistema híbrido de generación que abastece a la planta desalinizadora de Cobquecura, se realizó una simulación en Homer-Pro bajo un escenario de sustitución directa, donde se reemplazaron las baterías de plomo-ácido por baterías de ion-litio sin modificar la capacidad de almacenamiento energético ni la configuración de los demás componentes del sistema.

A partir de esta simulación, se analizaron indicadores clave de desempeño técnico y económico, permitiendo identificar las variaciones en eficiencia, costos operacionales y estabilidad del suministro eléctrico. Los resultados fueron comparados con la línea base proporcionando una referencia cuantitativa sobre los beneficios y limitaciones de la transición a baterías de ion-litio sin modificaciones en el sistema.

4.4.1. Selección de baterías de ion-litio. Criterios de selección.

Para la selección de baterías de ion-litio de reemplazo, se evaluaron diversas alternativas disponibles en el mercado, considerando su desempeño técnico y su viabilidad de integración en el sistema híbrido existente. Tras este análisis, se seleccionaron tres opciones que cumplieran con los siguientes criterios:

- Compatibilidad con la arquitectura del sistema híbrido existente, garantizando su integración sin modificaciones significativas.
- Idoneidad para aplicaciones fotovoltaicas, de acuerdo con las especificaciones técnicas indicadas en los manuales de cada batería.
- Disponibilidad comercial en el mercado chileno, asegurando acceso a repuestos y soporte técnico.

Las tres baterías seleccionadas fueron posteriormente modeladas en Homer-Pro para evaluar su desempeño en comparación con la línea base, permitiendo determinar los beneficios y limitaciones de su implementación en el sistema híbrido de generación eléctrica para desalinización.

4.4.2. Modelamiento de baterías de ion-litio de reemplazo en Homer-Pro

El modelamiento del escenario de sustitución directa en Homer-Pro se realizó siguiendo el procedimiento descrito en la sección 4.3.3. Se modelaron las tres baterías de ion-litio seleccionadas, ajustando su capacidad de almacenamiento para que fuese lo más similar posible a la del sistema original con baterías de plomo-ácido, sin modificar la configuración de los demás componentes del sistema híbrido.

No se realizaron cambios en la estrategia de despacho de energía ni en la interacción con el generador diésel, manteniéndose las mismas condiciones operacionales de la línea base. De esta manera, los resultados obtenidos en la simulación reflejan el impacto exclusivo de la sustitución de baterías, sin interferencias por ajustes en otros componentes del sistema.

Para el modelamiento de las **baterías** de reemplazo en Homer-Pro, se actualizaron los siguientes datos:

- Capacidad nominal (ajustada a la tecnología de ion-litio).
- Profundidad de descarga (DoD) específica del fabricante.
- Eficiencia de carga y descarga.
- Corriente máxima de descarga permitida.
- Ciclos de vida útil estimados.

4.4.3. Ejecución de la evaluación de desempeño del sistema híbrido.

Escenario 2.

La evaluación de desempeño del sistema híbrido con baterías de ion-litio se realizó siguiendo el procedimiento descrito en la sección 4.3.4, utilizando los mismos indicadores clave para garantizar una comparación rigurosa con la línea base del sistema con baterías de plomo-ácido. Estos indicadores se agrupan en tres categorías: análisis técnico, análisis operacional y análisis económico.

Los resultados obtenidos sirven como referencia para comparar el desempeño del sistema con el de la línea base, permitiendo evaluar cuantitativamente los beneficios y limitaciones de la sustitución directa de baterías de plomo-ácido por baterías de ion-litio.

4.5. Evaluación de desempeño del sistema híbrido. Escenario 3.

En esta sección se analiza un rediseño integral del sistema híbrido de generación eléctrica, que contempla ajustes no solo en la capacidad del banco de baterías, sino también en otros componentes críticos, como la potencia instalada del campo fotovoltaico y el régimen de operación del generador diésel. A diferencia del enfoque conservador de sustitución directa, esta metodología permite

optimizar la arquitectura del sistema con el objetivo de maximizar la eficiencia energética, reducir los costos operacionales y mejorar la estabilidad del suministro eléctrico.

Para evaluar este escenario, se realizaron simulaciones en Homer-Pro bajo condiciones de operación equivalentes a las secciones anteriores (mismos datos climáticos y perfil de operación), incorporando la flexibilidad de redimensionar selectivamente los principales componentes del sistema. La simulación fue diseñada considerando restricciones operativas que aseguran compatibilidad con los inversores, controladores y esquema general de operación, evitando sobredimensionamientos y manteniendo la viabilidad técnica del rediseño.

4.5.1. Rediseño del sistema híbrido. Criterios técnicos.

El rediseño del sistema híbrido consideró los siguientes criterios técnicos:

- **Incremento de la potencia fotovoltaica:** se habilitó al software Homer-Pro para realizar la optimización automática del dimensionamiento de la potencia fotovoltaica instalada, utilizando su algoritmo interno de búsqueda de configuraciones costo-eficientes. Este proceso consideró restricciones físicas del sitio, compatibilidad con el sistema de control existente y el perfil de trabajo óptimo de la planta desalinizadora.
- **Ajuste de la capacidad del banco de baterías:** la capacidad óptima del banco de baterías fue determinada mediante el proceso de optimización de Homer-Pro, considerando las características técnicas de tres tipos de baterías de ion-litio, previamente seleccionadas según los criterios establecidos en la sección 4.4.1. El objetivo fue alcanzar un equilibrio adecuado entre autonomía operativa, vida útil y costo total del sistema a lo largo de su ciclo de vida.
- **Optimización del uso del generador diésel:** mediante el uso de Homer-Pro se evaluaron configuraciones que permitieran reducir tanto la potencia

nominal del generador como sus horas anuales de operación. El objetivo fue minimizar su participación como fuente de respaldo en la generación eléctrica y, con ello, reducir el consumo de combustible y las emisiones contaminantes asociadas, contribuyendo a una mayor sostenibilidad ambiental del sistema.

- **Compatibilidad con el sistema eléctrico existente:** se definió que todas las configuraciones evaluadas en Homer-Pro deben ajustarse a las capacidades y restricciones de los equipos eléctricos actualmente instalados, incluyendo inversores, reguladores de carga y el sistema de monitoreo y control, con el fin de asegurar la viabilidad técnica y operativa de las soluciones propuestas.

4.5.2. Modelamiento del Escenario 3 en Homer-Pro

Para el análisis del escenario de redimensionamiento del sistema híbrido de generación eléctrica, se configuró el software Homer-Pro con su funcionalidad de optimización activada, permitiendo la búsqueda automática de configuraciones costo-eficientes para cada uno de los componentes clave del sistema. El modelamiento consideró los siguientes elementos:

- Se utilizó el perfil óptimo de operación de la planta desalinizadora, previamente definido en la sección 4.3.2.
- Se mantuvieron los datos climáticos de radiación solar y temperatura correspondientes al sitio de estudio, obtenidos desde el Explorador Solar.
- Se incorporaron las características técnicas de los tres tipos de baterías de ion-litio descritas en la sección 4.4.1.

4.5.3. Ejecución de la evaluación de desempeño del sistema híbrido. Escenario 3.

El análisis comparativo de los resultados obtenidos para el escenario de redimensionamiento del sistema híbrido permitió evaluar su desempeño en relación con los escenarios anteriores: línea base y sustitución directa de baterías. Para ello, se aplicaron los mismos indicadores definidos en la sección 4.3.4, agrupados en tres categorías análisis técnico, análisis operacional y análisis económico.

Se espera que los resultados obtenidos confirmen que un rediseño del sistema híbrido puede ofrecer mejoras relevantes tanto en términos de eficiencia operativa como en menores costos de operación a largo plazo.

4.5.4. Análisis de sensibilidad sobre capacidad fotovoltaica

Con el objetivo de profundizar en la evaluación del escenario más sobresaliente desde el punto de vista técnico-económico y analizar su comportamiento ante posibles variaciones de diseño, se incorporó un análisis de sensibilidad enfocado en la capacidad del sistema fotovoltaico. Esta variable fue seleccionada debido a su impacto directo sobre la fracción renovable, los costos operacionales (vinculados al uso del generador diésel), el comportamiento del sistema de almacenamiento, y los indicadores económicos clave como el LCOW y el LCOE.

La selección de la capacidad fotovoltaica como primer parámetro de análisis se justifica por su alta variabilidad potencial en proyectos reales, ya sea por limitaciones presupuestarias, disponibilidad de espacio para la instalación o restricciones técnicas locales. Además, representa uno de los principales componentes de inversión inicial, lo que refuerza la necesidad de evaluar su influencia sobre el desempeño general del sistema.

Posteriormente, el análisis de sensibilidad se extendió a otros factores determinantes, incluyendo el costo específico de las baterías de ion-litio, el precio unitario de los paneles fotovoltaicos, el valor del combustible diésel y la tasa de

descuento aplicada en la evaluación económica. Esta ampliación metodológica permite valorar con mayor precisión la robustez del sistema híbrido frente a escenarios de incertidumbre técnica y económica, fortaleciendo la validez de las conclusiones obtenidas.

5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas en Homer-Pro y la estimación del Costo del Ciclo de Vida (LCC), comparando el desempeño del sistema híbrido bajo tres escenarios previamente definidos.

5.1. Desempeño del sistema híbrido. Escenario 1.

En esta sección se presenta la caracterización del desempeño energético del sistema híbrido en su configuración actual, que utiliza baterías de plomo-ácido como sistema de almacenamiento. Esta evaluación establece la línea base de comparación para los escenarios posteriores, permitiendo identificar oportunidades de mejora técnica y económica.

5.1.1. Potencial de generación fotovoltaica y meses críticos de operación

El potencial de generación fotovoltaica del sistema híbrido se estimó mediante la calculadora avanzada del Explorador Solar, plataforma desarrollada por el Ministerio de Energía de Chile. Los resultados se presentan en la **Tabla 8**, donde se detalla la producción mensual estimada de energía para la configuración actual del sistema (línea base). El análisis de estos datos permitió identificar los

meses críticos de los tres periodos estacionales definidos en la sección 4.3.1 para la operación de la planta desalinizadora a lo largo del año.

Tabla 8 - Potencial de generación fotovoltaica en kWh del sistema híbrido de generación actual (línea base). Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Explorador Solar.

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,06
7:00	0,27	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,22	0,45	0,42
8:00	1,58	1,11	0,86	0,49	0,01	0,00	0,00	0,16	1,02	1,94	2,51	2,23
9:00	4,32	3,72	3,29	2,69	1,71	1,26	1,21	1,88	3,24	4,48	5,21	4,95
10:00	7,04	6,35	5,74	4,76	3,22	2,88	2,79	3,61	5,42	6,68	7,66	7,54
11:00	9,30	8,67	7,99	6,59	4,60	4,11	4,02	5,08	7,20	8,49	9,70	9,71
12:00	10,94	10,34	9,55	7,66	5,53	4,98	4,97	5,88	8,43	9,78	10,96	11,18
13:00	11,66	11,23	10,28	8,27	5,95	5,53	5,10	6,35	8,74	9,98	11,25	11,68
14:00	11,44	11,06	10,36	7,75	5,53	5,29	4,87	6,16	8,42	9,38	10,81	11,23
15:00	10,40	10,03	9,33	7,00	5,02	4,94	4,54	5,68	7,45	8,33	9,55	10,00
16:00	8,64	8,41	7,61	5,49	3,58	3,67	3,52	4,48	5,80	6,53	7,49	8,05
17:00	6,13	5,98	5,11	3,31	2,61	2,24	2,91	2,73	3,43	3,98	4,80	5,48
18:00	3,30	3,19	2,44	0,98	0,00	0,00	0,00	0,62	1,53	1,75	2,07	2,78
19:00	0,85	0,73	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,18	0,52
	85,89	80,92	72,66	55,02	37,76	34,91	33,90	42,63	60,67	71,54	82,67	85,83

A partir del análisis de la **Tabla 8**, se identificaron los meses críticos para cada uno de los tres períodos estacionales definidos (verano, otoño/primavera e invierno), entendidos como aquellos con la menor disponibilidad de generación fotovoltaica.

Los promedios diarios de generación para dichos meses fueron:

- Verano: febrero (80,92 kWh/día)
- Otoño/Primavera: abril (55,02 kWh/día)
- Invierno: julio (33,90 kWh/día)

5.1.2. Perfil óptimo de operación de la planta desalinizadora

El perfil óptimo de operación se construyó a partir de una serie de combinaciones horarias evaluadas de forma iterativa, con el objetivo de definir una secuencia diaria de activación de modos de operación que se adapte a las condiciones más desfavorables de cada periodo estacional del año, representadas por los meses críticos. La validación de esta secuencia consideró tres criterios clave: la disponibilidad de energía renovable, el comportamiento del flujo de agua en los estanques y el cumplimiento del objetivo mínimo diario de producción de agua potable.

La secuencia horaria de modos de activación resultante de este ejercicio se presenta en la **Tabla 9**.

Tabla 9 – Secuencia horaria de activación de los modos de operación de la planta desalinizadora, según periodo estacional.

RANGO HORARIO	VERANO				OTOÑO/PRIMAVERA				INVIERNO			
	ENE	FEB	NOV	DIC	MAR	ABR	SEP	OCT	MAY	JUN	JUL	AGO
8:00 9:00	E0	E0	E0	E0	E0	E0	E0	E0	NA	NA	NA	NA
9:00 10:00	E02	E02	E02	E02	E02	E02	E02	E02	E0	E0	E0	E0
10:00 11:00	E01	E01	E01	E01	E02	E02	E02	E02	E2	E2	E2	E2
11:00 12:00	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E02	E02	E02	E02
12:00 13:00	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
13:00 14:00	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12
14:00 15:00	E12	E12	E12	E12	E1	E1	E1	E1	E01	E01	E01	E01
15:00 16:00	E02	E02	E02	E02	E1	E1	E1	E1	E02	E02	E02	E02
16:00 17:00	E0	E0	E0	E0	E02	E02	E02	E02	E1	E1	E1	E1

El perfil de operación se estructuró sobre un horizonte de operación diario, con ajustes por periodos estacionales para reflejar la variabilidad en la irradiancia solar. La Tabla 10 muestra el perfil óptimo definido para la operación anual de la planta desalinizadora.

Tabla 10 - Perfil óptimo de operación anual de la planta desalinizadora, utilizado para la modelación en HOMER-Pro de los Escenarios 1, 2 y 3. Los valores indican la potencia eléctrica en kW requerida por hora en cada mes del año.

RANGO HORARIO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
8:00 - 9:00	1,09	1,09	1,09	1,09	0,00	0,00	0,00	0,00	1,09	1,09	1,09	1,09
9:00 - 10:00	3,36	3,36	3,36	3,36	1,09	1,09	1,09	1,09	3,36	3,36	3,36	3,36
10:00 - 11:00	12,64	12,64	3,36	3,36	2,27	2,27	2,27	2,27	3,36	3,36	12,64	12,64
11:00 - 12:00	11,55	11,55	11,55	11,55	3,36	3,36	3,36	3,36	11,55	11,55	11,55	11,55
12:00 - 13:00	11,55	11,55	11,55	11,55	11,55	11,55	11,55	11,55	11,55	11,55	11,55	11,55
13:00 - 14:00	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81
14:00 - 15:00	13,81	13,81	11,55	11,55	12,64	12,64	12,64	12,64	11,55	11,55	13,81	13,81
15:00 - 16:00	3,36	3,36	11,55	11,55	3,36	3,36	3,36	3,36	11,55	11,55	3,36	3,36
16:00 - 17:00	1,09	1,09	3,36	3,36	11,55	11,55	11,55	11,55	3,36	3,36	1,09	1,09

Este perfil se aplicó de forma uniforme en las simulaciones correspondientes a los tres escenarios analizados, con el objetivo de garantizar una base de comparación válida de los resultados técnicos y económicos entre cada caso.

5.1.3. Verificación técnica del perfil óptimo de operación mediante simulación en Homer-Pro

Para verificar la viabilidad técnica de operar la planta desalinizadora bajo el perfil óptimo definido a partir del análisis de flujos energéticos e hidráulicos, se utilizó el software Homer-Pro. El perfil fue incorporado al modelo y simulado considerando las condiciones climáticas locales de Cobquecura y las capacidades reales de los componentes del sistema híbrido en su configuración actual.

Los resultados confirmaron su viabilidad operativa, evidenciando que el sistema logró abastecer el 97,41 % de la demanda eléctrica anual. Este desempeño valida que el perfil de operación propuesto es técnicamente sostenible y apropiado para ser utilizado como base común en los análisis comparativos de los distintos escenarios de configuración del sistema híbrido de generación eléctrica.

Si bien alcanzar el 100 % de cobertura de la demanda eléctrica es el ideal en términos de disponibilidad, en sistemas híbridos aislados de pequeña escala no siempre resulta técnica ni económicamente viable. En este contexto, una cobertura del 97,41 % de la demanda eléctrica anual refleja un desempeño aceptable para un sistema off-grid, demostrando su capacidad para sostener el perfil de operación bajo condiciones reales. Este resultado respalda el uso de dicho perfil como referencia para los análisis comparativos realizados en esta investigación.

5.1.4. Evaluación de desempeño del sistema híbrido bajo el escenario 1.

La evaluación del sistema híbrido de generación en su configuración actual, junto con la planta desalinizadora, se realizó mediante simulaciones anuales en el software Homer-Pro y estimación de Costo del Ciclo de Vida (LCC). Los indicadores obtenidos permiten caracterizar el desempeño del sistema híbrido acoplado a la planta desalinizadora en tres dimensiones clave: análisis técnico, análisis operacional y análisis económico.

Los indicadores incluidos en el análisis técnico están principalmente orientados a evaluar la disponibilidad del suministro eléctrico, entendida como la capacidad del sistema para generar, almacenar y entregar energía suficiente a la planta desalinizadora. Por su parte, los indicadores del análisis operacional se centran en aspectos más ligados a la estabilidad del suministro, como la regularidad de operación diaria de la planta y la variabilidad del estado de carga del banco de baterías. Finalmente, el análisis económico permite estimar el costo de producción del agua desalinizada, integrando los costos de inversión, operación y mantenimiento del sistema híbrido en relación con la energía consumida por la planta.

Esta distinción entre enfoques permite abordar de forma detallada el desempeño técnico, operativo y económico del sistema, proporcionando una base sólida para la evaluación comparativa entre los tres escenarios del estudio.

5.1.4.1. Indicadores técnicos. Escenario 1.

La evaluación técnica de la configuración actual del sistema híbrido considera principalmente la disponibilidad del suministro eléctrico, **entendida como su capacidad para cubrir la demanda energética anual de la planta desalinizadora**. Además, se analiza el desempeño de los principales componentes del sistema, incluyendo la producción renovable y no renovable, el funcionamiento del convertidor y el respaldo provisto por el generador diésel. En particular, se evalúa también el comportamiento del banco de baterías, considerando su capacidad de almacenamiento, entrega de energía útil y pérdidas internas. La **Tabla 11** presenta los resultados técnicos correspondientes al Escenario 1 (línea base).

Tabla 11 - Indicadores técnicos obtenidos mediante simulación en Homer-Pro. Escenario 1.

PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	RESULTADO	UNIDADES
Producción total de energía del sistema híbrido	31.924	kWh/año
Producción de energía renovable (fotovoltaica)	22.479	kWh/año
Producción de energía no-renovable (generador diésel)	9.445	kWh/año
Fracción de energía renovable	70%	[%]
Exceso de electricidad absoluto	5.422	kWh/año
Exceso de electricidad relativo	17%	%
SUB-SISTEMA: BATERÍAS PLOMO ÁCIDO	RESULTADO	UNIDADES
Nº de baterías por String	24	Unidades
Capacidad nominal del banco de baterías	48	kWh
Capacidad utilizable del banco de baterías	24	kWh
Energía de entrada	1.612	kWh/año
Energía de salida	1.403	kWh/año
Pérdidas internas	209	kWh/año
Vida útil esperada	15	años
SUB-SISTEMA: CONVERSIÓN DE ENERGÍA	RESULTADO	UNIDADES
Energía de entrada	17.427	kWh/año
Energía de salida	16.555	kWh/año
Eficiencia de conversión	95%	[%]
SUB-SISTEMA: GENERADOR DIÉSEL	RESULTADO	UNIDADES
Horas de operación	1.893	[h/año]
Consumo de combustible	3.153	[L/año]
Emisiones de CO ₂	8.255	[kgCO ₂ /año]

NOTA: El resumen de los datos eléctricos provenientes de Homer-Pro para el escenario 1 se pueden ver en la Tabla A6.

Para una mejor comprensión del comportamiento energético del sistema híbrido, la **Figura 13** representa el flujo anual de energía (kWh/año) en su configuración base, destacando la interacción entre los componentes principales y los valores de energía procesada por cada uno.

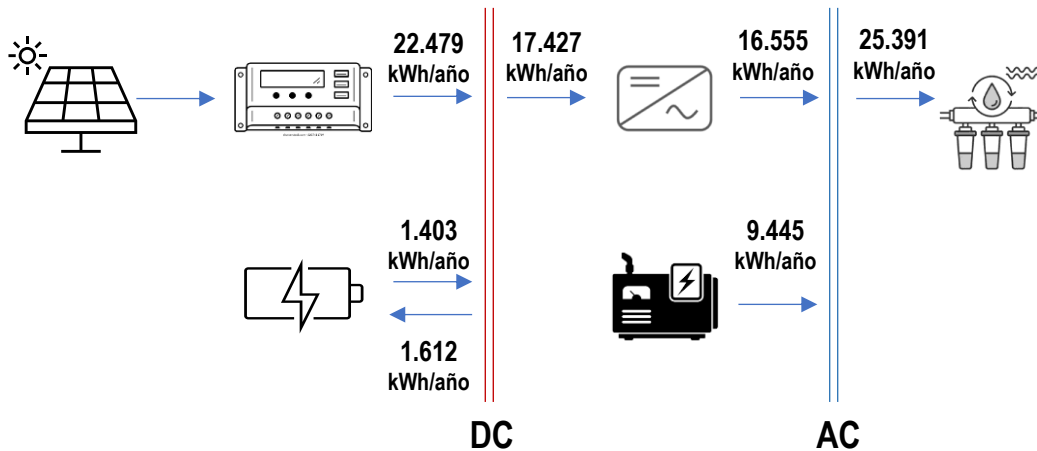


Figura 13 - Flujo anual de energía del sistema híbrido (Escenario 1, en kWh/año). Fuente: Elaboración propia.

La **Tabla 11** y la **Figura 13** presentan los indicadores técnicos obtenidos mediante simulación en HOMER-Pro para el sistema híbrido en su configuración actual. La producción total de energía del sistema alcanzó los 31.924 kWh/año, de los cuales 22.479 kWh/año correspondieron a fuentes renovables, lo que representa una fracción renovable del 70%. Esta cifra evidencia una participación significativa de la energía fotovoltaica en la cobertura de la demanda energética.

Los inversores, por su parte, entregaron 16.555 kWh/año con una eficiencia global del 95%, lo que refleja un buen desempeño en la conversión de energía proveniente del sistema fotovoltaico y de las baterías hacia la carga en corriente alterna.

El banco de baterías recibió 1.612 kWh/año y entregó 1.403 kWh/año, registrando pérdidas internas de 209 kWh/año, equivalentes al 13% de la energía almacenada. Este rendimiento se encuentra dentro de los rangos típicos para sistemas con baterías de plomo-ácido y refleja una eficiencia de almacenamiento limitada, que podría impactar la capacidad de cubrir demanda en momentos críticos.

El generador diésel, con 1.893 horas de operación anual, aportó 9.445 kWh/año al sistema, constituyendo una fuente de respaldo clave durante los meses con menor disponibilidad de radiación solar. En cuanto a las emisiones anuales de CO₂ asociadas a su funcionamiento, estas alcanzaron un total de 8.255 kg de CO₂, reflejando el impacto ambiental derivado del uso de combustibles fósiles en la operación del sistema híbrido.

En conjunto, los indicadores técnicos del Escenario 1, permiten caracterizar un sistema con adecuada capacidad de generación, alta participación renovable y un funcionamiento efectivo del convertidor, aunque con oportunidades de mejora en la eficiencia del almacenamiento energético y en la disminución del uso de respaldo fósil.

5.1.4.2. Indicadores operacionales. Escenario 1.

La **Tabla 12** presenta los principales indicadores operacionales del sistema híbrido de generación eléctrica en su configuración de línea base, correspondiente al uso de baterías de plomo-ácido. Los resultados se obtuvieron mediante simulaciones en HOMER-Pro y análisis complementarios de rendimiento energético. Se incluyen variables clave como la demanda energética de la planta desalinizadora y sus horas promedio de funcionamiento, el consumo específico de energía, y los perfiles de variación del estado de carga del banco de baterías.

Tabla 12 - Indicadores operacionales obtenidos mediante simulación en Homer-Pro y otros cálculos. Escenario 1.

PLANTA DESALINIZADORA	RESULTADO	UNIDADES
Demanda total de energía anual	25.391	kWh/año
Demanda energética no atendida en el año	31,6	kWh/año
Promedio diario de horas de operación en el año	8,67	[h/día]
Promedio diario de producción de agua intermedia en el año	4,00	[m ³ /día]
Promedio diario de producción de agua potable en el año	3,84	[m ³ /día]
Promedio diario de producción total de agua en el año	7,84	[m ³ /día]
Consumo específico promedio de energía anual	8,65	[kWh/m ³]
ESTADO DE CARGA BATERÍAS PLOMO ÁCIDO	RESULTADO	UNIDADES
Distribución mensual	Figura 14	[% SoC]

Los indicadores presentados en la **Tabla 12** muestran que la planta desalinizadora operó en promedio 8,67 horas diarias, lo que refleja una cobertura adecuada de la demanda de agua en función de la energía disponible. El consumo específico promedio de energía al año fue 8,65 kWh/m³, valor consistente con el tipo de tecnología empleada y las condiciones operativas simuladas.

Para complementar estos resultados, se elaboró la **Tabla A4** con los valores promedio mensuales de consumo energético, tiempos de operación y volúmenes de agua generada, correspondiente al perfil óptimo de operación. Dado que este perfil se mantuvo constante en los tres escenarios simulados, los resultados presentados en dicha tabla son aplicables de forma transversal a cada escenario.

Para analizar la estabilidad del sistema de almacenamiento energético en el Escenario 1, se presenta la **Figura 14**, que muestra la distribución mensual del estado de carga relativo (SoC) de las baterías OPzV mediante diagramas de caja (boxplots). Esta visualización permite identificar patrones estacionales y cuantificar la variabilidad del SoC a lo largo del año, lo que proporciona evidencia sobre la capacidad del sistema para mantener un suministro energético estable. Esto resulta especialmente relevante, ya que el almacenamiento actúa como el principal regulador frente a la intermitencia de la generación renovable, siendo clave para evitar interrupciones y reducir la dependencia del respaldo diésel.

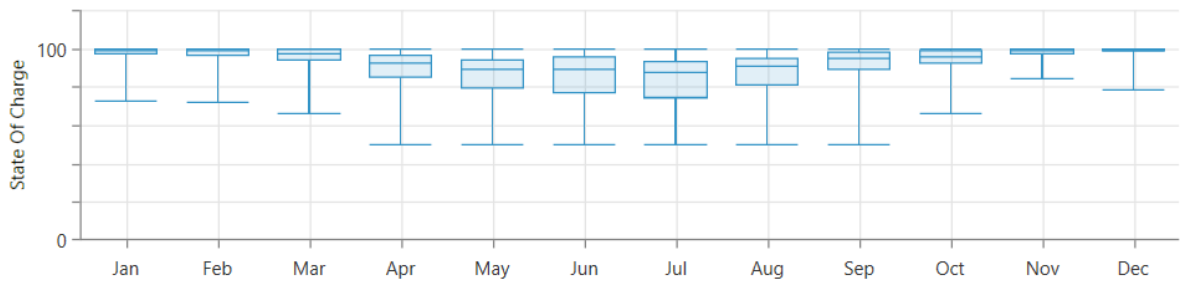


Figura 14 - Distribución mensual del estado de carga relativo de las baterías OPzV. Simulación en HOMER-Pro para el Escenario 1.

La figura evidencia que durante los primeros y últimos meses del año (enero, febrero, noviembre y diciembre) el SoC se mantiene elevado, cercano al 100%, con baja dispersión. En cambio, entre los meses de abril y septiembre se observan caídas significativas del SoC, con mínimos por debajo del 60%, y rangos más amplios de variación intra-mensual, reflejando una mayor exigencia operativa del sistema de almacenamiento debido a la menor disponibilidad solar. Aunque estas caídas no alcanzan niveles críticos, sí revelan una mayor profundidad y frecuencia de descarga durante el invierno austral.

En conjunto, estos resultados indican que la arquitectura original del sistema híbrido presenta limitaciones en la gestión del almacenamiento energético, especialmente bajo condiciones de generación renovable reducida. La operación forzada del banco de baterías durante varios meses del año implica un mayor desgaste, lo que podría comprometer su vida útil y la confiabilidad del suministro si no se implementan estrategias de rediseño u optimización.

5.1.4.3. Indicadores económicos. Escenario 1.

La evaluación económica del sistema híbrido de generación acoplado a la planta desalinizadora considera los costos de inversión inicial, los costos de reposición de componentes (CAPEX) y los costos de operación y mantenimiento (OPEX), proyectados sobre un horizonte de análisis de 25 años. Los resultados se obtuvieron mediante una estimación del Costo del Ciclo de Vida (LCC), que integra precios actualizados de mercado para cada componente y supuestos de operación definidos según su vida útil y frecuencia de mantenimiento.

En la **Tabla 13** se presenta el desglose de los costos de inversión inicial, reposición (CAPEX) y operación (OPEX) considerados en el análisis económico del Escenario 1. Se incluye la inversión inicial total, el promedio anual del CAPEX considerando la frecuencia de reposición de los componentes, y la suma anual del OPEX. Esta presentación permite identificar con claridad la estructura de costos del sistema, en coherencia con el enfoque del Costo del Ciclo de Vida (LCC).

Tabla 13 - Desglose de costos de inversión inicial, reposición (CAPEX) y operación (OPEX) considerados en el Escenario 1.

INVERSIÓN INICIAL¹	UNIDADES PERIODICIDAD		MONTO
Planta de nanofiltración	USD	n/a	USD 53.440
Sistema fotovoltaico	USD	n/a	USD 37.715
Baterías OPzV	USD	n/a	USD 10.963
Generador diésel	USD	n/a	USD 5.236
CAPEX²	UNIDADES PERIODICIDAD		MONTO
Overhaul del generador	USD	15000 hrs	USD 2.094
Reemplazo de baterías OPzV	USD	15 años	USD 10.963
Reemplazo de inversores	USD	15 años	USD 3.669
Reemplazo de nanomembranas	USD	4 años	USD 4.188
Reemplazo de arena filtrante	USD	4 años	USD 1.047
OPEX³	UNIDADES PERIODICIDAD		MONTO
Mantenimiento del generador	USD	anual	USD 105
Mantenimiento de bombas	USD	anual	USD 85
Reemplazo de microfiltros	USD	anual	USD 754
Limpieza de membranas	USD	anual	USD 628
Limpieza de estanques	USD	anual	USD 35
Limpieza de paneles PV	USD	anual	USD 50
Consumo de combustible	USD	anual	USD 3.278

¹ Suma total de costos de Inversión Inicial.

² Promedio anual de CAPEX, considerando un horizonte de 25 años.

³ Suma total de OPEX

La **Tabla 14** presenta el resumen de los costos del sistema híbrido modelado en el Escenario 1, considerando un horizonte de análisis de 25 años. Se incluye la inversión inicial prorrateada, el OPEX total anual y los costos de reposición (CAPEX) expresados como flujos anualizados, distribuidos según la vida útil de cada componente, de acuerdo con las prácticas del análisis de Costo del Ciclo de Vida (LCC). Los datos se reportan en intervalos quinquenales, junto con los indicadores económicos LCOW y LCOE, calculados mediante análisis de valor presente.

Tabla 14 - Resumen de costos acumulados de inversión, reposición y operación del sistema híbrido (Escenario 1). Horizonte: 25 años.

ESTRUCTURA DE COSTOS	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	AÑO 25
Inversión inicial prorrateada	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294
CAPEX overhaul generador	USD 0	USD 0	USD 262	USD 262	USD 262	USD 1.047
CAPEX reemplazo baterías	USD 0	USD 0	USD 0	USD 997	USD 997	USD 997
CAPEX reemplazo inversor	USD 0	USD 0	USD 0	USD 334	USD 334	USD 334
CAPEX reemplazo nano-membranas	USD 0	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 2.094
CAPEX arena filtrante	USD 0	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 524
Total OPEX	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935
Costo anual de producción	USD 9.229	USD 10.538	USD 10.800	USD 12.130	USD 12.130	USD 14.224
Costo nivelado del agua (USD/m ³)	USD 3,75					
Costo nivelado de la energía (USD/kWh)	USD 0,34					

Los costos operacionales (OPEX) de este escenario ascienden a 4.935 USD anuales, constituyendo una carga sostenida, principalmente por consumo de combustible y mantenimiento. El CAPEX promedio anual alcanza los 2.093 USD, este valor refleja la reposición programada de componentes críticos como baterías, inversores, nanomembranas y arena filtrante.

El análisis económico arrojó un LCOW de 3,75 USD/m³ y un LCOE de 0,34 USD/kWh, valores que reflejan un sistema con alta dependencia del respaldo diésel y márgenes limitados de eficiencia en el almacenamiento. Estos resultados refuerzan la necesidad de estrategias orientadas a reducir la participación del generador diésel y mejorar el desempeño del banco de baterías. La tabla completa con el detalle anualizado de los costos por componente se encuentra disponible en los Apéndices.

5.2. valuación de desempeño del sistema híbrido bajo el escenario 2.

Tras establecer el desempeño del sistema híbrido bajo la configuración línea base, esta sección analiza el escenario de reemplazo directo de baterías, el cual contempla el reemplazo de las unidades de plomo-ácido por baterías de ion-litio. El objetivo es evaluar los beneficios y limitaciones de esta transición tecnológica, manteniendo sin cambios la capacidad nominal de almacenamiento energético y

la configuración del resto de los componentes. A través de simulaciones en Homer-Pro, y bajo las mismas condiciones de operación previamente definidas, se comparan los principales indicadores de desempeño en tres ámbitos: técnico, operacional y económico.

5.2.1. Caracterización técnica y comercial de baterías de ion-litio en el mercado chileno.

Con base en los criterios definidos en la sección 4.2.1, se seleccionaron tres modelos de baterías de ion-litio como alternativas viables para el reemplazo tecnológico del banco de baterías de plomo-ácido en el sistema híbrido de generación eléctrica. La selección se realizó considerando su compatibilidad técnica con la configuración existente, su idoneidad para aplicaciones fotovoltaicas de ciclo profundo, y su disponibilidad comercial en el mercado chileno. La **Tabla 15** presenta las principales características técnicas, operativas y comerciales de las baterías seleccionadas.

Tabla 15 - Características técnicas, operativas y comerciales de las baterías de ion-litio seleccionadas.

PARAMETRO	BATERÍA 1	BATERÍA 2	BATERÍA 3
Química de las baterías	LFP	LFP	LFP
Capacidad nominal [kWh]	5	5,12	4,8
Profundidad de descarga Máxima (DoD)	100%	90%	95%
Capacidad utilizable [kWh]	5	5,12	4,56
Voltaje nominal [V]	51,2	51,2	48
Rango voltaje operativo [V]	43,2 – 57,6	44,8 – 57,6	44,5 – 53,5
Corriente máxima continua [A]	70	100	89
Corriente pico [A]	105 (5 s)	110 (15 s)	90 – 200 (15 s)
Ciclos de vida estimados	6000	6000	4500
Peso [kg]	47	54	40
Garantía	10 años	10 años	10 años
Compatibilidad con inversores Victron	sí	sí	sí
Costo estimado (abril 2025)	USD 1.407	USD 1.156	USD 1.437
Servicio post-venta en Chile	sí	sí	sí
Capacidad de ampliación modular	hasta 64 unid.	hasta 50 unid.	hasta 16 unid.
Capacidad máxima por arreglo [kWh]	320	256	76,8

Nota 1: Las baterías han sido identificadas como Batería 1, Batería 2 y Batería 3 para mantener un enfoque técnico, neutral y no comercial. Los precios indicados son estimativos y corresponden a valores de mercado obtenidos en fuentes abiertas de distribución en Chile (abril de 2025).

Nota 2: La “capacidad de ampliación modular” se refiere al número máximo de módulos que pueden conectarse en paralelo sin requerir equipos adicionales. La “capacidad máxima por arreglo” indica la energía total disponible bajo esa configuración, según lo especificado por el fabricante.

5.2.2. Evaluación y elección de batería de ion-litio mediante modelamiento en Homer-Pro

Se modelaron en Homer-Pro las tres baterías de ion-litio identificadas en la **Tabla 15**, denominadas Batería 1, Batería 2 y Batería 3. En todos los casos se configuró el banco de baterías con 10 unidades con el objetivo de aproximarse a los 48 kWh establecidos como capacidad nominal en el escenario 1 (línea base), aunque la capacidad nominal total varía ligeramente según el modelo considerado.

Para asegurar la comparabilidad con el Escenario 1, se utilizó una capacidad nominal de almacenamiento cercana a los 48 kWh, valor equivalente al banco de baterías de plomo-ácido. Sin embargo, debido a las características modulares y a la disponibilidad comercial de las baterías de ion-litio, no fue posible replicar exactamente esa capacidad en todas las configuraciones, salvo en una de las alternativas. Por ello, se seleccionaron opciones dentro de márgenes aceptables, manteniendo inalterada la arquitectura general del sistema.

Las simulaciones en Homer-Pro permitieron analizar parámetros clave como la energía útil disponible, vida útil estimada y los costos iniciales de inversión. Los resultados se presentan en la **Tabla 16**.

Tabla 16 - Comparación técnica y económica de alternativas de baterías de ion-litio modeladas en Homer-Pro

BANCO DE BATERÍAS	BATERÍA 1	BATERÍA 2	BATERÍA 3
Cantidad de baterías	10	10	10
Capacidad nominal (kWh)	51,2	51,2	48
Capacidad útil (kWh)	51,2	46,1	45,6
Vida útil estimada (años)	15	15	15
Costo total estimado (USD)	14.070	11.558	14.372

Como se aprecia en la **Tabla 16**, las tres alternativas presentan capacidades útiles superiores a 45 kWh, y todas ellas pueden alcanzar una vida útil de 15 años, cumpliendo con los requerimientos técnicos del sistema. Dadas estas condiciones comparables, se prioriza la alternativa con el menor costo de adquisición, correspondiente a Batería 2. En consecuencia, el modelamiento del Escenario 2 se desarrollará utilizando esta opción.

5.2.3. Indicadores de desempeño. Escenario 2.

La evaluación del Escenario 2, se centra en el análisis del desempeño técnico, operacional y económico del sistema híbrido de generación eléctrica tras la sustitución directa de baterías de plomo-ácido por baterías de ion-litio, manteniendo constante la capacidad nominal de almacenamiento y la configuración de los demás componentes del sistema, la nueva configuración del sistema híbrido se puede ver en la **Figura 15**. Esta aproximación permite identificar de forma aislada el impacto del cambio tecnológico al considerar baterías de ion-litio en lugar de baterías de plomo-ácido.

Para esta simulación, se seleccionó la batería de ion-litio identificada como “Batería 2”, siendo la opción más viable en términos de compatibilidad, eficiencia y disponibilidad comercial. Las características de esta batería se describen en la **Tabla 15**.

Los indicadores utilizados en esta sección son los definidos en la sección 4.1.4, lo que asegura una comparación coherente con la línea base (Escenario 1). Los resultados obtenidos permiten cuantificar los beneficios y limitaciones derivados del reemplazo de las baterías de plomo-acido en las aplicaciones de desalinización off-grid, y constituyen un insumo clave para la comparación consolidada de escenarios.

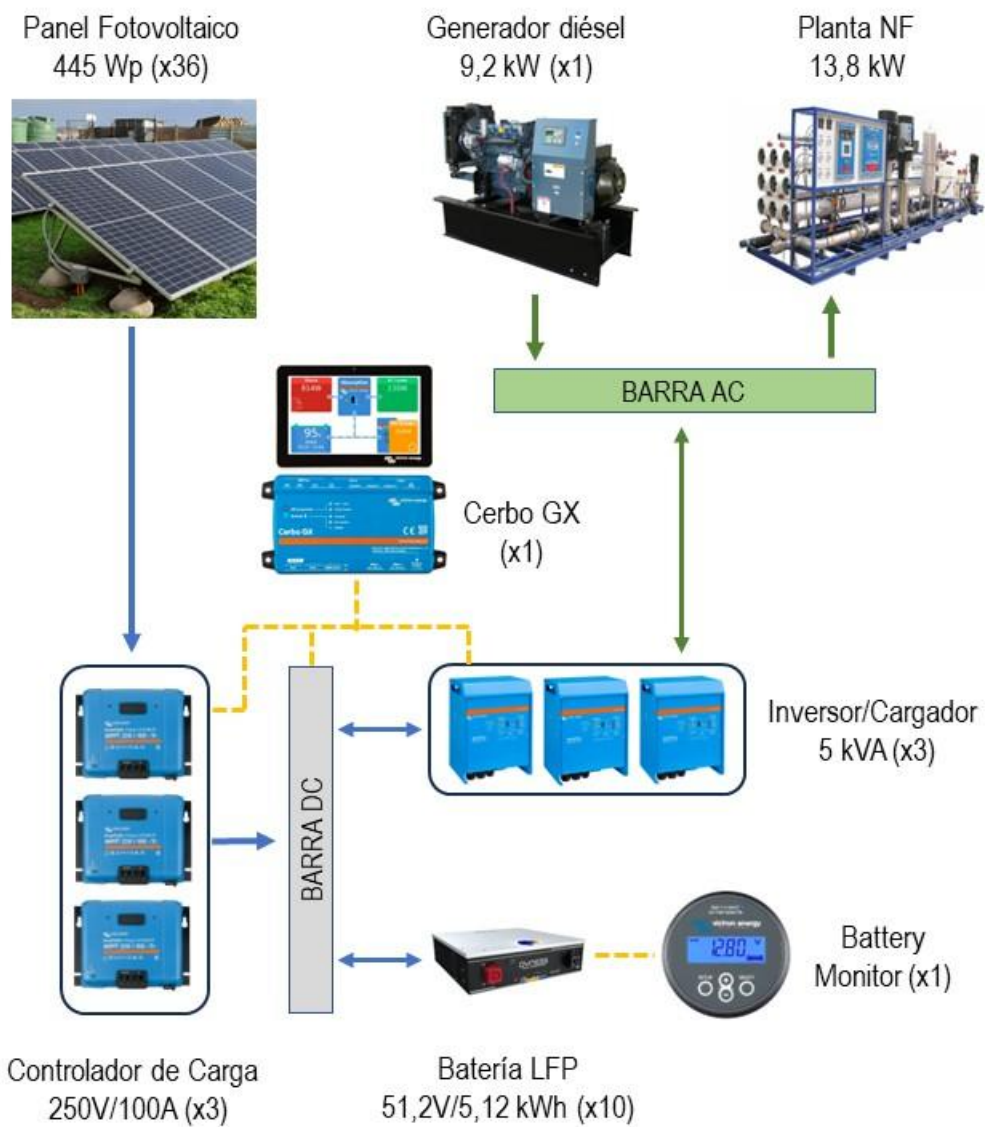


Figura 15 - Componentes principales del sistema de generación eléctrica híbrido del Escenario 2. Fuente: Elaboración propia.

5.2.3.1. Indicadores técnicos. Escenario 2.

En esta sección se presentan los indicadores técnicos asociados al desempeño del sistema híbrido de generación eléctrica en el Escenario 2, correspondiente a la sustitución directa de baterías de plomo-ácido por baterías de ion-litio. Este análisis permite evaluar cómo la incorporación de una tecnología de almacenamiento más eficiente modifica el desempeño energético del sistema, manteniendo constante el resto de los componentes.

Los resultados se organizan en cuatro bloques de indicadores los cuales permiten caracterizar el flujo energético total, identificar cambios en la participación relativa de las fuentes renovables y no renovables, y cuantificar las pérdidas asociadas al almacenamiento y conversión de energía.

La información detallada se presenta en la **Tabla 17**, que resume los valores anuales simulados para cada uno de los parámetros considerados. Esta tabla permite comparar directamente los resultados del Escenario 2 con los obtenidos en el Escenario 1, facilitando la identificación de mejoras técnicas asociadas al cambio de tecnología de baterías.

Tabla 17 - Indicadores técnicos obtenidos mediante simulación en Homer-Pro. Escenario 2.

PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	RESULTADO	UNIDADES
Producción total de energía del sistema híbrido	30.052	kWh/año
Producción de energía renovable (fotovoltaica)	22.479	kWh/año
Producción de energía no-renovable (generador diésel)	7.573	kWh/año
Fracción de energía renovable	75%	[%]
Exceso de electricidad absoluto	2.969	kWh/año
Exceso de electricidad relativo	10%	%
SUB-SISTEMA: BATERÍAS ION-LITIO	RESULTADO	UNIDADES
N° de baterías por String	10	Unidades
Capacidad nominal del banco de baterías	51,2	kWh
Capacidad utilizable del banco de baterías	46,1	kWh
Energía de entrada	7.616	kWh/año
Energía de salida	7.235	kWh/año
Pérdidas internas	381	kWh/año
Vida útil esperada	15	años
SUB-SISTEMA: CONVERSIÓN DE ENERGÍA	RESULTADO	UNIDADES
Energía de entrada	22.649	kWh/año
Energía de salida	21.559	kWh/año
Eficiencia de conversión	95%	[%]
SUB-SISTEMA: GENERADOR DIÉSEL	RESULTADO	UNIDADES
Horas de operación	1.474	[h/año]
Consumo de combustible	2.515	[L/año]
Emisiones de CO ₂	6.584	[kgCO ₂ /año]

NOTA: El resumen de los datos eléctricos provenientes de Homer-Pro para el escenario 2 se pueden ver en la **Tabla A7**.

La **Figura 16** representa el flujo anual de energía (kWh/año) del sistema híbrido correspondiente al Escenario 2, en el que se implementa la sustitución de baterías de plomo-ácido por baterías de ion-litio. El esquema permite visualizar la distribución de energía entre generación fotovoltaica, almacenamiento, respaldo diésel y carga, facilitando la interpretación de los resultados técnicos reportados en la **Tabla 17**.

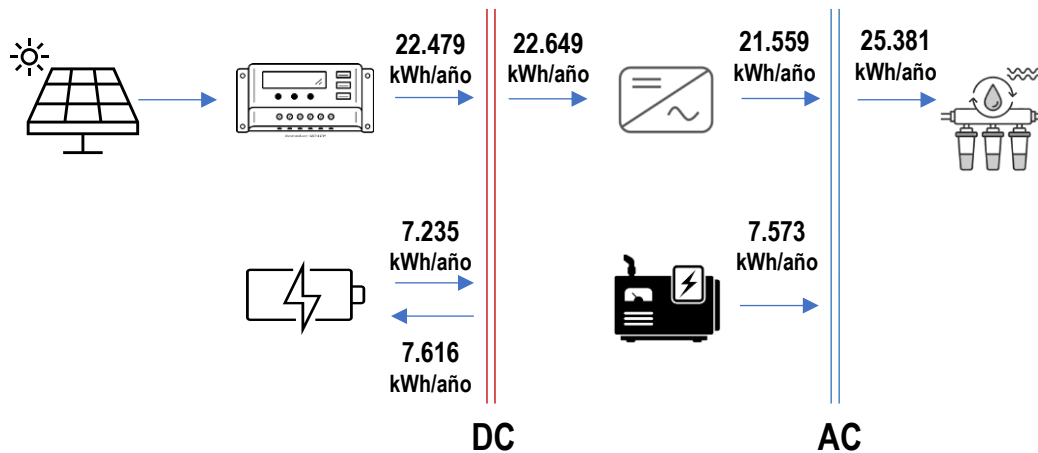


Figura 16 - Flujo anual de energía del sistema híbrido (Escenario 2, en kWh/año). Fuente: Elaboración propia.

En el Escenario 2, en el cual se utilizan baterías de ion-litio del tipo LFP, la producción total de energía del sistema híbrido alcanzó los 30.052 kWh/año, de los cuales 22.479 kWh/año provienen de la fuente fotovoltaica, lo que representa un aumento en la fracción de energía renovable del 70 % al 75 % en comparación con el Escenario 1. En términos relativos, el exceso de electricidad se redujo del 17 % al 10 %, lo que se sitúa dentro de los márgenes recomendados por la literatura para sistemas off-grid no sobredimensionados (10% aprox.), donde se busca maximizar el uso de energía generada sin incurrir en desperdicio significativo. La eficiencia del sistema de conversión se mantuvo en 95 %, sin variaciones respecto al escenario anterior, lo cual era previsible al no haberse modificado este componente.

La energía de entrada al banco de baterías de ion-litio fue de 7.616 kWh/año y la energía de salida alcanzó 7.235 kWh/año, lo que implica pérdidas internas de solo 381 kWh/año, equivalentes a una eficiencia del 95%. Este rendimiento

supera ampliamente el registrado con baterías de plomo-ácido (87%), reflejando una mayor eficiencia de conversión y menor pérdida energética durante los ciclos de carga y descarga. Este desempeño prolongado se explica, en parte, por la mayor tolerancia de las baterías de ion-litio a profundidades de descarga más altas (DoD), menor tasa de autodescarga y una mayor eficiencia de carga, lo que contribuye tanto a la estabilidad operativa del sistema como a su viabilidad económica a largo plazo.

En lo que respecta al generador diésel, se evidenció una disminución en su participación, ya que la producción de energía se redujo a 7.573 kWh/año con 1.474 horas de operación, frente a los 9.445 kWh/año y 1.893 horas registradas en el Escenario 1. Durante las 1.474 horas de operación anuales, el generador consumió 2.515 litros de diésel y emitió 6.584 kgCO₂. Estos valores, considerablemente menores que los registrados en el Escenario 1, evidencian una reducción sustancial en el uso del generador como fuente de respaldo, atribuible a la mejora en el desempeño del banco de baterías y al incremento en la eficiencia del sistema de almacenamiento energético.

La implementación de baterías de ion-litio bajo un esquema de sustitución directa mejora el desempeño técnico del sistema híbrido sin alterar su arquitectura. Se observa una reducción significativa en las pérdidas energéticas del sistema de almacenamiento, una menor dependencia del generador diésel y el mantenimiento de una alta participación de energía renovable en la matriz de generación. Aunque el exceso de electricidad sigue presente, la disminución observada, del 17 % al 10 %, indica una integración más eficiente entre los componentes de generación, almacenamiento y demanda. Estos resultados destacan el potencial técnico de las baterías de ion-litio como una alternativa más eficiente, robusta y con menor impacto operativo, especialmente en aplicaciones críticas como plantas desalinizadoras off-grid.

5.2.3.2. Indicadores operacionales. Escenario 2.

El resultado de los indicadores operacionales del Escenario 2, correspondiente al uso de baterías de ion-litio en reemplazo de las baterías de plomo-ácido, se presentan en la **Tabla 18**. Al igual que en el escenario anterior, los resultados fueron obtenidos mediante simulaciones en HOMER-Pro y cálculos complementarios de desempeño energético. Se analizan variables claves asociadas al comportamiento diario del sistema, como la demanda de la planta desalinizadora, sus horas promedio de operación, el consumo específico de energía y la dinámica del estado de carga del banco de baterías.

Tabla 18 - Indicadores operacionales obtenidos mediante simulación en Homer-Pro y otros cálculos. Escenario 2.

PLANTA DESALINIZADORA	RESULTADO	UNIDADES
Demanda total de energía anual	25.381	kWh/año
Demanda energética no atendida en el año	41,5	kWh/año
Promedio diario de horas de operación en el año	8,67	[h/día]
Promedio diario de producción de agua intermedia en el año	4,00	[m ³ /día]
Promedio diario de producción de agua potable en el año	3,84	[m ³ /día]
Promedio diario de producción total de agua en el año	7,84	[m ³ /día]
Consumo específico promedio de energía anual	8,65	[kWh/m ³]
ESTADO DE CARGA BATERÍAS ION-LITIO	RESULTADO	UNIDADES
Distribución mensual	Figura 17	[% SoC]

Dado que el perfil operacional de la planta desalinizadora se mantuvo sin cambios, con el objetivo de preservar la consistencia metodológica entre escenarios, la unidad operó en promedio 8,67 horas diarias, manteniendo un consumo específico de energía de 8,65 kWh/m³.

En esta nueva configuración, se observó un incremento en la demanda energética no atendida, la cual pasó de 31,6 kWh/año en el Escenario 1 a 41,5 kWh/año en el Escenario 2. Este aumento no se debe a una limitación en la capacidad de almacenamiento, ya que el banco de baterías de ion-litio presenta

una capacidad útil significativamente superior a la del sistema de plomo-ácido, junto con una eficiencia de conversión más alta. El principal factor que explica este comportamiento es la reducción en la frecuencia de uso del generador diésel, cuya operación se redujo de 1.893 a 1.474 horas anuales.

Esta disminución refleja que, en el Escenario 2, el sistema opera con una mayor autonomía basada en almacenamiento renovable, confiando más en el banco de ion-litio para satisfacer la demanda, incluso en condiciones de baja generación fotovoltaica. En consecuencia, la lógica de despacho prioriza la eficiencia operativa y la reducción de costos de combustible por sobre la cobertura total de la demanda, lo que genera breves periodos sin suministro y explica el aumento marginal de energía no atendida.

La **Figura 17** muestra una mejora en la estabilidad del SoC respecto del escenario base, atribuida al reemplazo de las baterías OPzV por unidades de ion-litio sin modificar el resto de la arquitectura del sistema.

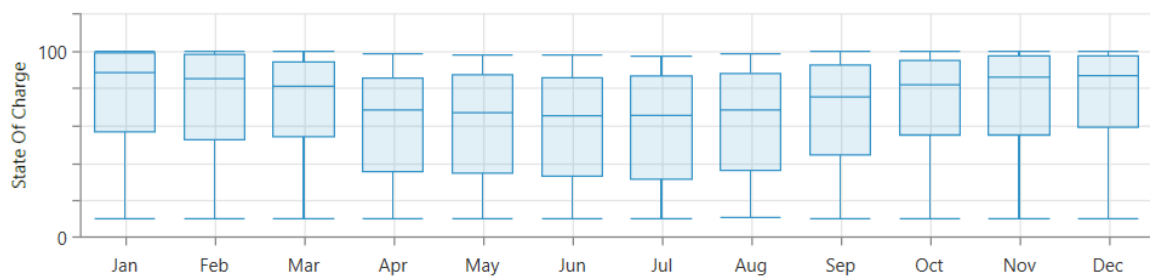


Figura 17 - Distribución mensual del estado de carga relativo de las baterías de ion-litio. Simulación en HOMER-Pro para el Escenario 2.

Se observa una mayor consistencia mensual, con medianas más estables y una reducción de eventos críticos, particularmente en los meses de transición estacional. No obstante, persisten rangos amplios de dispersión que evidencian la exposición del sistema a fluctuaciones significativas, sobre todo en los meses de invierno. Este comportamiento sugiere que, si bien la tecnología LFP aporta

beneficios inherentes como mayor eficiencia y tolerancia a ciclos profundos, su desempeño se ve limitado por el diseño original del sistema.

Así, el Escenario 2 logra reducir el riesgo operativo en comparación al Escenario 1, pero no alcanza aún una operación completamente optimizada del almacenamiento.

5.2.3.3. Indicadores económicos. Escenario 2.

La evaluación económica del Escenario 2 considera los costos acumulados de inversión inicial, reposición programada (CAPEX) y operación (OPEX) del sistema híbrido, a lo largo de un horizonte de 25 años. Al igual que en el Escenario 1, se utilizó el enfoque del Costo del Ciclo de Vida (LCC), lo que permite una comparación homogénea y consistente entre ambos escenarios. En este caso, el principal cambio corresponde a la sustitución del banco de baterías de plomo-ácido por baterías de ion-litio tipo LFP, manteniéndose constantes los precios del resto de los componentes del sistema.

En la **Tabla 19** se presenta el desglose de los costos de inversión inicial, reposición (CAPEX) y operación (OPEX) considerados en el análisis económico del Escenario 2. Se incluye la inversión inicial total, el promedio anual del CAPEX, considerando la frecuencia de reposición de los componentes, y la suma anual del OPEX. Esta presentación permite identificar con claridad la estructura de costos del sistema, en coherencia con el enfoque del Costo del Ciclo de Vida (LCC).

Tabla 19 - Desglose de costos de inversión inicial, reposición (CAPEX) y operación (OPEX) considerados en el Escenario 2.

INVERSIÓN INICIAL¹	UNIDADES	PERIODICIDAD	MONTO
Planta de nanofiltración	USD	n/a	USD 53.440
Sistema fotovoltaico	USD	n/a	USD 37.715
Baterías LFP	USD	n/a	USD 12.356
Generador diésel	USD	n/a	USD 5.236
CAPEX²	UNIDADES	PERIODICIDAD	MONTO
Overhaul del generador	USD	15000 hrs	USD 2.094
Reemplazo de baterías LFP	USD	15 años	USD 12.356
Reemplazo de inversores	USD	15 años	USD 3.669
Reemplazo de nanomembranas	USD	4 años	USD 4.188
Reemplazo de arena filtrante	USD	4 años	USD 1.047
OPEX³	UNIDADES	PERIODICIDAD	MONTO
Mantenimiento del generador	USD	anual	USD 105
Mantenimiento de bombas	USD	anual	USD 85
Reemplazo de microfiltros	USD	anual	USD 754
Limpieza de membranas	USD	anual	USD 628
Limpieza de estanques	USD	anual	USD 35
Limpieza de paneles PV	USD	anual	USD 50
Consumo de combustible	USD	anual	USD 2.615

¹ Suma total de costos de Inversión Inicial.

² Promedio anual de CAPEX, considerando un horizonte de 25 años.

³ Suma total de OPEX

La **Tabla 20** presenta el resumen de los costos del sistema híbrido modelado en el Escenario 2, considerando un horizonte de análisis de 25 años. Se incluye la inversión inicial prorrateada, el CAPEX anualizado y el OPEX total anual, reportados en intervalos quinquenales. También se presentan los indicadores económicos LCOW y LCOE, calculados mediante análisis de valor presente.

Tabla 20 - Resumen de costos acumulados de inversión, reposición y operación del sistema híbrido (Escenario 2). Horizonte: 25 años.

ESTRUCTURA DE COSTOS	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	AÑO 25
Inversión inicial prorrateada	USD 4.350	USD 4.350	USD 4.350	USD 4.350	USD 4.350	USD 4.350
CAPEX overhaul generador	USD 0	USD 0	USD 190	USD 190	USD 190	USD 419
CAPEX reemplazo baterías	USD 0	USD 0	USD 0	USD 1.123	USD 1.123	USD 1.123
CAPEX reemplazo inversor	USD 0	USD 0	USD 0	USD 334	USD 334	USD 334
CAPEX nano-membranas	USD 0	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 2.094
CAPEX arena filtrante	USD 0	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 524
Total OPEX	USD 4.272	USD 4.272	USD 4.272	USD 4.272	USD 4.272	USD 4.272
Costo anual de producción	USD 8.622	USD 9.931	USD 10.121	USD 11.578	USD 11.578	USD 13.115
Costo nivelado del agua (USD/m ³)	USD 3,53					
Costo nivelado de la energía (USD/kWh)	USD 0,34					

Los costos operacionales (OPEX) ascienden a 4.272 USD anuales, lo que representa una disminución de 663 USD respecto al Escenario 1 (4.935 USD). Esta mejora se explica por la reducción en las horas de operación del generador diésel, gracias a la mayor eficiencia de las baterías de ion-litio tipo LFP, caracterizadas por menor pérdida interna y mayor profundidad de descarga. El CAPEX promedio anual se estima en 2.065 USD, valor que considera las reposiciones de baterías, inversores, nanomembranas y arena filtrante.

Aunque se mantuvo la misma estrategia de despacho del Escenario 1 (Cycle Charging), la incorporación de baterías de ion-litio permitió una mayor autonomía operativa del sistema renovable. Esto se debe a las mejores prestaciones técnicas de las baterías LFP, como su mayor eficiencia de carga/descarga, profundidad de descarga ampliada y menores pérdidas internas, lo que facilitó una disminución significativa en el uso del generador diésel.

El Escenario 2 alcanza un LCOW de 3,53 USD/m³, aunque esta cifra representa una mejora moderada respecto al Escenario 1 (3,75 USD/m³), refleja un avance en términos de eficiencia global, estabilidad operativa y reducción de costos operacionales, sin requerir un aumento significativo en la inversión inicial, USD 108.746 (Escenario 2) versus USD 107.354 (Escenario 1).

5.3. Evaluación de desempeño del sistema híbrido bajo el escenario 3.

El Escenario 3 corresponde al rediseño integral del sistema híbrido de generación eléctrica, implementado mediante la función de optimización automática de HOMER-Pro. A diferencia del Escenario 2, que considera únicamente la sustitución directa de las baterías de plomo-ácido por baterías de ion-litio, este escenario incorpora ajustes simultáneos en cinco componentes clave: la capacidad del banco de baterías, la potencia fotovoltaica instalada, la capacidad de los inversores, el número de controladores de carga y la estrategia de operación del generador diésel.

El rediseño se basa en una nueva configuración seleccionada por HOMER-Pro, orientada a maximizar la eficiencia energética del sistema, mejorar la estabilidad del suministro eléctrico y reducir los costos operacionales a lo largo del ciclo de vida. Esta configuración, que incluye una expansión del campo fotovoltaico hasta 30,02 kWp, la actualización de los inversores y el ajuste del número de controladores de carga. La nueva configuración propuesta por Homer-Pro se ilustra en la **Figura 18**.

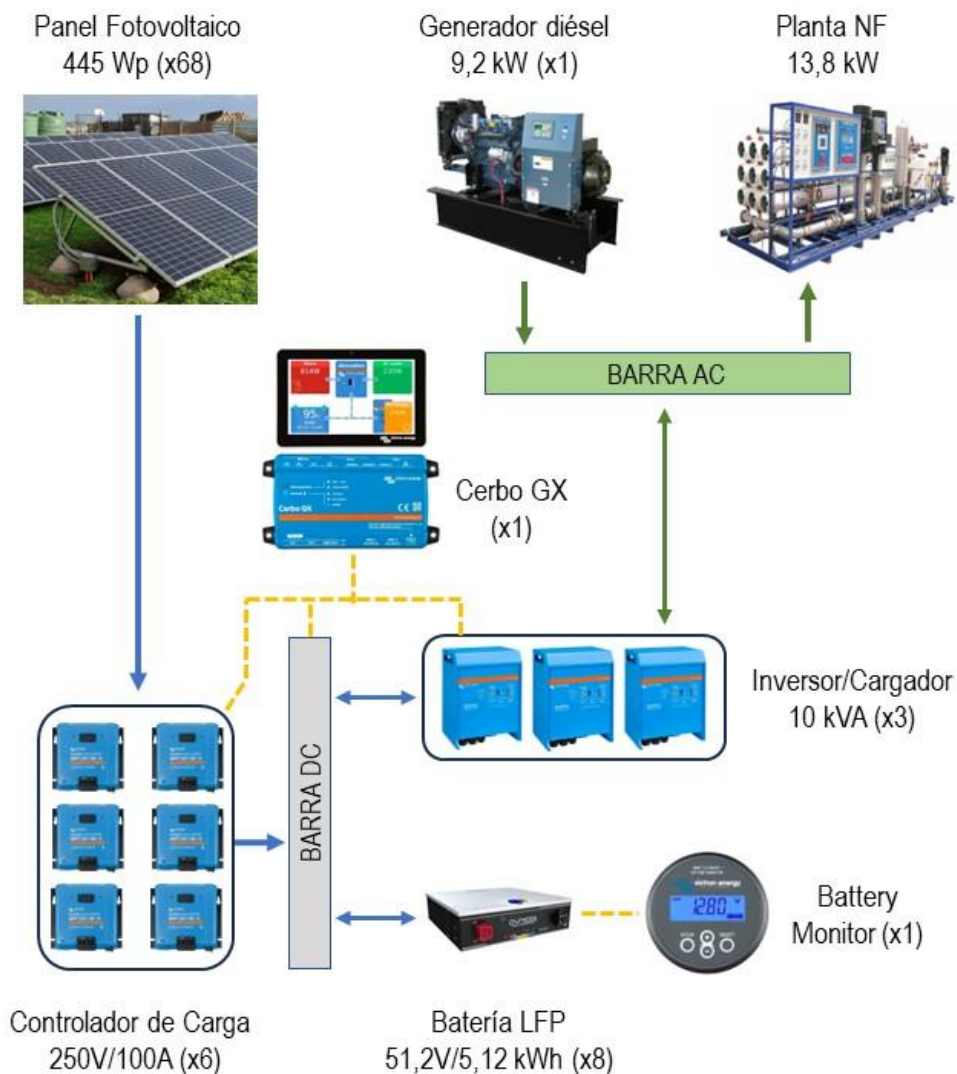


Figura 18 - Componentes principales del sistema de generación eléctrica híbrido del Escenario 3. Fuente: Elaboración propia.

La función de optimización de Homer-Pro sugiere incrementar la capacidad fotovoltaica desde 16 kWp a 30,2 kWp, manteniendo el mismo modelo de paneles solares. Asimismo, se recomienda aumentar la potencia continua de los inversores de 4,0 kW a 6,2 kW, con el fin de asegurar una mayor capacidad de conversión en horas de alta demanda y reducir el uso del generador. Para este caso se seleccionó un inversor Victron MultiPlus II de 10.000 VA (ver **Figura A7**).

Respecto al banco de baterías, se propone conservar el mismo tipo de baterías de ion-litio seleccionadas en el Escenario 2, pero reduciendo su número de 10 a 8 unidades, lo que refleja una mejora en la eficiencia del almacenamiento y en la estrategia de carga/descarga del sistema.

En cuanto al generador diésel, se plantea una modificación en la estrategia de operación: se reemplaza la estrategia Cycle Charging (CC), utilizada en los Escenarios 1 y 2, por una estrategia Load Following (LF). Esta última permite que el generador opere únicamente cuando la demanda no puede ser cubierta por las fuentes renovables o el banco de baterías, lo que reduce las horas de funcionamiento y el consumo de combustible, incrementando la eficiencia global del sistema.

El resto de las condiciones operativas y componentes del sistema, definidos en la línea base (Escenario 1), se mantuvieron sin alteración.

Los resultados obtenidos para este escenario se presentan organizados, al igual que en las secciones anteriores, en tres categorías de análisis: técnico, operacional y económico. Esta estructura permite evaluar de forma integral los beneficios del rediseño en comparación con la configuración original y con la alternativa de sustitución directa de baterías.

Se debe destacar que, si bien la función de optimización de Homer-Pro propone una configuración técnicamente eficiente, la pertinencia final de los cambios sugeridos debe ser contrastada con los resultados del análisis económico. En efecto, la adopción de ajustes como el incremento en la capacidad fotovoltaica o la modificación en la estrategia de operación del generador diésel, debe justificarse en términos de su contribución a la reducción del costo nivelado de agua y del consumo específico de combustible. Esta validación es fundamental, ya que una configuración técnicamente óptima no siempre se traduce en una solución económicamente viable, especialmente en contextos donde la

sostenibilidad financiera del sistema es un criterio decisivo para su implementación en zonas rurales y aisladas.

5.3.1. Indicadores técnicos. Escenario 3.

A diferencia de los escenarios anteriores, este enfoque incorpora una optimización de los componentes del sistema híbrido, incluyendo un aumento de la potencia fotovoltaica instalada, así como ajustes en la capacidad del banco de baterías de ion-litio, lo que permite una reducción en la dependencia del generador diésel. Los resultados obtenidos permiten evaluar el desempeño de la nueva configuración, así como su grado de integración y aprovechamiento de las fuentes renovables. La información detallada se resume en la **Tabla 21**.

Tabla 21 - Indicadores técnicos obtenidos mediante simulación en Homer-Pro. Escenario 3.

PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	RESULTADO	UNIDADES
Producción total de energía del sistema híbrido	44.026	kWh/año
Producción de energía renovable (fotovoltaica)	42.149	kWh/año
Producción de energía no-renovable (generador diésel)	1.878	kWh/año
Fracción de energía renovable	96%	[%]
Exceso de electricidad absoluto	17.454	kWh/año
Exceso de electricidad relativo	40%	%
SUB-SISTEMA: BATERÍAS ION-LITIO	RESULTADO	UNIDADES
N° de baterías por String	8	Unidades
Capacidad nominal del banco de baterías	41,0	kWh
Capacidad utilizable del banco de baterías	36,9	kWh
Energía de entrada	3.064	kWh/año
Energía de salida	2.911	kWh/año
Pérdidas internas	153	kWh/año
Vida útil esperada	15	años
SUB-SISTEMA: CONVERSIÓN DE ENERGÍA	RESULTADO	UNIDADES
Energía de entrada	24.541	kWh/año
Energía de salida	23.314	kWh/año
Eficiencia de conversión	95%	[%]
SUB-SISTEMA: GENERADOR DIÉSEL	RESULTADO	UNIDADES
Horas de operación	409	[h/año]
Consumo de combustible	637	[L/año]
Emisiones de CO ₂	1.667	[kgCO ₂ /año]

NOTA: El resumen de los datos eléctricos provenientes de Homer-Pro para el escenario 3 se pueden ver en la **Tabla A8**.

La **Figura 19** muestra el flujo anual de energía (kWh/año) del sistema híbrido optimizado correspondiente al Escenario 3. En este caso, el redimensionamiento de los componentes principales —campo fotovoltaico, banco de baterías y generador diésel— modifica significativamente la dinámica del sistema. El esquema permite identificar los cambios en la generación, el almacenamiento y

el respaldo, y sirve como apoyo visual para interpretar los indicadores técnicos presentados en la **Tabla 21**.

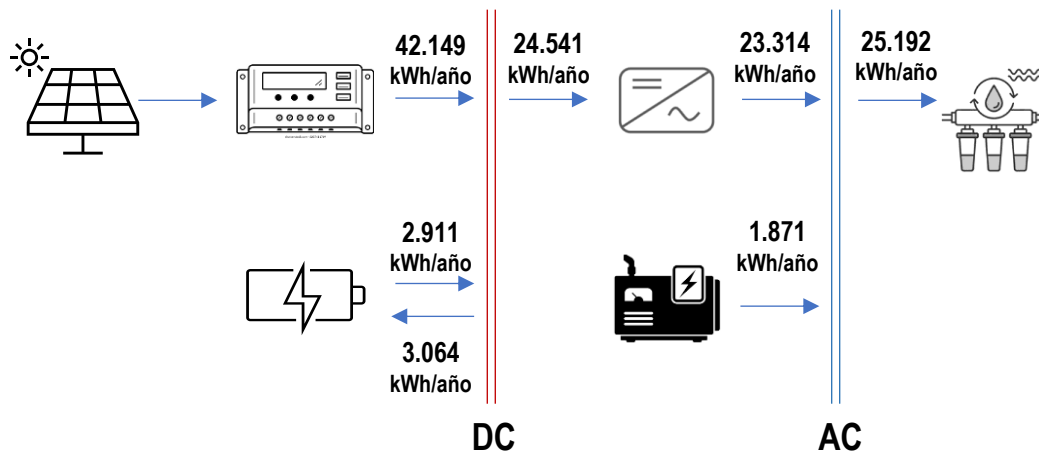


Figura 19 - Flujo anual de energía del sistema híbrido (Escenario 3, en kWh/año). Fuente: Elaboración propia.

La optimización realizada en Homer-Pro resultó en una producción total de energía del sistema híbrido de 44.026 kWh/año, de los cuales 42.149 kWh/año fueron generados por el sistema fotovoltaico, representando una fracción renovable del 96 %. La producción del generador diésel fue de solo 1.878 kWh/año, confirmando su rol como respaldo mínimo. Estos resultados evidencian una mejora sustancial respecto al escenario base, donde la fracción renovable fue del 70 %.

Producto del aumento en la capacidad fotovoltaica para reducir la dependencia del generador diésel, el exceso de electricidad en el Escenario 3 alcanzó un 40% del total generado. Aunque esta cifra supera el umbral recomendado para configuraciones convencionales, es consistente con estrategias de

sobredimensionamiento en sistemas off-grid, donde la prioridad es asegurar autonomía energética incluso en condiciones climáticas desfavorables. Para mitigar este excedente, se sugiere ajustar estacionalmente el perfil de operación de la planta, incrementando la producción de agua en los meses más soleados, o bien integrar cargas complementarias, como, por ejemplo, el precalentamiento de agua.

El banco de baterías fue redimensionado a 8 unidades por string, con una capacidad nominal de 41,0 kWh y una capacidad utilizable de 36,9 kWh. La energía de entrada al banco fue de 3.064 kWh/año, con una energía de salida de 2.911 kWh/año, registrando pérdidas internas de 153 kWh/año. Estas pérdidas corresponden a un valor moderado, representando un rendimiento cercano al 95 %, consistente con la tecnología LFP empleada.

La operación del generador se redujo a 409 horas anuales, con un consumo de combustible de 637 litros/año y emisiones de 1.667 kgCO₂/año, lo que representa una disminución drástica en comparación con los 3.153 litros/año y 8.255 kgCO₂/año del Escenario 1. Esta reducción adquiere especial relevancia en contextos aislados, donde el suministro de diésel es complejo y costoso.

5.3.2. Indicadores operacionales. Escenario 3.

La evaluación operacional del Escenario 3 considera los mismos indicadores utilizados en los escenarios anteriores, lo que permite realizar comparaciones directas con respecto al desempeño del sistema bajo condiciones de diseño optimizado. Los resultados obtenidos se presentan en la **Tabla 22**, mientras que la distribución mensual del estado de carga del banco de baterías se ilustra en la **Figura 20**.

Tabla 22 - Indicadores operacionales obtenidos mediante simulación en Homer-Pro y otros cálculos. Escenario 3.

PLANTA DESALINIZADORA	RESULTADO	UNIDADES
Demanda total de energía anual	25.192	kWh/año
Demanda energética no atendida en el año	230	kWh/año
Promedio diario de horas de operación en el año	8,67	[h/día]
Promedio diario de producción de agua intermedia en el año	4,00	[m ³ /día]
Promedio diario de producción de agua potable en el año	3,84	[m ³ /día]
Promedio diario de producción total de agua en el año	7,84	[m ³ /día]
Consumo específico promedio de energía anual	8,72	[kWh/m ³]
ESTADO DE CARGA BATERÍAS ION-LITIO	RESULTADO	UNIDADES
Distribución mensual	Figura 20	[% SoC]

La planta desalinizadora registró una demanda total de 25.192 kWh/año, de los cuales 230 kWh/año correspondieron a energía no atendida, resultando en un valor de 0,91 %, dentro del umbral aceptable para sistemas off-grid. Este resultado evidencia una cobertura de demanda eléctrica superior al 99%, atribuible al redimensionamiento del sistema fotovoltaico y a la optimización del despacho de energía mediante la estrategia Load Following.

El sistema operó en promedio 8,67 horas al día, cumpliendo con el objetivo de producción hídrica definido en el perfil óptimo de operación. El consumo específico de energía fue de 8,72 kWh/m³. Este indicador permanece casi constante, ya que depende del diseño y operación de la planta desalinizadora, y no del sistema de generación eléctrica. El hecho de conservar este valor, a pesar de los cambios en la arquitectura energética, demuestra que el rediseño no afectó la eficiencia del proceso hídrico, y permitió mantener el rendimiento con una matriz energética más limpia y menos dependiente del respaldo fósil.

La **Figura 20** revela una distribución mensual más homogénea del SoC, en comparación con escenarios previos, reflejando una operación más estable y consistente a lo largo del año.

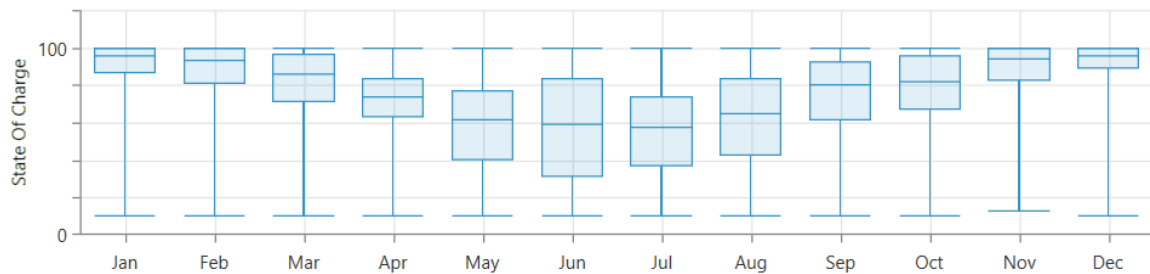


Figura 20 - Distribución mensual del estado de carga relativo de las baterías LFP. Simulación en HOMER-Pro para el Escenario 3.

La estabilidad en el desempeño se vuelve especialmente evidente en los meses de enero y febrero, cuando el SoC se mantiene elevado y con variaciones mínimas, lo que evidencia una gestión eficiente del excedente solar estival y un buen desempeño del sistema de almacenamiento. En los meses de menor radiación, como junio y julio, el sistema mantiene el SoC dentro de rangos seguros, evitando descargas profundas y asegurando la continuidad del suministro. Al mantener el banco de baterías dentro de márgenes operativos óptimos y evitar oscilaciones extremas, se demuestra que el diseño optimizado contribuye a proteger la integridad del almacenamiento, prolongar la vida útil de las baterías y reducir tanto la frecuencia de ciclos profundos como el estrés asociado a cargas irregulares.

En conjunto, los resultados operacionales del Escenario 3 demuestran que el rediseño del sistema híbrido no solo permitió cumplir con los objetivos de producción y cobertura energética, sino que también mejoró significativamente la estabilidad y eficiencia del almacenamiento. La combinación de una arquitectura optimizada, una estrategia de despacho más flexible y el uso de baterías de ion-litio de alto rendimiento permitió reducir la presión sobre el banco de baterías,

asegurar un funcionamiento continuo de la planta y consolidar una operación más sostenible y técnicamente robusta frente a escenarios anteriores.

Si bien los indicadores técnicos y operacionales muestran mejoras evidentes, será necesario validar estos beneficios a través del análisis económico, con el fin de determinar la viabilidad integral del Escenario 3 en comparación con las demás configuraciones evaluadas.

5.3.3. Indicadores económicos. Escenario 3.

La evaluación económica del Escenario 3 considera los costos acumulados de inversión inicial, reposición programada (CAPEX) y operación (OPEX) del sistema híbrido, a lo largo de un horizonte de 25 años. Al igual que en los escenarios anteriores, se utilizó el enfoque del Costo del Ciclo de Vida (LCC), lo que permite una comparación homogénea y consistente entre los tres escenarios analizados. En este caso, el principal cambio corresponde a un rediseño completo del sistema, que incluyó el aumento de la capacidad fotovoltaica, el ajuste del banco de baterías y una estrategia de despacho optimizada del generador diésel.

La **Tabla 23** presenta el desglose de los costos de inversión inicial, reposición (CAPEX) y operación (OPEX) considerados en el análisis económico del Escenario 3. Se incluye la inversión inicial total, el promedio anual del CAPEX, considerando la frecuencia de reposición de los componentes, y la suma anual del OPEX. Esta presentación permite identificar con claridad la estructura de costos del sistema, en coherencia con el enfoque del Costo del Ciclo de Vida (LCC).

Tabla 23 – Desglose de costos de inversión inicial, reposición (CAPEX) y operación (OPEX) considerados en el Escenario 3.

INVERSIÓN INICIAL¹	UNIDADES PERIODICIDAD		MONTO
Planta de nanofiltración	USD	n/a	USD 53.440
Sistema fotovoltaico	USD	n/a	USD 67.711
Baterías LFP	USD	n/a	USD 9.885
Generador diésel	USD	n/a	USD 5.236
CAPEX²	UNIDADES PERIODICIDAD		MONTO
Overhaul del generador	USD	15000 hrs	USD 0
Reemplazo de baterías LFP	USD	15 años	USD 9.885
Reemplazo de inversores	USD	15 años	USD 5.969
Reemplazo de nanomembranas	USD	4 años	USD 4.188
Reemplazo de arena filtrante	USD	4 años	USD 1.047
OPEX³	UNIDADES PERIODICIDAD		MONTO
Mantenimiento del generador	USD	anual	USD 105
Mantenimiento de bombas	USD	anual	USD 85
Reemplazo de microfiltros	USD	anual	USD 754
Limpieza de membranas	USD	anual	USD 628
Limpieza de estanques	USD	anual	USD 35
Limpieza de paneles PV	USD	anual	USD 100
Consumo de combustible	USD	anual	USD 662

¹ Suma total de costos de Inversión Inicial.

² Promedio anual de CAPEX, considerando un horizonte de 25 años.

³ Suma total de OPEX

La **Tabla 24** presenta el resumen de los costos del sistema híbrido modelado en el Escenario 3, considerando un horizonte de análisis de 25 años. Se incluye la inversión inicial prorrateada, el CAPEX anualizado y el OPEX total anual, reportados en intervalos quinquenales. También se presentan los indicadores económicos LCOW y LCOE, calculados mediante análisis de valor presente.

Tabla 24 - Resumen de costos acumulados de inversión, reposición y operación del sistema híbrido (Escenario 3). Horizonte: 25 años.

ESTRUCTURA DE COSTOS	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	AÑO 25
Inversión inicial prorrateada	USD 5.451	USD 5.451	USD 5.451	USD 5.451	USD 5.451	USD 5.451
CAPEX overhaul generador	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
CAPEX reemplazo baterías	USD 0	USD 0	USD 0	USD 899	USD 899	USD 899
CAPEX reemplazo inversor	USD 0	USD 0	USD 0	USD 543	USD 543	USD 543
CAPEX nano-membranas	USD 0	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 2.094
CAPEX arena filtrante	USD 0	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 524
Total OPEX	USD 2.369	USD 2.369	USD 2.369	USD 2.369	USD 2.369	USD 2.369
Costo anual de producción	USD 7.820	USD 9.129	USD 9.129	USD 10.570	USD 10.570	USD 11.879
Costo nivelado del agua (USD/m ³)	USD 3,21					
Costo nivelado de la energía (USD/kWh)	USD 0,21					

Los costos operacionales (OPEX) de este escenario, ascienden a 2.369 USD anuales, el más bajo entre los tres escenarios, reflejo directo de la disminución en el consumo de combustible y de la eficiencia operativa lograda mediante el uso de una estrategia de despacho Load Following, que reemplaza la configuración Cycle Charging utilizada en los escenarios anteriores. En cuanto CAPEX anualizado, se estima en 1.891 USD y considera las reposiciones de inversores, baterías, nanomembranas y arena filtrante.

En cuanto al LCOW, este fue estimado en 3,21 USD/m³. Por su parte, el LCOE alcanzó un valor estimado de 0,21 USD/kWh. En conjunto, el rediseño integral del sistema híbrido evidencia una mejora en su desempeño técnico, consolidándose como una opción más eficiente y confiable.

Con el objetivo de extender el análisis del sistema híbrido rediseñado, se introduce el **Escenario 3A**, una variante que incorpora el **Perfil Óptimo Ajustado**. Este perfil intensifica la operación de la planta durante los meses de mayor disponibilidad solar, ampliando la ventana horaria de funcionamiento, con la finalidad de incrementar la producción de agua.

En lo que sigue, se presentan los principales indicadores técnicos, operacionales y económicos asociados a esta nueva configuración.

5.3.4. Perfil Óptimo Ajustado e Indicadores Técnicos del Escenario 3A.

Con el propósito de profundizar el análisis del sistema híbrido rediseñado en el Escenario 3, se incorporó una variante denominada **Escenario 3A**, caracterizada por la implementación de un nuevo perfil de operación para la planta desalinizadora, denominado **Perfil Óptimo Ajustado**.

Este perfil fue desarrollado siguiendo la misma lógica presentada en la Sección 4.3.2, con el objetivo de maximizar el aprovechamiento de la energía renovable disponible, tras el aumento en la capacidad fotovoltaica y de almacenamiento.

Considera una operación intensificada durante los meses de mayor disponibilidad energética y una ampliación del rango horario de uso, lo que permite incrementar tanto el volumen de agua producida como la eficiencia global del sistema.

A continuación, se presentan las tablas que detallan el potencial horario de generación fotovoltaica (Tabla 25), la secuencia de activación de los modos de operación durante el año (Tabla 26) y el Perfil Óptimo Ajustado con la demanda eléctrica horaria utilizado para la simulación del Escenario 3A en HOMER-Pro (Tabla 27). Estas tablas permiten caracterizar la lógica de funcionamiento de la planta bajo la configuración del Perfil Óptimo Ajustado.

Tabla 25 – Potencial de generación fotovoltaica en kWh del sistema híbrido rediseñado. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Explorador Solar.

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,11
7:00	0,52	0,21	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,42	0,84	0,80
8:00	2,99	2,09	1,62	0,93	0,02	0,00	0,00	0,30	1,92	3,66	4,73	4,22
9:00	8,16	7,02	6,21	5,08	3,23	2,38	2,28	3,56	6,12	8,46	9,85	9,34
10:00	13,31	11,99	10,84	9,00	6,08	5,44	5,26	6,81	10,24	12,61	14,46	14,25
11:00	17,57	16,37	15,09	12,45	8,69	7,77	7,59	9,60	13,60	16,04	18,32	18,34
12:00	20,66	19,53	18,04	14,48	10,45	9,40	9,38	11,11	15,92	18,48	20,70	21,11
13:00	22,02	21,21	19,41	15,62	11,23	10,45	9,63	12,00	16,51	18,84	21,26	22,06
14:00	21,62	20,89	19,57	14,65	10,44	9,99	9,19	11,63	15,90	17,72	20,42	21,20
15:00	19,64	18,95	17,62	13,23	9,49	9,33	8,57	10,73	14,06	15,74	18,03	18,89
16:00	16,32	15,89	14,37	10,38	6,75	6,94	6,64	8,45	10,95	12,34	14,15	15,21
17:00	11,58	11,30	9,66	6,26	4,93	4,23	5,49	5,16	6,47	7,51	9,06	10,35
18:00	6,24	6,02	4,61	1,85	0,00	0,00	0,00	1,18	2,89	3,30	3,92	5,25
19:00	1,61	1,38	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,33	0,99
	162,23	152,85	137,24	103,92	71,32	65,94	64,03	80,53	114,61	135,13	156,15	162,12

Tabla 26 – Secuencia horaria de activación de los modos de operación de la planta desalinizadora para el Perfil Óptimo Ajustado, según periodo estacional.

RANGO HORARIO		VERANO				OTOÑO/PRIMAVERA				INVIERNO			
		ENE	FEB	NOV	DIC	MAR	ABR	SEP	OCT	MAY	JUN	JUL	AGO
6:00	7:00	E0	E0	E0	E0	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
7:00	8:00	E02	E02	E02	E02	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
8:00	9:00	E02	E02	E02	E02	E02	E02	E02	E02	NA	NA	NA	NA
9:00	10:00	E01	E01	E01	E01	E01	E01	E01	E01	E0	E0	E0	E0
10:00	11:00	E01	E01	E01	E01	E01	E01	E01	E01	E02	E02	E02	E02
11:00	12:00	E01	E01	E01	E01	E01	E01	E01	E01	E01	E01	E01	E01
12:00	13:00	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12
13:00	14:00	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12
14:00	15:00	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E12	E1	E1	E1	E1
15:00	16:00	E01	E01	E01	E01	E12	E12	E12	E12	E02	E02	E02	E02
16:00	17:00	E01	E01	E01	E01	E01	E01	E01	E01	E12	E12	E12	E12
17:00	18:00	E12	E12	E12	E12	E01	E01	E01	E01	E02	E02	E02	E02
18:00	19:00	E01	E01	E01	E01	E02	E02	E02	E02	NA	NA	NA	NA
19:00	20:00	E01	E01	E01	E01	E0	E0	E0	E0	NA	NA	NA	NA
20:00	21:00	E02	E02	E02	E02	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

Tabla 27 – Perfil Óptimo Ajustado de operación anual de la planta desalinizadora, utilizado para la modelación del Escenario 3A en HOMER-Pro. Los valores indican la potencia eléctrica en kW requerida por hora en cada mes del año.

RANGO HORARIO		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
6:00	7:00	1,09	1,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,09	1,09
7:00	8:00	3,36	3,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,36	3,36
8:00	9:00	3,36	3,36	3,36	3,36	0,00	0,00	0,00	0,00	3,36	3,36	3,36	3,36
9:00	10:00	12,64	12,64	12,64	12,64	1,09	1,09	1,09	1,09	12,64	12,64	12,64	12,64
10:00	11:00	12,64	12,64	12,64	12,64	3,36	3,36	3,36	3,36	12,64	12,64	12,64	12,64
11:00	12:00	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64
12:00	13:00	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81
13:00	14:00	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81
14:00	15:00	13,81	13,81	13,81	13,81	11,55	11,55	11,55	11,55	13,81	13,81	13,81	13,81
15:00	16:00	15:23	15:23	13,81	13,8	3,36	3,36	3,36	3,361	13,8	13,8	12,6	12,6
16:00	17:00	15:23	15:23	12,64	12,6	13,8	13,8	13,8	13,814	12,6	12,6	12,6	12,6
17:00	18:00	19:32	19:32	12,64	12,6	3,36	3,36	3,36	3,361	12,6	12,6	13,8	13,8
18:00	19:00	15:23	15:23	3,361	3,36	0	0	0	0	3,36	3,36	12,6	12,6
19:00	20:00	15:23	15:23	1,094	1,09	0	0	0	0	1,09	1,09	12,6	12,6
20:00	21:00	8:39	8:39	0	0	0	0	0	0	0	0	3,36	3,36

El Perfil Óptimo Ajustado refleja una estrategia de operación más intensiva y extendida, especialmente en verano, lo que incrementa tanto la cobertura horaria como la demanda energética diaria. La programación estacional permite alinear la producción con la disponibilidad solar, optimizando el uso de recursos renovables. Esta configuración representa una mejora operativa respecto al perfil original, con mayor potencial de producción de agua y mejor aprovechamiento del sistema híbrido. Los indicadores técnicos de esta nueva configuración se muestran en la **Tabla 28** y **Figura 21**.

Tabla 28 - Indicadores técnicos obtenidos mediante simulación en Homer-Pro. Escenario 3A.

PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	RESULTADO	UNIDADES
Producción total de energía del sistema híbrido	43.533	kWh/año
Producción de energía renovable (fotovoltaica)	42.149	kWh/año
Producción de energía no-renovable (generador diésel)	1.384	kWh/año
Fracción de energía renovable	97%	[%]
Exceso de electricidad absoluto	16.665	kWh/año
Exceso de electricidad relativo	38%	%
SUB-SISTEMA: BATERÍAS ION-LITIO	RESULTADO	UNIDADES
N° de baterías por String	8	Unidades
Capacidad nominal del banco de baterías	41,0	kWh
Capacidad utilizable del banco de baterías	36,9	kWh
Energía de entrada	4.015	kWh/año
Energía de salida	3.834	kWh/año
Pérdidas internas	181	kWh/año
Vida útil esperada	15	años
SUB-SISTEMA: CONVERSIÓN DE ENERGÍA	RESULTADO	UNIDADES
Energía de entrada	25.303	kWh/año
Energía de salida	24.038	kWh/año
Eficiencia de conversión	95%	[%]
SUB-SISTEMA: GENERADOR DIÉSEL	RESULTADO	UNIDADES
Horas de operación	509	[h/año]
Consumo de combustible	532	[L/año]
Emisiones de CO ₂	1.394	[kgCO ₂ /año]

NOTA: El resumen de los datos eléctricos provenientes de Homer-Pro para el escenario 4 se pueden ver en la **Tabla A9**.

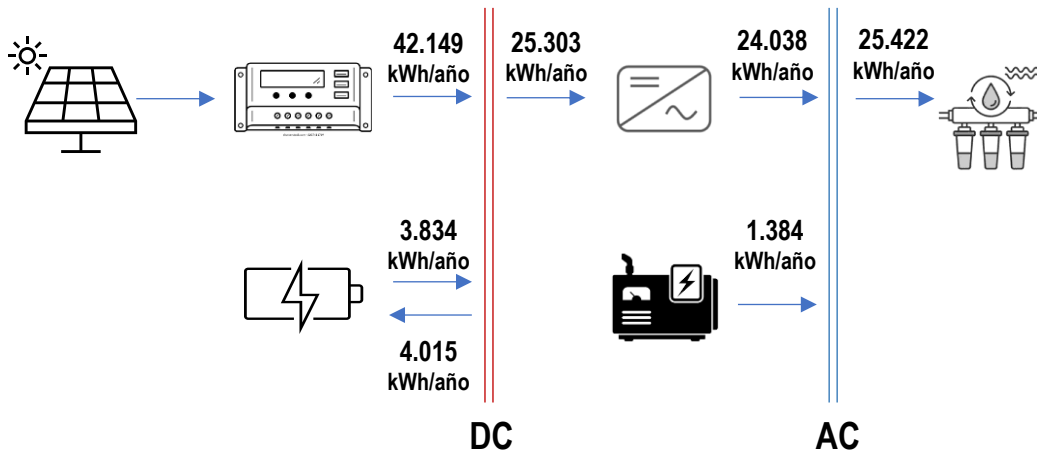


Figura 21 - Flujo anual de energía del sistema híbrido (Escenario 3A, en kWh/año). Fuente: Elaboración propia.

El Escenario 3A, con el nuevo Perfil Óptimo Ajustado, presenta mejoras frente al Escenario 3 en términos de integración renovable. La fracción de energía renovable se incrementa del 96 % al 97 %, reflejando un mejor aprovechamiento del recurso solar gracias al nuevo perfil de operación. El exceso de electricidad relativo se reduce del 40 % al 38 %, lo que indica una mejor sincronización entre la generación y el consumo energético. Aunque las horas de operación del generador aumentan ligeramente (de 409 a 509 h/año), el consumo de combustible disminuye y su participación energética sigue siendo marginal.

5.3.5. Indicadores operacionales del Escenario 3A.

A continuación, se presentan los principales indicadores operacionales del Escenario 3A, enfocados en la continuidad del suministro eléctrico, la producción de agua y el comportamiento del banco de baterías. Los resultados se resumen en la **Tabla 29** y **Figura 22**.

Tabla 29 - Indicadores operacionales obtenidos mediante simulación en Homer-Pro y otros cálculos. Escenario 3A.

PLANTA DESALINIZADORA	RESULTADO	UNIDADES
Demanda total de energía anual	25.422	kWh/año
Demanda energética no atendida en el año	0	kWh/año
Promedio diario de horas de operación en el año	14,67	[h/día]
Promedio diario de producción de agua intermedia en el año	8,60	[m ³ /día]
Promedio diario de producción de agua potable en el año	6,08	[m ³ /día]
Promedio diario de producción total de agua en el año	14,68	[m ³ /día]
Consumo específico promedio de energía anual	8,74	[kWh/m ³]
ESTADO DE CARGA BATERÍAS ION-LITIO	RESULTADO	UNIDADES
Distribución mensual	Figura 22	[% SoC]

El Escenario 3A muestra un desempeño operacional robusto, con una cobertura completa de la demanda energética de la planta. El promedio diario de operación alcanza 14,67 horas, lo que representa un aumento significativo respecto al Escenario 3 (8,67 h/día), favorecido por el perfil óptimo ajustado y la mayor disponibilidad renovable. Este incremento permite alcanzar un promedio diario de producción de agua durante el año de 14,68 m³/día, con un buen equilibrio entre agua intermedia (8,60 m³/día) y agua potable (6,08 m³/día). El consumo específico promedio de energía se mantiene en niveles aceptables (8,74 kWh/m³), considerando la ampliación de horarios y el aumento de volumen procesado.

La **Figura 22** muestra la distribución mensual del estado de carga (SoC) con buena estabilidad, sin indicios de sobrecarga ni agotamiento extremo, lo que sugiere una adecuada gestión del banco de baterías. En conjunto, estos resultados confirman que el Escenario 3A no solo mejora el uso de la energía disponible, sino que también permite una operación continua, estable y técnicamente sostenible de la planta desalinizadora.

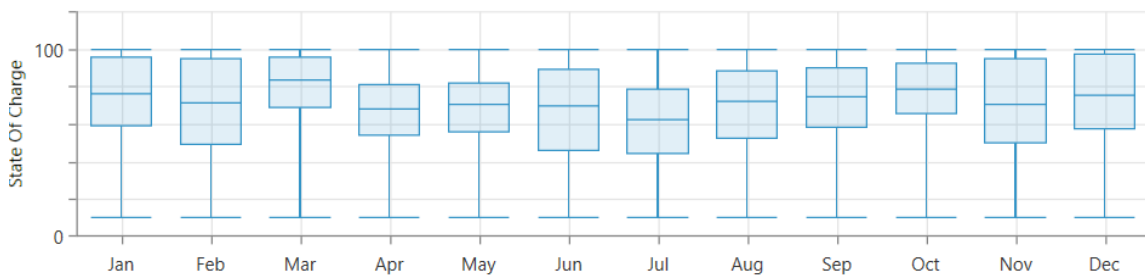


Figura 22 - Distribución mensual del estado de carga relativo de las baterías LFP. Simulación en HOMER-Pro para el Escenario 3A.

5.3.6. Indicadores económicos del Escenario 3A.

A continuación, se presentan los indicadores económicos del Escenario 3A. Estos permiten evaluar la inversión inicial, los costos operacionales y los costos nivelados de agua y energía proyectados en un horizonte de 25 años. Los resultados se resumen en la **Tabla 30**.

Tabla 30 - Resumen de costos acumulados de inversión, reposición y operación del sistema híbrido (Escenario 3A). Horizonte: 25 años.

ESTRUCTURA DE COSTOS	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	AÑO 25
Inversión inicial prorrateada	USD 5.451	USD 5.451	USD 5.451	USD 5.451	USD 5.451	USD 5.451
CAPEX overhaul generador	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
CAPEX reemplazo baterías	USD 0	USD 0	USD 0	USD 899	USD 899	USD 899
CAPEX reemplazo inversor	USD 0	USD 0	USD 0	USD 543	USD 543	USD 543
CAPEX nano-membranas	USD 0	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 2.094
CAPEX arena filtrante	USD 0	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 524
Total OPEX	USD 2.255	USD 2.255	USD 2.255	USD 2.255	USD 2.255	USD 2.255
Costo anual de producción	USD 7.706	USD 9.014	USD 9.014	USD 10.456	USD 10.456	USD 11.765
Costo nivelado del agua (USD/m ³)	USD 1,70					
Costo nivelado de la energía (USD/kWh)	USD 0,21					

El Escenario 3A muestra una mejora económica respecto al Escenario 3. A pesar de mantener la misma inversión inicial (USD 136.271), los costos operacionales anuales (OPEX) disminuyen de USD 2.369 a USD 2.255 influenciado principalmente por el menor consumo de combustible. Esta reducción operativa, aunque marginal, tiene impacto acumulado en el horizonte de 25 años.

El indicador económico más relevante es el costo nivelado del agua (LCOW), que se reduce significativamente de 3,21 USD/m³ a 1,70 USD/m³, lo que representa una mejora del 54 %. Esta disminución se debe principalmente al aumento sostenido en la producción diaria de agua, habilitado por la optimización del perfil de operación según las nuevas capacidades de generación y almacenamiento del sistema.

5.4. Comparación global de indicadores técnicos, energéticos y económicos por escenario.

En esta sección se presentan los resultados comparativos consolidados de los tres escenarios evaluados: configuración base con baterías de plomo-ácido (Escenario 1), sustitución directa por baterías de ion-litio (Escenario 2) y rediseño optimizado del sistema híbrido (Escenario 3 y su variante 3A). El propósito es identificar las principales diferencias en términos de desempeño y viabilidad económica.

El indicador clave de este estudio es el Costo Nivelado del Agua (LCOW), dado que representa el costo unitario de producción considerando todo el ciclo de vida del sistema. Junto con el LCOW, se analizan otros indicadores técnicos, operacionales, económicos y ambientales, los cuales permiten una evaluación comparativa integral de cada configuración. La **Tabla 31** sintetiza las principales diferencias entre los escenarios evaluados.

Tabla 31 – Resumen de indicadores técnicos, operacionales y económicos por escenario.

Componentes del Sistema	Unid.	ESC. 1	ESC. 2	ESC. 3	ESC. 3A
Potencia fotovoltaica instalada	kWp	16	16	30,2	30,2
Capacidad nominal del banco de baterías	kWh	48	51,2	41	41
Potencia generador diésel	kW	9,2	9,2	9,2	9,2
Química de baterías	n/a	OPzV	LFP	LFP	LFP
Vida útil de las baterías	años	15	15	15	15
Energía y Demanda	Unid.	ESC. 1	ESC. 2	ESC. 3	ESC. 3A
Producción total de energía del sistema híbrido	kWh/año	31.924	30.052	44.026	43.533
Demanda total de energía P. Desal.	kWh/año	25.391	25.381	25.192	25.422
Demanda energética no atendida	kWh/año	31,6	41,5	230	0
Consumo específico de energía P. Desal.	kWh/m ³	8,65	8,65	8,72	8,74
Rendimiento y Eficiencia	Unid.	ESC. 1	ESC. 2	ESC. 3	ESC. 3A
Fracción de energía renovable	%	70%	75%	96%	97%
Exceso de electricidad relativo	%	17%	10%	40%	38%
Generador y emisiones	Unid.	ESC. 1	ESC. 2	ESC. 3	ESC. 3A
Horas de operación	h/año	1.893	1.474	409	509
Consumo de combustible	L/año	3.153	2.515	637	532
Emisiones de CO ₂	kgCO ₂ /año	8.255	6.584	1.667	1.394
Costos	Unid.	ESC. 1	ESC. 2	ESC. 3	ESC. 3A
Inversión inicial	USD	107.354	108.746	136.271	136.271
CAPEX promedio anual	USD	2.093	2.065	1.891	1.891
OPEX promedio anual	USD	4.935	4.272	2.369	2.255
Costo nivelado del agua (LCOW)	USD/m ³	3,75	3,53	3,21	1,70
Costo nivelado de la energía (LCOE)	USD/kWh	0,34	0,34	0,21	0,21

El Escenario 1, correspondiente a la configuración base con baterías de plomo-ácido, presenta un uso intensivo del generador diésel (1.893 h/año y 3.153 L/año), junto con emisiones anuales elevadas (8.255 kgCO₂). Estos factores explican que, en comparación con los demás escenarios, se registren costos operacionales más altos. El Costo Nivelado del Agua (LCOW) alcanza los 3,75 USD/m³ y el Costo Nivelado de la Energía (LCOE) se sitúa en 0,34 USD/kWh. Aunque la demanda energética no atendida es marginal, la fracción de energía renovable se restringe al 70%, lo que limita la sostenibilidad general del sistema.

El Escenario 2, que reemplaza las baterías de plomo-ácido por tecnología de ion-litio, sin modificar el resto del sistema híbrido, logra una leve mejora económica: el LCOW baja a 3,53 USD/m³, gracias a una menor operación del generador (1.474 h/año, 2.515 L/año), mientras el LCOE se mantiene sin variaciones. El

OPEX se reduce a 4.272 USD/año, con una inversión inicial de 108.746 USD, valor similar al registrado en el Escenario 1. Se aprecia que la sustitución directa del banco de baterías ofrece beneficios limitados, ya que la fracción de energía renovable solo se incrementa hasta un 75.

El Escenario 3 incorpora una reconfiguración completa del sistema híbrido, aumentando la capacidad fotovoltaica a 30,2 kWp y optimizando el banco de baterías. Esto permite reducir las horas de operación del generador a 409 h/año, alcanzando una fracción renovable del 96%. Aunque la inversión inicial sube desde USD 107.354 a USD 136.271, el OPEX anual cae USD 4.935 a USD 2.369. Por otra parte, gracias a la mayor eficiencia operativa de esta configuración, se reducen el LCOW desde 3,75 USD/m³ a 3,21 USD/m³.

Finalmente, en el Escenario 3A, el cual surge como una variante optimizada del Escenario 3, los indicadores económicos presentan mejoras significativas: el LCOW desciende a 1,70 USD/m³, mientras que el LCOE baja a 0,21 USD/kWh, consolidando esta configuración como la más eficiente desde el punto de vista técnico-económico del estudio. Asimismo, la fracción renovable se eleva a un 97 % y las emisiones de CO₂ alcanzan su valor mínimo, con 1.394 kg/año, el más bajo entre todos los escenarios evaluados.

El análisis global de los resultados demuestra que una definición adecuada del perfil operacional de la planta desalinizadora, combinada con un dimensionamiento óptimo de los componentes del sistema híbrido, permite maximizar el aprovechamiento de los recursos renovables disponibles. En particular, el uso eficiente de la capacidad de generación fotovoltaica genera ventajas logísticas significativas en contextos de difícil accesibilidad, al reducir la dependencia del generador diésel, minimizar la frecuencia de transporte de combustible y evitar la necesidad de mantenimiento técnico especializado. Estas condiciones se traducen en un beneficio directo para las comunidades rurales, al

facilitar un acceso continuo, autónomo y seguro al agua potable mediante sistemas energéticos descentralizados.

5.5. Análisis de Sensibilidad del Escenario 3A

Los análisis de sensibilidad constituyen una herramienta esencial para evaluar la robustez y el desempeño de un sistema híbrido de generación frente a la variabilidad e incertidumbre de los parámetros críticos que afectan su funcionamiento.

Dada la naturaleza compleja y multifactorial de este tipo de sistemas, dicho análisis puede abordarse desde diversas dimensiones, considerando variables como el tipo de combustible utilizado para respaldo energético (diésel o gas), el estado de carga (SoC) y la profundidad de descarga (DoD) de las baterías, el costo unitario de los componentes principales (paneles fotovoltaicos, bancos de baterías, inversores, etc.), el precio del diésel, la tasa de descuento, el horizonte temporal del análisis económico, entre otros.

En este contexto, y con el objetivo de profundizar la comprensión del desempeño técnico-económico de la configuración asociada al Escenario 3A, previamente identificado como la alternativa de mejor rendimiento global, se focaliza el análisis de sensibilidad en cinco variables particularmente representativas e influyentes: **la capacidad instalada de generación fotovoltaica, el costo específico de las baterías de ion-litio, paneles fotovoltaicos, combustible diésel, y la tasa de descuento.** Estas variables fueron seleccionadas debido a su impacto directo en los costos totales del ciclo de vida y en la viabilidad técnico-económica del sistema.

5.5.1. Análisis de variación de la capacidad fotovoltaica en el Escenario 3A

Se realizó un análisis de sensibilidad en el Escenario 3A, evaluando el impacto de distintas capacidades fotovoltaicas sobre el desempeño del sistema. Esta elección se fundamenta en el rol central que cumple la potencia fotovoltaica en el balance energético del sistema, ya que determina la cantidad de energía renovable disponible, condiciona la frecuencia de operación del generador diésel y afecta directamente el comportamiento del sistema de almacenamiento.

La **Tabla 32** resume los resultados obtenidos al modelar ocho configuraciones con capacidades fotovoltaicas que varían entre 15 y 50 kWp, abarcando desde un sistema subdimensionado hasta uno considerablemente sobredimensionado en relación con la demanda de la planta desalinizadora.

En este análisis se mantuvieron constantes la capacidad del banco de baterías (41 kWh) y la potencia del generador diésel (9,2 kW), con el fin de aislar el efecto específico de la variación de capacidad fotovoltaica.

Tabla 32 – Análisis de sensibilidad técnico-económico del sistema híbrido según capacidad fotovoltaica instalada. Escenario 3A.

CAPACIDAD FOTOVOLTAICA	kWp	15	20	25	30,2	35	40	45	50
Número de Paneles	un.	34	45	56	68	79	90	101	112
Sistema PV Costo Aprox.	USD	32.553	43.404	54.255	65.540	75.957	86.808	97.659	108.510
Producción total de energía	kWh/año	27.726	30.890	37.018	43.798	50.236	57.031	63.872	69.912
Demanda total de energía Planta Desal.	kWh/año	25.422	25.422	25.422	25.422	25.422	25.422	25.422	25.422
Demanda energética no atendida	kWh/año	0	0	0	0	0	0	0	0
Exceso de electricidad	kWh/año	655	4.091	10.169	16.929	23.360	30.151	36.991	43.891
Producción de energía renovable	kWh/año	21.074	28.099	35.124	42.430	49.173	56.198	63.221	69.388
Fracción de demanda no atendida	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fracción de demanda Atendida	%	100	100	100	100	100	100	100	100
Fracción de exceso de electricidad	%	2,36	13,24	27,47	38,65	46,50	52,87	57,91	62,78
Fracción de energía renovable	%	76	91	95	97	98	99	99	99
Capacidad nominal banco baterías	kWh	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0
Número de baterías	un	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Costo de baterías	USD	9.885	9.885	9.885	9.885	9.885	9.885	9.885	9.885
Producción de energía genset	kWh/año	6.652	2.791	1.894	1.369	1.063	833	651	525
Producción de energía genset	%	26,17	10,98	7,45	5,39	4,18	3,28	2,56	2,07
Horas de operación genset	h/año	901	989	699	504	377	308	241	200
Consumo de combustible genset	L/año	2.089	1.062	729	527	405	321	251	204
Costo del combustible	USD/año	2.173	1.104	758	548	421	334	261	212
Emisiones de CO ₂ genset	kgCO ₂ /año	5.470	2.780	1.909	1.379	1.059	840	657	534
Estrategia de despacho genset	CC/LF	CC	LF	LF	LF	LF	LF	LF	LF
Costo nivelado del agua	USD/m ³	1,71	1,59	1,60	1,66	1,70	1,76	1,83	1,90
Costo nivelado de la energía	USD/kWh	0,33	0,27	0,23	0,20	0,18	0,16	0,15	0,15
Inversión inicial	USD	101.113	111.964	122.815	136.271	144.517	155.368	166.219	177.070
CAPEX promedio anual	USD	1.579	1.579	1.579	1.495	1.495	1.495	1.495	1.495
OPEX promedio anual	USD	3.879	2.811	2.465	2.255	2.128	2.041	1.968	1.919

Los resultados muestran que el intervalo entre 30 y 35 kWp, el sistema híbrido alcanza una fracción de energía renovable entre 97 % y 98 %, mientras que el uso del generador diésel disminuye significativamente, con cerca de 500 horas de operación anual y un consumo de combustible inferior a 550 litros por año. Esta menor dependencia del respaldo fósil permite reducir tanto los costos operativos como las emisiones de CO₂, que se sitúan por debajo de 1.400 kg/año. Al mismo tiempo, el sistema mantiene costos nivelados estables, con un LCOW entre 1,66 y 1,70 USD/m³, y un LCOE entre 0,18 y 0,20 USD/kWh, sin requerir incrementos desproporcionados ni la inversión inicial ni en los costos anuales promedio.

Por debajo de los 30 kWp, el sistema presenta una mayor dependencia del generador diésel, con cerca de 700 horas anuales de operación y una fracción renovable inferior al 95 %. Aunque con 20 kWp se alcanza el menor LCOW (1,59 USD/m³), esta configuración requiere al menos un mantenimiento mayor del generador (overhaul), lo que implica trasladar personal técnico especializado a una zona rural, incrementando los costos logísticos y el riesgo operativo. A partir de los 30 kWp, el sistema reduce significativamente el uso del generador, elimina la necesidad de overhaul y mejora la autonomía operativa.

El gráfico de la **Figura 23** muestra cómo el porcentaje de energía excedente crece de manera continua con el aumento de la potencia fotovoltaica, en paralelo con una reducción sostenida, pero progresivamente marginal a partir de los 30 kWp, en el uso del generador diésel. Se observa que, en torno a esa potencia, el exceso de electricidad alcanza aproximadamente un 39 %, valor que se encuentra dentro del rango considerado aceptable (20–40 %) por la literatura especializada para sistemas híbridos off-grid.

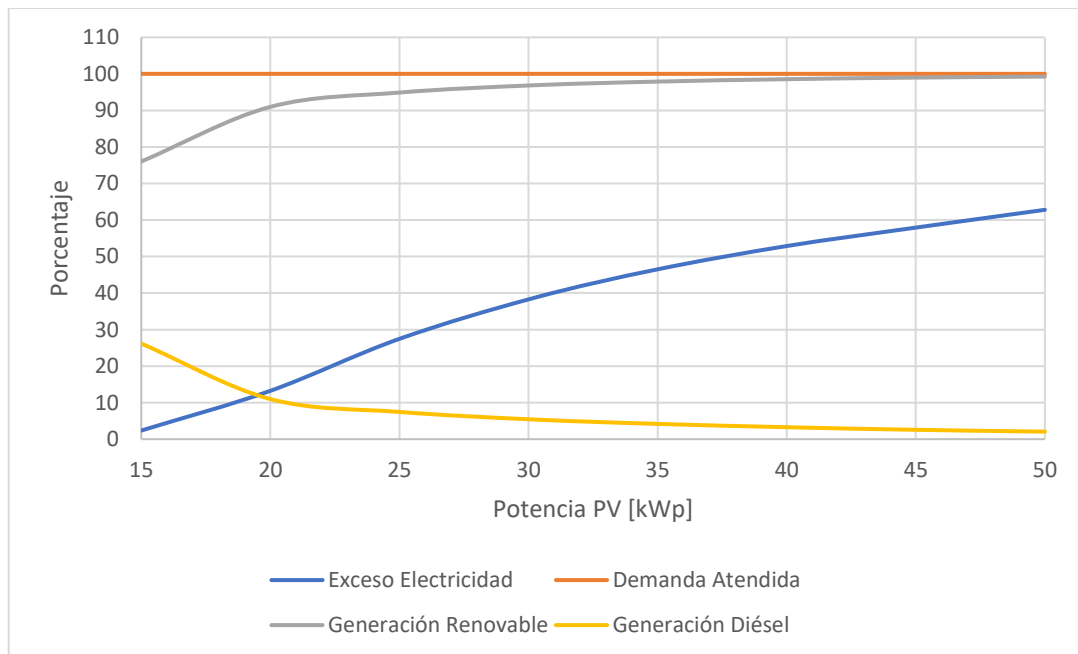


Figura 23 – Relación entre la capacidad fotovoltaica y el comportamiento energético del sistema híbrido (Energía renovable, excedente, diésel y demanda atendida).

El gráfico de la **Figura 24** muestra que el Costo Nivelado del Agua (LCOW) alcanza su valor mínimo en torno a los 20 kWp, tras lo cual comienza a aumentar progresivamente. Este comportamiento refleja una pérdida de eficiencia económica asociada al sobredimensionamiento del sistema fotovoltaico, donde el incremento en la inversión no se traduce en una reducción proporcional del costo por metro cúbico de agua producida.

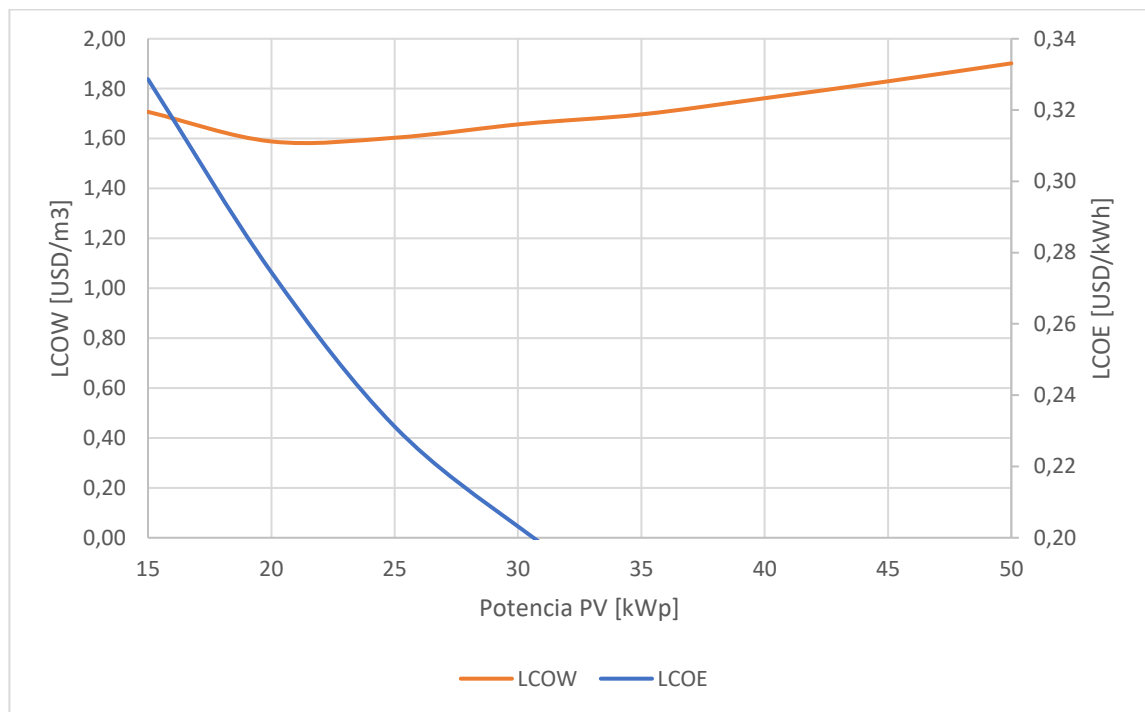


Figura 24 – Variación del LCOW y LCOE en función de la capacidad fotovoltaica instalada

En conjunto, los resultados del análisis de sensibilidad relacionado con la variación de capacidad fotovoltaica permiten identificar un rango de diseño técnicamente robusto y económicamente razonable en torno a los 30–35 kWp. En este intervalo, el sistema alcanza altos niveles de autonomía renovable, minimiza el uso del generador diésel y mantiene los indicadores económicos dentro de márgenes estables y sostenibles. Si bien la configuración de 20 kWp

presenta el menor LCOW (1,59 USD/m³), esta ventaja aparente se ve contrarrestada por una mayor dependencia del respaldo diésel, que requiere al menos un mantenimiento mayor (overhaul) durante el horizonte de análisis, con implicancias logísticas y operativas significativas en contextos rurales aislados.

Desde la perspectiva del Análisis de Sistemas Energéticos, el diseño óptimo no se define exclusivamente por un mínimo de costo económico puntual, sino por la convergencia de factores técnicos, económicos, logísticos y ambientales. En este sentido, las configuraciones cercanas a 30 kWp ofrecen un desempeño más equilibrado y adecuado a las condiciones reales de sectores rurales aislados.

5.5.2. Análisis de variación de precios de baterías, paneles fotovoltaicos y diésel en el Escenario 3A.

Este análisis de sensibilidad se aplicó sobre el Escenario 3A, identificado previamente como la configuración de mejor rendimiento técnico-económico dentro del estudio. El objetivo es evaluar cómo varía el Costo Nivelado del Agua (LCOW) ante cambios en los precios de componentes clave del sistema. Para ello, se consideraron distintos rangos de precios para baterías de ion-litio (USD/kWh), paneles fotovoltaicos (USD/kWp) y combustible diésel (USD/L). El ejercicio se desarrolló mediante la planilla base LCC elaborada específicamente para esta.

Los rangos utilizados en este análisis de sensibilidad fueron definidos a partir de información pública disponible en sitios web de distribuidores nacionales de baterías de litio y paneles fotovoltaicos, junto con datos oficiales del precio del diésel reportados en la plataforma Bencina en Línea de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Para evaluar el efecto individual de cada componente, se aplicó una variación por separado de cada variable, modificando uno de los parámetros a la vez y manteniendo fijos los demás. Esta estrategia permite observar el

comportamiento del Costo Nivelado del Agua (LCOW) frente a variaciones específicas de precios de componentes relevantes del sistema híbrido para desalinización.

En particular, se consideraron precios de baterías de ion-litio tipo LFP en un rango de 170 a 300 USD/kWh, paneles fotovoltaicos entre 250 y 500 USD/kWp, y combustible diésel entre 0,92 y 1,15 USD/L. Las fuentes específicas utilizadas para definir estos rangos se presentan en la **Tabla A1** de los apéndices con el fin de asegurar la trazabilidad metodológica sin comprometer la neutralidad del documento ni asociar valores a proveedores específicos.

Los resultados del análisis de sensibilidad se resumen en la **Tabla 33**, donde se observa el comportamiento del LCOW frente a las variaciones de cada variable en los rangos definidos.

Tabla 33 - Análisis de sensibilidad del LCOW en el Escenario 3A ante variaciones en los costos específicos de baterías, paneles fotovoltaicos y combustible diésel.

Costo baterías USD/kWh	300	280	260	250	241	224	206	188	170
LCOW USD/m3	1,68	1,67	1,66	1,66	1,66	1,65	1,65	1,64	1,64
Costo Paneles USD/kWp	500	482	462	442	422	380	335	290	250
LCOW USD/m3	1,68	1,67	1,67	1,66	1,66	1,65	1,64	1,63	1,62
Costo Diésel USD/L	1,15	1,1	1,09	1,07	1,04	1	0,98	0,95	0,92
LCOW USD/m3	1,67	1,66	1,66	1,66	1,66	1,65	1,65	1,65	1,65

Los resultados del análisis de sensibilidad respecto a los precios de baterías, paneles fotovoltaicos y combustible diésel muestran que el Costo Nivelado del Agua (LCOW) presenta una variación acotada frente a estos cambios. Por

ejemplo, una reducción del 43,3 % en el precio de las baterías (de 300 a 170 USD/kWh) genera una disminución del LCOW de 2,38 %. En el caso de los paneles fotovoltaicos, una reducción del 50 % en su precio unitario produce una variación de -3,57 %, mientras que, para el diésel, evaluado en un rango de 1,15 a 0,92 USD/L, la variación alcanza apenas un -1,20 %.

Este comportamiento se relaciona con la baja participación relativa de estos componentes en la inversión total del sistema combinado planta desalinizadora–sistema híbrido. En el Escenario 3A, las baterías LFP representan un 7,25 % y los paneles fotovoltaicos un 9,38 % del costo total de inversión inicial. En cuanto al combustible diésel, su influencia es marginal debido al alto grado de penetración renovable del sistema (97%) y a la baja frecuencia de uso del generador, propia de una configuración energéticamente optimizada.

En este contexto, el análisis evidencia que la variación de precios de componentes individuales tiene un efecto bajo a moderado sobre el LCOW, y que el factor más determinante es la coherencia entre el perfil de operación de la planta y el diseño del sistema híbrido. Un claro ejemplo de ello es la reducción del LCOW observada al redefinir el perfil operativo entre los Escenarios 3 y 3A, donde el valor disminuyó en un 47 %, sin requerir un aumento en la inversión inicial, gracias a un mejor aprovechamiento de la capacidad fotovoltaica instalada.

5.5.3. Análisis de variación de la tasa de descuento en el Escenario 3A

La tasa de descuento es un parámetro clave en los análisis de evaluación económica, ya que incide directamente en el valor presente de los costos y beneficios futuros del sistema.

En este estudio, el análisis de sensibilidad se aplicó al Escenario 3A, utilizando la planilla base LCC como herramienta de cálculo. Para ello, se ajustaron distintos valores de la tasa de descuento, manteniendo constantes las demás variables del modelo, con el fin de evaluar su impacto sobre el Costo Nivelado del Agua (LCOW). Los resultados se presentan en la

Tabla 34.

Para el análisis de sensibilidad, se definió un rango entre 6 % y 10 %, siguiendo recomendaciones de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), que propone una tasa real del 6 % para países OCDE y del 8 % para el resto del mundo (IRENA, 2024). Este rango fue ampliado hasta 10 % para representar eventuales escenarios de mayor riesgo financiero.

Tabla 34 - Análisis de sensibilidad del LCOW en el Escenario 3A ante variaciones en la tasa de descuento

Tasa de Descuento (%)	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10
LCOW USD/m ³	1,67	1,67	1,67	1,66	1,66	1,66	1,65	1,65	1,65

El análisis de sensibilidad del Costo Nivelado del Agua (LCOW) frente a variaciones en la tasa de descuento revela una baja sensibilidad del indicador dentro del rango del 6 % al 10 %, con una variación relativa de apenas 1,20 %.

Esta estabilidad se relaciona con la estructura de costos del sistema, en la cual los gastos operativos recurrentes y las reposiciones periódicas de componentes

representan una proporción relevante del costo total a valor presente. Aunque la inversión inicial constituye el desembolso más significativo en un solo momento, los costos distribuidos a lo largo del tiempo adquieren un peso sustancial en la economía general del proyecto, especialmente al considerar su recurrencia y su ocurrencia en los primeros años del horizonte de análisis.

6. PRINCIPALES APORTES DE LA INVESTIGACIÓN

Esta investigación contribuye significativamente al conocimiento científico, técnico y metodológico en el diseño y evaluación de sistemas híbridos de generación off-grid para desalinización en contextos rurales aislados, con un enfoque en la tecnología de nanofiltración. Desde la perspectiva del Análisis de Sistemas Energéticos, se identifican tres aportes principales:

Aporte científico-tecnológico

La tesis aborda una brecha en la literatura sobre nanofiltración off-grid, al aportar evidencia cuantitativa sobre el desempeño de configuraciones híbridas en plantas de pequeña escala. A diferencia de estudios centrados en ósmosis inversa, se analiza cómo el diseño del sistema de generación y el perfil de operación inciden directamente en el costo de producción de agua. Los resultados fortalecen el conocimiento técnico y científico aplicado a soluciones hídricas sostenibles para comunidades rurales vulnerables con acceso limitado a energía.

Aporte metodológico:

Se desarrolló un enfoque replicable que integra datos empíricos, simulaciones horarias con HOMER-Pro, estimaciones del Costo del Ciclo de Vida (LCC) y análisis de sensibilidad. Esta metodología permite evaluar y comparar distintas configuraciones bajo condiciones reales de operación, con una estructura

secuencial e iterativa que facilita la optimización progresiva del diseño. Su flexibilidad la hace aplicable a otras tecnologías de membrana, como la ósmosis inversa, siempre que se disponga de parámetros técnicos representativos.

Aporte aplicado:

A través del caso de estudio de la planta desalinizadora de Cobquecura, se validó una estrategia de rediseño que combinó la sustitución de baterías de plomo-ácido por ion-litio, el aumento de capacidad fotovoltaica y la optimización del perfil de operación. Esta configuración permitió reducir el consumo de diésel en más de un 80%, aumentar la fracción renovable al 95% y disminuir el LCOW en un 55%, demostrando que decisiones de diseño bien fundamentadas pueden traducirse en mejoras sustantivas en sostenibilidad, autonomía operativa y costo de producción de agua.

7. CONCLUSIONES

Esta tesis evaluó el impacto de distintas configuraciones de un sistema híbrido off-grid sobre la disponibilidad y estabilidad del suministro eléctrico, así como en su desempeño económico, con énfasis en el Costo Nivelado del Agua (LCOW), en una planta desalinizadora con tecnología de nanofiltración (NF) ubicada en un contexto rural aislado.

En su configuración actual (Escenario 1), la planta opera con una fracción renovable del 70 % y un LCOW de 3,75 USD/m³, valor consistente con la literatura para plantas SSD con nanofiltración, aunque superior al mínimo reportado de 2,26 USD/m³. Esta brecha de eficiencia justifica evaluar mejoras en el diseño del sistema. Además, se requieren 3.153 L de diésel al año para cumplir el perfil operativo, lo que refleja una alta dependencia de combustibles fósiles y plantea desafíos logísticos y de mantenimiento técnico en contextos rurales aislados.

En el Escenario 2, la incorporación de baterías de ion-litio (LFP) permitió reducir el LCOW a 3,53 USD/m³ con una inversión moderada respecto al caso base. No obstante, la fracción renovable solo se incrementó al 75% y la dependencia del generador diésel se mantuvo, limitando las mejoras en autonomía y sostenibilidad.

El rediseño del sistema híbrido propuesto en el Escenario 3 implicó duplicar la capacidad fotovoltaica instalada. Esta configuración logró una fracción renovable del 95 %, una reducción del consumo de diésel del 80 %, y una disminución del LCOW del 14,4 %, a cambio de un incremento del 27 % en la inversión inicial. Este resultado demuestra que, si bien la expansión de la capacidad renovable mejora el desempeño global del sistema, la optimización del perfil de operación resulta clave para maximizar dichos beneficios.

El Escenario 3A, que incorpora un perfil operativo ajustado al rediseño tecnológico, evidenció un desempeño significativamente superior: el LCOW se redujo a 1,66 USD/m³, por debajo de los valores mínimos reportados en la literatura. Además, se alcanzó una operación autónoma del sistema, con un uso reducido del generador diésel (509 horas/año) y un consumo específico de energía de 8,74 kWh/m³, dentro de los rangos aceptables para plantas NF [13,55 kWh/m³ para SSD].

Desde una perspectiva socioambiental, esta investigación aporta evidencia concreta para el diseño de soluciones sostenibles de acceso al agua en comunidades rurales aisladas. La reducción en el uso de diésel no solo disminuye las emisiones de CO₂, sino que también reduce los riesgos logísticos, simplifica el mantenimiento, y fortalece la seguridad hídrica al eliminar la dependencia de camiones aljibe, cuyo costo por metro cúbico supera ampliamente los valores obtenidos en este estudio.

En conjunto, los resultados permiten confirmar la hipótesis planteada. El rediseño del sistema híbrido permitió una reducción del LCOW del 14,4 % entre los Escenarios 1 y 3. Posteriormente, la optimización del perfil de operación (Escenario 3A) amplió esta mejora hasta un 54 %, demostrando que el ajuste entre diseño tecnológico y estrategia operativa tiene un efecto decisivo sobre la eficiencia, autonomía y sostenibilidad de sistemas off-grid de desalinización.

8. TRABAJOS FUTUROS

El presente estudio da lugar a diversas líneas de investigación complementarias, orientadas a validar, escalar y extender la aplicabilidad del enfoque desarrollado, entre las cuales se destacan:

- Implementar un proyecto piloto del sistema optimizado, con el fin de validar empíricamente los modelos y calibrar parámetros de rendimiento real.
- Analizar la escalabilidad del sistema, evaluando la adaptabilidad de la metodología frente a demandas mayores o configuraciones multietapa.
- Evaluar el impacto ambiental mediante un enfoque de Análisis de Ciclo de Vida (LCA), considerando todo el proceso desde la producción hasta la disposición final de los componentes.
- Integrar fuentes renovables complementarias, como la energía eólica, aprovechando su baja huella de carbono y su disponibilidad local en ciertas zonas.
- Desarrollar un software especializado que integre el dimensionamiento de plantas de nanofiltración con el diseño de sistemas híbridos off-grid.
- Evaluar una estrategia de operación por lotes, alternando las etapas de nanofiltración entre días en lugar de operarlas simultáneamente durante una jornada.

9. BIBLIOGRAFÍA

- Ahmed, F. E., Hashaikh, R., & Hilal, N. (2019). Solar powered desalination – Technology, energy and future outlook. In *Desalination* (Vol. 453, pp. 54–76). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2018.12.002>
- Alavi, O., Kaaya, I., De Jong, R., De Ceuninck, W., & Daenen, M. (2024). Assessing the impact of PV panel climate-based degradation rates on inverter reliability in grid-connected solar energy systems. *Heliyon*, 10(3). <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e25839>
- Al-Buraiki, A. S., Al-Sharafi, A., & Antar, M. A. (2024). Excess energy recovery from a stand-alone PV system for freshwater production using RO unit: Techno-economic analysis. *Desalination*, 586. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2024.117824>
- Ali Sadat, S., Takahashi, J., & Pearce, J. M. (2023). A Free and open-source microgrid optimization tool: SAMA the solar alone Multi-Objective Advisor. *Energy Conversion and Management*, 298. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117686>
- Alkhadra, M. A., Gao, T., Conforti, K. M., Tian, H., & Bazant, M. Z. (2020). Small-scale desalination of seawater by shock electrodialysis. *Desalination*, 476. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2019.114219>
- Alvarez-Garretón, C., Boisier, J. P., Blanco, G., Billi, M., Nicolas-Artero, C., Maillet, A., Aldunce, P., Urrutia-Jalabert, R., Muñoz, A., Zambrano-Bigiarnini, M., Guevara, G., Galleguillos, M., Christie, D., Marinao, R., & Garreud, R. (2023). *Seguridad Hídrica en Chile: Caracterización y Perspectivas de Futuro. Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia CR2,(ANID/FONDAP/1522A0001), 72 pp.* www.cr2.cl/seguridadhidrica
- Amole, A. O., Owosibo, R. A., Adewuyi, O. B., Oladipo, S., & Imarhiagbe, N. O. (2024). Comparative analysis of control strategies for solar photovoltaic/diesel power system for stand-alone applications. *Renewable Energy*, 226. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119717>
- Artaş, S. B., Kocaman, E., Bilgiç, H. H., Tutumlu, H., Yağlı, H., & Yumrutaş, R. (2023). Why PV panels must be recycled at the end of their economic life span? A case study on recycling together with the global situation. *Process Safety and Environmental Protection*, 174, 63–78. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2023.03.053>
- Baidya, H., Rahman Zisan, M. T., Alif, A. Z., Ahmed, A., Hasan, M., & Chowdhury, N. U. R. (2025). Techno-Economic Comparative analysis of hybrid renewable energy systems optimization considering Off-Grid remote area electrification in Bangladesh. *Energy Conversion and Management: X*, 26. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.101004>
- Baidya, H., Tarak, M., Zisan, R., Alif, Z., Ahmed, A., Hasan, M., Chowdhury, N.-U.-R., Baidya, H., Rahman Zisan, M. T., Alif, A. Z., Ahmed, A., Hasan, M., & Chowdhury, N.-U. (2025). Techno-Economic Comparative analysis of hybrid renewable energy systems optimization

- considering Off-Grid remote area electrification in Bangladesh. *Energy Conversion and Management*. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.101004>
- Bamisile, O., Cai, D., Adun, H., Dagbasi, M., Ukwuoma, C. C., Huang, Q., Johnson, N., & Bamisile, O. (2024). Towards Renewables Development: Review of Optimization Techniques for Energy Storage and Hybrid Renewable Energy Systems. *Heliyon*, e37482. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e37482>
- Beltran, H., Ayuso, P., & Pérez, E. (2020). Lifetime Expectancy of Li-Ion Batteries used for Residential Solar Storage. *Energies*, 13(3). <https://doi.org/10.3390/en13030568>
- Berrabah, M., Benyahia, K., Zerfa, A., & Bouabdesselam, H. (2023). Feasibility of using Nanofiltration Membranes to delay Reverse Osmosis Membrane fouling and to reduce energy consumption (BWC desalination plant). *Journal of Water and Environmental Nanotechnology*, 8(4), 384–395. <https://doi.org/10.22090/JWENT.2023.04.005>
- Bunds Schuh, J., Kaczmarczyk, M., Ghaffour, N., & Tomaszewska, B. (2021). State-of-the-art of renewable energy sources used in water desalination: Present and future prospects. In *Desalination* (Vol. 508). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2021.115035>
- Chaurasia, R., Gairola, S., & Pal, Y. (2022). Technical, economic, and environmental performance comparison analysis of a hybrid renewable energy system based on power dispatch strategies. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 53. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102787>
- Colciaghi, R., Simonetti, R., Molinaroli, L., Binotti, M., & Manzolini, G. (2022a). Levelized cost of water assessment for small-scale desalination plant based on forward osmosis process. *Energy Conversion and Management*, 271. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116336>
- Colciaghi, R., Simonetti, R., Molinaroli, L., Binotti, M., & Manzolini, G. (2022b). Levelized cost of water assessment for small-scale desalination plant based on forward osmosis process. *Energy Conversion and Management*, 271. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116336>
- Curto, D., Franzitta, V., & Guercio, A. (2021). A review of the water desalination technologies. In *Applied Sciences (Switzerland)* (Vol. 11, Issue 2, pp. 1–36). MDPI AG. <https://doi.org/10.3390/app11020670>
- Dominković, D. F., Weinand, J. M., Scheller, F., D'Andrea, M., & McKenna, R. (2022). Reviewing two decades of energy system analysis with bibliometrics. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 153). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111749>
- Dufo-López, R., Cortés-Arcos, T., Artal-Sevil, J. S., & Bernal-Agustín, J. L. (2021). Comparison of lead-acid and li-ion batteries lifetime prediction models in stand-alone photovoltaic

- systems. *Applied Sciences (Switzerland)*, 11(3), 1–16.
<https://doi.org/10.3390/app11031099>
- European Desalination Society. (2025). *Desalination for the Environment: Clean Water and Energy BOOK OF ABSTRACTS CONTENTS*.
- Evro, S., Ajumobi, A., Mayon, D., & Tomomewo, O. S. (2024). Navigating battery choices: A comparative study of lithium iron phosphate and nickel manganese cobalt battery technologies. *Future Batteries*, 4, 100007. <https://doi.org/10.1016/j.fub.2024.100007>
- Fathollahi, A., & Coupe, S. J. (2021). Life cycle assessment (LCA) and life cycle costing (LCC) of road drainage systems for sustainability evaluation: Quantifying the contribution of different life cycle phases. *Science of the Total Environment*, 776.
<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.145937>
- Fatima, A., Khan, F. U., Hussain, M., & Malik, R. N. (2025). Sustainability assessment of home textiles made of recycled PET fibre using life cycle assessment and life cycle costing analyses. *Science of the Total Environment*, 982.
<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2025.179652>
- Ghosal, P., Sahu, S., Patel, H., & Ghosal, P. S. (2025). A comprehensive review on desalination using membrane-based technologies in India: A bibliometric analysis and meta-analysis. In *Desalination* (Vol. 598). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2024.118418>
- Gutierrez, J., Merino, G., Lara, D., Borquez, R., & Romero, N. (2025). Cost determination of water production in a nanofiltration desalination plant powered by a hybrid renewable energy system. Case study of Cobquecura, Chile. *Cleaner Energy Systems*, 10.
<https://doi.org/10.1016/j.cles.2025.100176>
- Huang, Z., Yuan, X., & Liu, X. (2021). The key drivers for the changes in global water scarcity: Water withdrawal versus water availability. *Journal of Hydrology*, 601.
<https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2021.126658>
- IRENA. (2024). *Renewable power generation costs in 2023, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi*. www.irena.org
- Ismail, M. S., Moghavvemi, M., Mahlia, T. M. I., Muttaqi, K. M., & Moghavvemi, S. (2015). Effective utilization of excess energy in standalone hybrid renewable energy systems for improving comfort ability and reducing cost of energy: A review and analysis. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 42, pp. 726–734). Elsevier Ltd.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.051>
- Iván Raúl Cristóbal Monreal. (2020). *Optimización de sistemas híbridos aislados alimentados con fuentes renovables de energía*. Universidad de Zaragoza.
- JA Solar. (2024). *Datasheet Panel Fotovoltaico JAM78S10-445/MR*. www.jasolar.com

- Jasper, F. B., Späthe, J., Baumann, M., Peters, J. F., Ruhland, J., & Weil, M. (2022). Life cycle assessment (LCA) of a battery home storage system based on primary data. *Journal of Cleaner Production*, 366. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.132899>
- Jeyaraj, T., Ponnusamy, A., & Selvaraj, D. (2025). Hybrid renewable energy systems stability analysis through future advancement technique: A review. *Applied Energy*, 383. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.125355>
- Juan Astudillo, J. F. J. H. D. J. I. J. M. L. C. L. C. L. de L. J. R. J. V. (2020). *Sistemas de Almacenamiento con Energía Solar Fotovoltaica en Chile*. <https://www.4echile.cl/proyectos/nama/>
- Jufri, F. H., Aryani, D. R., Garniwa, I., & Sudiarto, B. (2021). Optimal battery energy storage dispatch strategy for small-scale isolated hybrid renewable energy system with different load profile patterns. *Energies*, 14(11). <https://doi.org/10.3390/en14113139>
- Kariman, H., Shafieian, A., & Khiadani, M. (2023a). Small scale desalination technologies: A comprehensive review. In *Desalination* (Vol. 567). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2023.116985>
- Kariman, H., Shafieian, A., & Khiadani, M. (2023b). Small scale desalination technologies: A comprehensive review. In *Desalination* (Vol. 567). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2023.116985>
- Kettani, M., & Bandelier, P. (2020). *Techno-economic assessment of solar energy coupling with large-scale desalination plant: The case of Morocco Techno-economic assessment of solar energy coupling with large-scale desalination plant: The case of Morocco Techno-economic assessment of solar energy coupling with large-scale desalination plant: The case of Morocco* *ARTICLE INFO*. 494, 114627. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2020.114627>
- Khalafian, F., Iliäee, N., Diakina, E., Parsa, P., Alhaider, M. M., Masali, M. H., Pirouzi, S., & Zhu, M. (2024). Capabilities of compressed air energy storage in the economic design of renewable off-grid system to supply electricity and heat costumers and smart charging-based electric vehicles. *Journal of Energy Storage*, 78. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109888>
- Mostafaeipour, A., Qolipour, M., Rezaei, M., & Babae-Tirkoläee, E. (2019). Investigation of off-grid photovoltaic systems for a reverse osmosis desalination system: A case study. *Desalination*, 91–103. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2018.03.007>
- Muller, D. C., Selvanathan, S. P., Cuce, E., & Kumarasamy, S. (2023). Hybrid solar, wind, and energy storage system for a sustainable campus: A simulation study. *Science and Technology for Energy Transition (STET)*, 78. <https://doi.org/10.2516/stet/2023008>

- Nicolas-Artero, C., Fuster-Farfán, X., & Malhue-Huaico, A. (2025). Interconnected water scarcities and environmental amenities migration in rural Chile. *Journal of Rural Studies*, 113. <https://doi.org/10.1016/j.jrurstud.2024.103502>
- Nurjanah, I., Chang, T. T., You, S. J., Huang, C. Y., & Sean, W. Y. (2024). Reverse osmosis integrated with renewable energy as sustainable technology: A review. In *Desalination* (Vol. 581). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2024.117590>
- ONU, G. M. del S. de las N. U. (SNU) en C. (2021). *Escasez hídrica en Chile: desafíos pendientes*. <https://chile.un.org/>
- Padhamnath, P., Nalluri, S., Kuśmierczyk, F., Kopyściański, M., Karbowniczek, J., Koziel, T., Leow, S. W., & Reindl, T. (2025). Development of PV panel recycling process enabling complete recyclability of end-of-life silicon photovoltaic panels. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 286. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2025.113571>
- Petrillo, A., De Felice, F., Jannelli, E., Autorino, C., Minutillo, M., & Lavadera, A. L. (2016). Life cycle assessment (LCA) and life cycle cost (LCC) analysis model for a stand-alone hybrid renewable energy system. *Renewable Energy*, 95, 337–355. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.04.027>
- Pizarro Francisco. (2013). *Evaluación de un sistema piloto de desalinización de agua de mar*. Universidad de Concepción.
- Poirier, K., Lotfi, M., Garg, K., Patchigolla, K., Anthony, E. J., Faisal, N. H., Mulgundmath, V., Sahith, J. K., Jadhawar, P., Koh, L., Morosuk, T., & Al Mhanna, N. (2023). A comprehensive review of pre- and post-treatment approaches to achieve sustainable desalination for different water streams. In *Desalination* (Vol. 566). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2023.116944>
- Quan, J., Zhao, S., Song, D., Wang, T., He, W., & Li, G. (2022). Comparative life cycle assessment of LFP and NCM batteries including the secondary use and different recycling technologies. *Science of the Total Environment*, 819. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.153105>
- Rakib, M. W., Munna, A. H., Farooq, T., Boker, A., & He, M. (2024). Enhancing Grid Stability and Sustainability: Energy-Storage-Based Hybrid Systems for Seamless Renewable Integration. *European Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, 8(3), 1–8. <https://doi.org/10.24018/ejece.2024.8.3.618>
- Ramesh, M., & Saini, R. P. (2020). Dispatch strategies based performance analysis of a hybrid renewable energy system for a remote rural area in India. *Journal of Cleaner Production*, 259. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120697>
- Roy, D., Wang, R., Roy, S., Smallbone, A., & Roskilly, A. P. (2024). Hybrid renewable energy systems for sustainable power supply in remote location: Techno-economic and

- environmental assessment. *Energy Conversion and Management: X*, 24. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2024.100793>
- Silinto, B. F., van der Laag Yamu, C., Zuidema, C., & Faaij, A. P. C. (2025). Hybrid renewable energy systems for rural electrification in developing countries: A review on energy system models and spatial explicit modelling tools. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 207, 114916. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114916>
- Tasneem, O., Tasneem, H., & Xian, X. (2025). Lithium-ion Battery Technologies for Grid-scale Renewable Energy Storage. *Next Research*, 2(2), 100297. <https://doi.org/10.1016/j.nexres.2025.100297>
- Tchokomani Moukam, T. D., Sugawara, A., Li, Y., & Bello, Y. (2025). An Evaluation of the Power System Stability for a Hybrid Power Plant Using Wind Speed and Cloud Distribution Forecasts. *Energies*, 18(6). <https://doi.org/10.3390/en18061540>
- Tezer, T., Yaman, R., & Yaman, G. (2017a). Evaluation of approaches used for optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 73, pp. 840–853). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.118>
- Tezer, T., Yaman, R., & Yaman, G. (2017b). Evaluation of approaches used for optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 73, pp. 840–853). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.118>
- UL Solutions. (2025a). *Welcome to HOMER*. <https://support.ul-renewables.com/homer-manuals-pro/index.html>
- UL Solutions. (2025b, January 26). *HOMER-Pro. Software de diseño de sistemas híbridos de generación renovable y distribuida*. <https://homerenergy.com/products/pro/index.html>
- Ultracell. (2023). *Datasheet Bateries OPzV1000-2*. www.ultracell.co.uk
- U.S. Department of Energy. (2025a, March 6). *Grid-Connected Renewable Energy Systems | Department of Energy*. <https://www.energy.gov/energysaver/grid-connected-renewable-energy-systems>
- U.S. Department of Energy. (2025b, March 6). *Off-Grid or Stand-Alone Renewable Energy Systems | Department of Energy*. <https://www.energy.gov/energysaver/grid-or-stand-alone-renewable-energy-systems>
- Vaziri Rad, M. A., Kasaeian, A., & mahian, O. (2024). Evaluation of stand-alone hybrid renewable energy system with excess electricity minimizer predictive dispatch strategy. *Energy Conversion and Management*, 299. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117898>
- Vaziri Rad, M. A., Kasaeian, A., Niu, X., Zhang, K., & Mahian, O. (2023). Excess electricity problem in off-grid hybrid renewable energy systems: A comprehensive review from

challenges to prevalent solutions. In *Renewable Energy* (Vol. 212, pp. 538–560). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.05.073>

Victron Energy. (2021). *Manual Inversor/cargador MultiPlus-II*. www.victronenergy.com.es

Victron Energy. (2023). *Datasheet charge controller Victron MPPT 250V/100A*. www.victronenergy.com.es

Victron Energy. (2024a). *Datasheet BMV-700*. www.victronenergy.com.es

Victron Energy. (2024b). *Datasheet Cerbo GX*. www.victronenergy.com.es

Yadav, D., Karki, S., & Ingole, P. G. (2022). Current advances and opportunities in the development of nanofiltration (NF) membranes in the area of wastewater treatment, water desalination, biotechnological and pharmaceutical applications. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 10(4). <https://doi.org/10.1016/j.jece.2022.108109>

Yudhistira, R., Khatiwada, D., & Sanchez, F. (2022). A comparative life cycle assessment of lithium-ion and lead-acid batteries for grid energy storage. *Journal of Cleaner Production*, 358. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.131999>

Zhao, T., Mahandra, H., Marthi, R., Ji, X., Zhao, W., Chae, S., Traversy, M., Li, W., Yu, F., Li, L., Choi, Y., Ghahreman, A., Zhao, Z., Zhang, C., Kang, Y., Lei, Y., & Song, Y. (2024). An overview on the life cycle of lithium iron phosphate: synthesis, modification, application, and recycling. In *Chemical Engineering Journal* (Vol. 485). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2024.149923>

10. ANEXOS

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC					
TYPE	JAM78S10 -435/MR	JAM78S10 -440/MR	JAM78S10 -445/MR	JAM78S10 -450/MR	JAM78S10 -455/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	435	440	445	450	455
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	52.73	53.00	53.31	53.58	53.87
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	44.50	44.87	45.18	45.51	45.83
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.40	10.44	10.48	10.52	10.56
Maximum Power Current(Imp) [A]	9.78	9.81	9.85	9.89	9.93
Module Efficiency [%]	20.0	20.3	20.5	20.7	21.0
Power Tolerance	0~+5W				
Temperature Coefficient of Isc(α_{Isc})	+0,044%/°C				
Temperature Coefficient of Voc(β_{Voc})	-0,272%/°C				
Temperature Coefficient of Pmax(γ_{Pmp})	-0.350%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G				

Figura A1 - Parámetros eléctricos de los paneles fotovoltaicos JAM78S10-445/MR. Fuente: Ficha técnica del equipo descargada desde www.jasolar.com

Controlador de carga SmartSolar con interfaz VE.Can.	250/70	250/85	250/100
Tensión de la batería	Selección automática 12/24/48 V (36 V manual)		
Corriente de carga nominal	70 A	85 A	100 A
Potencia FV nominal, 12 V 1a,b)	1000 W	1200 W	1450 W
Potencia FV nominal, 24 V 1a,b)	2000 W	2400 W	2900 W
Potencia FV nominal, 36 V 1a,b)	3000 W	3600 W	4350 W
Potencia FV nominal, 48 V 1a,b)	4000 W	4900 W	5800 W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	35 A (máx. 30 A por conector MC4)	70 A (máx. 30 A por conector MC4)	
Tensión máxima del circuito abierto FV	250 V máximo absoluto en las condiciones más frías 245 V en arranque y funcionando al máximo		
Eficacia máxima	99 %		
Autoconsumo	Menos de 35 mA a 12 V / 20 mA a 48 V		
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V (regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)		
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V (regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)		
Tensión de carga de "ecualización»	Valores predeterminados: 16,2 V / 32,4 V / 48,6 V / 64,8 V (regulable)		
Algoritmo de carga	adaptativa multietapas (ocho algoritmos preprogramados) o algoritmo definido por el usuario		
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C		
Protección	Polaridad inversa FV/Cortocircuito de salida/Sobretensión		
Temperatura de trabajo	De -30 a +60 °C (potencia nominal completa hasta los 40 °C)		
Humedad	95 %, sin condensación		
Altitud máxima	5.000 m (potencia nominal completa hasta los 2.000 m)		
Condiciones ambientales	Para interiores, no acondicionados		
Grado de contaminación	PD3		
Comunicación de datos	VE.Can, VE.Direct y Bluetooth		
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)		
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA: 240 VCA / 4 A Capacidad nominal CC: 4 A hasta 35 VCC, 1 A hasta 60 VCC		
Funcionamiento en paralelo	Sí, funcionamiento sincronizado en paralelo con VE.Can (máx. 25 unidades) o Bluetooth (máx. 10 unidades)		

Figura A2 - Características técnicas del controlador de carga Victron SmartSolar MPPT 250V/100A. Fuente: Ficha técnica del equipo descargada desde www.victronenergy.com

Specifications		
	Nominal Voltage	2V
	Nominal Capacity (10HR)	1000.0AH
Terminal Type	Standard Terminal	F11
Container Material	Standard Option	ABS
	Flame Retardant Option (FR)	ABS (UL94:VO)
Rated Capacity	10hr, 1.80V/cell, 25°C	1000 AH/100.0A
	5hr, 1.75V/cell, 25°C	865 AH/ 173A
	3hr, 1.75V/cell, 25°C	762 A H/254A
	1hr, 1.67V/cell, 25°C	568 AH/568A
Max Discharge Current	8000A (5s)	
Internal Resistance	Approx 0.45m Ω	
Discharge Characteristics	Operating Temp. Range	Discharge: -20 ~ 55°C
		Charge: 0 ~ 40°C
		Storage: -20 ~ 50°C
	Cycle Use	Initial Charging Current less than 250.0A.Voltage 2.40V~2.50V at 20°C(68°F)Temp. Coefficient -5mV/°C
	Standby Use	No limit on Initial Charging Current Voltage 2.25V~2.30V at 20°C(68°F)Temp. Coefficient -3mV/°C
Capacity affect by Temperature	40°C	103%
	25°C	100%
	0°C	86%
Design Floating Life at 20°C	20 Years	
Self Discharge	Ultracell batteries may be stored for up to 6 months at 25°C(77°F) and then a refresh charge is required. For higher temperatures the time interval will be shorter.	

Figura A3 – Especificaciones técnicas de las baterías Ultracell UZV1000-2. Fuente: Ficha técnica del equipo descargada desde www.ultracell.co.uk

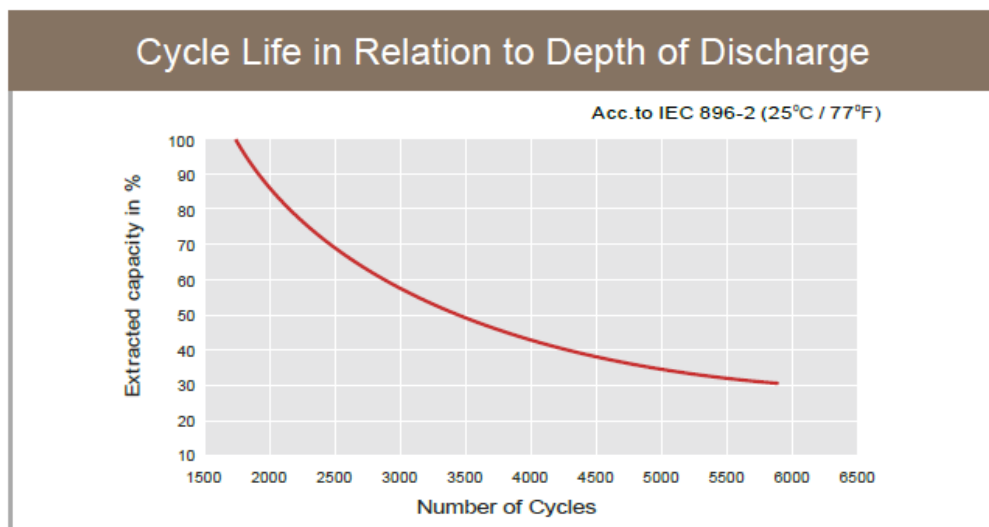


Figura A4 – Ciclos de carga de las baterías Ultracell UZV1000-2. Fuente: Ficha técnica del equipo descargada desde www.ultracell.co.uk

INVERSOR						
Rango de tensión de entrada (VCC)	9,5 – 17V		19 – 33V	38 – 66V		
Salida	Tensión de salida: 230 VAC ± 2%			Frecuencia: 50 Hz ± 0,1% (1)		
Potencia cont. de salida a 25°C (VA) (3)	800	1200	1600	2000	3000	5000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)	700	1000	1300	1600	2400	4000
Potencia cont. de salida a 40°C (W)	650	900	1200	1400	2200	3700
Potencia cont. de salida a 65°C (W)	400	600	800	1000	1700	3000
Pico de potencia (W)	1600	2400	3000	4000	6000	10,000
Eficacia máxima (%)	92 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94 / 95	94 / 95
Consumo en vacío (W)	8 / 10	8 / 10	8 / 10	9 / 11	20 / 20 / 25	30 / 35
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	5 / 8	5 / 8	5 / 8	7 / 9	15 / 15 / 20	25 / 30
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)	2 / 3	2 / 3	2 / 3	3 / 4	8 / 10 / 12	10 / 15
CARGADOR						
Entrada CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 VCA		Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz		Factor de potencia: 1	
Tensión de carga de 'absorción' (V CC)	14,4 / 28,8 / 57,6					
Tensión de carga de "flotación" (V CC)	13,8 / 27,6 / 55,2					
Modo de almacenamiento (VCC)	13,2 / 26,4 / 52,8					
Corriente de carga batería auxiliar (A) (4)	35 / 16	50 / 25	70 / 40	80 / 50	120 / 70 / 35	120 / 70
Corriente de carga de la batería de arranque (A)	4 (solo modelos de 12 y 24V)					
Sensor de temperatura de la batería	Sí					
GENERAL						
Salida auxiliar (5)	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	Sí (16A)	Sí (50A)
Relé programable (6)	Sí					
Protección (2)	a – g					
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema					
Puerto de comunicaciones de uso general	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	Sí	Sí
On/Off remoto	Sí					
Características comunes	Rango de temp. de trabajo: -40 a + 65°C (refrigerado por aire) Humedad (sin condensación): máx 95%					

Figura A5 – Características técnicas del Inversor/cargador MultiPlus-II 5.000 VA. Fuente: Ficha técnica del equipo descargada desde www.victronenergy.com

Información Técnica	
Código	254-010C
Modelo	TDWG12000SGE3-N
Producto	Generador Diesel
Refrigeración	Refrigerado por Aire y Agua
Cilindros	2 Cilindros
Tipo de Motor	4 Tiempos
Sistema de Arranque	Eléctrico y ATS
Potencia Maxima del Motor	19.4 HP
Cilindrada	794 cc
Rotación Máxima	3000 RPM
Filtro de Aire	Doble Elemento
Capacidad del Tanque	26 l
Capacidad del Aceite	2,3 l
Aceite Recomendado	15W40
Potencia Máxima	9,2 Kw
Potencia Nominal	8,4 Kw COP
Número de Fases	Trifásico
Voltaje Principal	380 V
Frecuencia	50 Hz
Factor de Potencia	1 cos \emptyset
Enchufes	2 x 220 V
Juego de Herramientas	Si
Cargador de Bateria 12VDC 8A	Si
Capacidad de Agua del Radiador	2,3 l
Nivel de Ruido	72 dB
Corriente Nominal	16 A
Grado de Protección	IP23
Característica Adicional	Con AVR
Característica Adicional	Con el Controlador SmartGen HGM501

Figura A6 – Características técnicas del generador TDWG12000SGE3-N. Fuente: Ficha técnica del equipo descargada desde <https://toyama.cl/>

MultiPlus-II	12/3000/120-32 24/3000/70-32 48/3000/35-32	24/5000/120-50 48/5000/70-50	48/8000/110-100	48/10000/140-100
PowerControl y PowerAssist	Sí			
Conmutador de transferencia	32 A	50 A	100 A	50 A
Corriente máxima de entrada CA	32 A	50 A	100 A	50 A
INVERSOR				
Rango de tensión de entrada CC	12V - 9,5-17 V	24 V - 19-33 V	48 V - 38-66 V	
Salida	Tensión de salida: 230 V CA ± 2 % Frecuencia: 50 Hz ± 0,1 % (1)			
Potencia cont. de salida a 25 °C (3)	3000 VA	5000 VA	8000 VA	10000 VA
Potencia cont. de salida a 25°C	2400 W	4000 W	6400 W	8000 W
Potencia cont. de salida a 40 °C	2200 W	3700 W	5500 W	7000 W
Potencia cont. de salida a 65 °C	1700 W	3000 W	4000 W	6000 W
Balance neto máximo aparente (corriente retornada a la red)	3000 VA	5000 VA	8000 VA	10000 VA
Pico de potencia	5500 W	9000 W	15000 W	18000 W
Eficacia máxima	93 % / 94 % / 95 %	96 %	95 %	96 %
Consumo en vacío	13 / 13 / 11 W	18 W	29 W	38 W
Consumo en vacío en modo AES	9 / 9 / 7 W	12 W	19 W	27 W
Consumo en vacío en modo búsqueda	3 / 3 / 2 W	2 W	3 W	4 W
CARGADOR				
Entrada de CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 V CA Frecuencia de entrada: 45 - 65 Hz			
Tensión de carga de "absorción"	28,8 V		57,6 V	
Tensión de carga de "flotación"	27,6 V		55,2 V	
Modo de almacenamiento	26,4 V		52,8 V	
Máxima corriente de carga de la batería (4)	120 / 70 / 35 A	120 / 70 A	110 A	140 A
Sensor de temperatura de la batería	Sí			
GENERAL				
Salida auxiliar	Sí (32 A)		Sí (50 A)	
Sensor de CA externa (opcional)	50 A		100 A	
Relé programable (5)	Sí			
Protección (2)	a - g			
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo (no para los modelos de 8k y 10k) y trifásico, control remoto e integración del sistema			
Puerto de comunicaciones de uso general	Sí, 2 puertos			
On/Off remoto	Sí			
Temperatura de trabajo	-40 a +65 °C (refrigerado por ventilador)			
Humedad (sin condensación)	máx. 95 %			

Figura A7 – Características técnicas del Inversor/cargador MultiPlus-II 10.000 VA. Fuente: Ficha técnica del equipo descargada desde www.victronenergy.com

Technical Specifications

Model	DL5.0C
Battery Type	LiFePO4
Nominal Battery Energy	5.12 kWh
Nominal Capacity	100Ah
Nominal Voltage	51.2V
Operating Voltage	44.8 ~ 57.6V
Recommended Charge & Discharge C Rate	0.5C
Maximum Discharge C rate	1C
Recommended Charge/Discharge Current	50A
Max. Power Charge/Discharge Current	Charge 75A Discharge 100A
Peak Power Charge/Discharge Current	110A (15s)
Depth of Discharge (DOD)	95%
Net Weight	54 kg
Dimension[W*D*H]	558*545*150 mm
Charging Temp. Range	0~55 °C
Discharging Temp. Range	-20~55 °C
Communication	CAN/RS485/RS232
Cycle Life ⁽¹⁾	≥6000 Cycles
Protection Level	IP20
Expansion	Up to 50 units in parallel
Pros	Can be used in both off-grid and hybrid setups, compact design
Certification & Safety Standard	UN38.3/CE-EMC/IEC62619/CEI-021
Compatible Inverters	SMA/Victron/Ingeteam/Delios/Goodwe/Solis/Deye/SAJ /Voltronic/Sungrow etc.

[1]Test conditions: 0,2C Charging/Discharging, @25 °C, 95% DOD

Figura A8 - Especificaciones técnicas de las baterías de litio Dyness DL5.0C. Fuente: Ficha técnica del equipo descargada desde <https://www.naturaenergy.cl/>

11. APENDICES

	Unit	Periodicity	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5
CUMULATIVE OPERATION HOURS							
Desalination plant yearly running hours	hr	n/a	3162	6324	9486	12648	15810
Backup generator yearly running hours	hr	n/a	1893	3786	5679	7572	9465
ANNUAL WATER PRODUCTION							
Irrigation water	m3	n/a	1456	1456	1456	1456	1456
Drinking water	m3	n/a	1400	1400	1400	1400	1400
INITIAL INVESTMENT							
Nano-filtration desalination plant	USD	n/a	USD 107.354	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
Photovoltaic power generation system	USD	n/a	USD 53.440	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
Batteries OPzV	USD	n/a	USD 37.715	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
Diesel generator	USD	n/a	USD 10.963	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
CAPEX							
Generator overhaul	USD	15000 rhrs	USD 0	USD 0	USD 0	USD 5.236	USD 0
OPzV Battery replacement	USD	15 years	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
Inverter replacement	USD	15 years	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
Nano-membranes replacement	USD	4 years	USD 0	USD 0	USD 0	USD 4.188	USD 0
Filter sand replacement	USD	4 years	USD 0	USD 0	USD 0	USD 1.047	USD 0
OPEX							
Generator routine maintenance	USD	yearly	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935
Pump maintenance	USD	yearly	USD 105	USD 105	USD 105	USD 105	USD 105
Microfilters replacing	USD	yearly	USD 85	USD 85	USD 85	USD 85	USD 85
Nano-membrane cleaning	USD	yearly	USD 754	USD 754	USD 754	USD 754	USD 754
Water tanks cleaning	USD	yearly	USD 628	USD 628	USD 628	USD 628	USD 628
PV panels cleaning	USD	yearly	USD 35	USD 35	USD 35	USD 35	USD 35
Fuel consumption cost	USD	yearly	USD 50	USD 50	USD 50	USD 50	USD 50
			USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278
SUMMARY							
			Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5
Total initial investment	USD	n/a	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294
CAPEX generator overhaul	USD	n/a	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
CAPEX Battery replacement	USD	n/a	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
CAPEX Inverter replacement	USD	n/a	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
CAPEX nano-membranes replacement	USD	n/a	USD 0	USD 0	USD 0	USD 1.047	USD 1.047
CAPEX filter sand replacement	USD	n/a	USD 0	USD 0	USD 0	USD 262	USD 262
Total OPEX	USD	n/a	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935
Annual production cost	USD	n/a	USD 9.229	USD 9.229	USD 9.229	USD 10.538	USD 10.538
Calculation of the Levelized Cost of Water and Energy (LCOW and LCOE) based on present value analysis							
Discount rate	%		8%				
Annual water production	m3		2856	2856	2856	2856	2856
Annual electricity production	kWh		31942	31942	31942	31942	31942
Discount factor	n/a		0,926	0,857	0,794	0,735	0,681
Present value of production cost	USD		8546	7913	7327	7746	7172
Present value of water production	m3		2644	2449	2267	2099	1944
Present value of electricity production	kWh		29576	27385	25357	23478	21739
Levelized Cost of Water (LCOW)	USD/m3		3,75				
Levelized Cost of Energy (LCOE)	USD/kWh		0,34				

Figura A9 - Ejemplo de planilla de análisis del Costo del Ciclo de Vida (LCC) desarrollada para este estudio. Fragmento correspondiente al Escenario 1 (Parte 1 de 3).

Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 11	Year 12	Year 13	Year 14	Year 15
18972	22134	25296	28458	31620	34782	37944	41106	44268	47430
11358	13251	15144	17037	18930	20823	22716	24609	26502	28395
1456	1456	1456	1456	1456	1456	1456	1456	1456	1456
1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
USD 0	USD 0	USD 7.330	USD 0	USD 0	USD 0	USD 5.236	USD 0	USD 0	USD 14.633
USD 0	USD 0	USD 2.094	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 10.963
USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 3.669
USD 0	USD 0	USD 4.188	USD 0	USD 0	USD 0	USD 4.188	USD 0	USD 0	USD 0
USD 0	USD 0	USD 1.047	USD 0	USD 0	USD 0	USD 1.047	USD 0	USD 0	USD 0
USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935
USD 105	USD 105	USD 105	USD 105	USD 105	USD 105	USD 105	USD 105	USD 105	USD 105
USD 85	USD 85	USD 85	USD 85	USD 85	USD 85	USD 85	USD 85	USD 85	USD 85
USD 754	USD 754	USD 754	USD 754	USD 754	USD 754	USD 754	USD 754	USD 754	USD 754
USD 628	USD 628	USD 628	USD 628	USD 628	USD 628	USD 628	USD 628	USD 628	USD 628
USD 35	USD 35	USD 35	USD 35	USD 35	USD 35	USD 35	USD 35	USD 35	USD 35
USD 50	USD 50	USD 50	USD 50	USD 50	USD 50	USD 50	USD 50	USD 50	USD 50
USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278
Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 11	Year 12	Year 13	Year 14	Year 15
USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294
USD 0	USD 0	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262
USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 997
USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 334
USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047
USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262
USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935
USD 10.538	USD 10.538	USD 10.800	USD 10.800	USD 10.800	USD 10.800	USD 10.800	USD 10.800	USD 10.800	USD 12.130
2856	2856	2856	2856	2856	2856	2856	2856	2856	2856
31942	31942	31942	31942	31942	31942	31942	31942	31942	31942
0,630	0,583	0,540	0,500	0,463	0,429	0,397	0,368	0,340	0,315
6641	6149	5835	5403	5002	4632	4289	3971	3677	3824
1800	1666	1543	1429	1323	1225	1134	1050	972	900
20129	18638	17257	15979	14795	13699	12685	11745	10875	10069

Figura A10 - Ejemplo de planilla de análisis del Costo del Ciclo de Vida (LCC). Escenario 1 (Parte 2 de 3).

Year 16	Year 17	Year 18	Year 19	Year 20	Year 21	Year 22	Year 23	Year 24	Year 25
50592	53754	56916	60078	63240	66402	69564	72726	75888	79050
30288	32181	34074	35967	37860	39753	41646	43539	45432	47325
1456	1456	1456	1456	1456	1456	1456	1456	1456	1456
1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
USD 7.330	USD 0	USD 0	USD 0	USD 5.236	USD 0	USD 0	USD 0	USD 7.330	USD 0
USD 2.094	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 2.094	USD 0
USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
USD 4.188	USD 0	USD 0	USD 0	USD 4.188	USD 0	USD 0	USD 0	USD 4.188	USD 0
USD 1.047	USD 0	USD 0	USD 0	USD 1.047	USD 0	USD 0	USD 0	USD 1.047	USD 0
USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935
USD 105	USD 105	USD 105	USD 105	USD 105	USD 105	USD 105	USD 105	USD 105	USD 105
USD 85	USD 85	USD 85	USD 85	USD 85	USD 85	USD 85	USD 85	USD 85	USD 85
USD 754	USD 754	USD 754	USD 754	USD 754	USD 754	USD 754	USD 754	USD 754	USD 754
USD 628	USD 628	USD 628	USD 628	USD 628	USD 628	USD 628	USD 628	USD 628	USD 628
USD 35	USD 35	USD 35	USD 35	USD 35	USD 35	USD 35	USD 35	USD 35	USD 35
USD 50	USD 50	USD 50	USD 50	USD 50	USD 50	USD 50	USD 50	USD 50	USD 50
USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278	USD 3.278
Year 16	Year 17	Year 18	Year 19	Year 20	Year 21	Year 22	Year 23	Year 24	Year 25
USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294	USD 4.294
USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 1.047	USD 1.047
USD 997	USD 997	USD 997	USD 997	USD 997	USD 997	USD 997	USD 997	USD 997	USD 997
USD 334	USD 334	USD 334	USD 334	USD 334	USD 334	USD 334	USD 334	USD 334	USD 334
USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 1.047	USD 2.094	USD 2.094
USD 209	USD 209	USD 209	USD 209	USD 262	USD 262	USD 262	USD 262	USD 524	USD 524
USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935	USD 4.935
USD 12.078	USD 12.078	USD 12.078	USD 12.078	USD 12.130	USD 12.130	USD 12.130	USD 12.130	USD 14.224	USD 14.224
2856	2856	2856	2856	2856	2856	2856	2856	2856	2856
31942	31942	31942	31942	31942	31942	31942	31942	31942	31942
0,292	0,270	0,250	0,232	0,215	0,199	0,184	0,170	0,158	0,146
3525	3264	3022	2799	2603	2410	2231	2066	2243	2077
834	772	715	662	613	567	525	486	450	417
9324	8633	7993	7401	6853	6345	5875	5440	5037	4664

Figura A11 - Ejemplo de planilla de análisis del Costo del Ciclo de Vida (LCC). Escenario 1 (Parte 3 de 3).

Tabla A1 - Sitios web consultados para estimación de precios referenciales de componentes energéticos en Chile (junio 2025).

COMPONENTE	SITIO CONSULTADO
Baterías LFP	https://www.naturaenergy.cl/ https://www.solarstore.cl/ https://solaringeneria.cl/ http://www.digishop.cl/ https://www.solartex.cl/
Paneles	https://enertik.com/ https://www.solartex.cl/ https://www.naturaenergy.cl/ https://www.tiendatecnored.cl/ https://solaringeneria.cl/
Precio del diésel	Estaciones Copec y Shell (Cobquecura, Dichato, Cauquenes) y promedios regionales de Ñuble, consultados en: https://www.bencinaenlinea.cl/

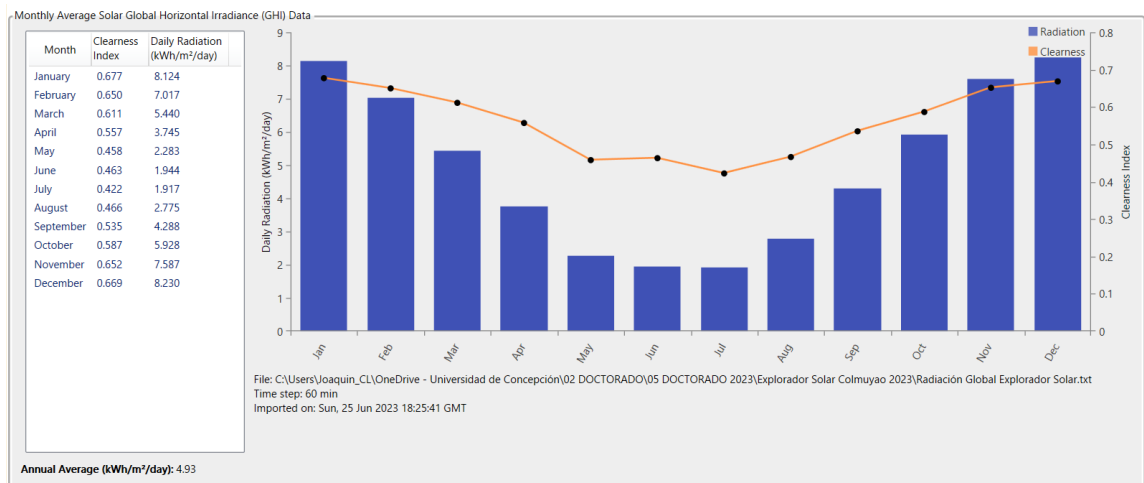


Figura A12 - Datos de irradiancia solar global horizontal (GHI) promedio mensual en el sector de Colmuyao. Fuente: Homer-Pro con datos importados del Explorador Solar.

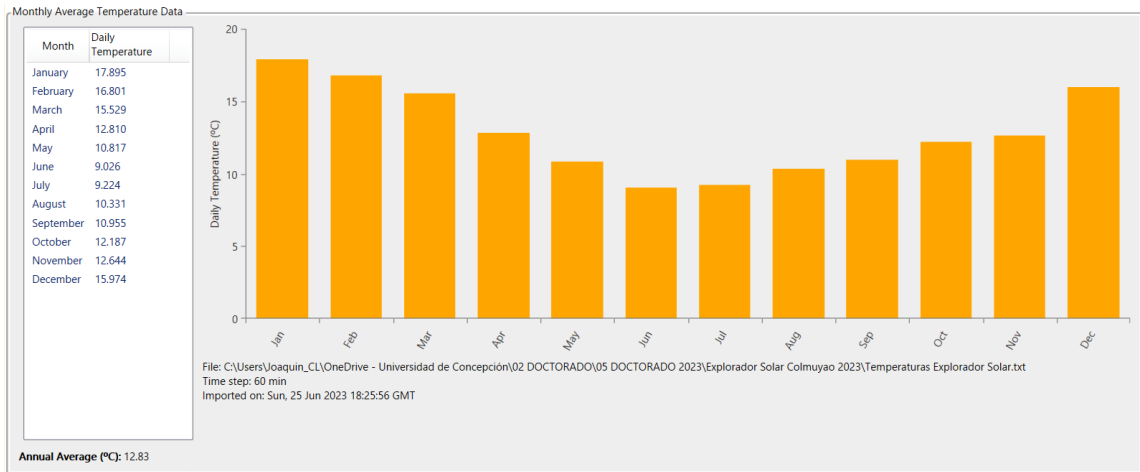


Figura A13 – Promedio de temperaturas mensuales en el sector de Colmuyao. Fuente: Homer-Pro con datos importados desde el Explorador Solar.

MPPT Orientation Temperature

Ground Reflectance (%): 20.00 (..)

Tracking System: No Tracking

Use default slope Panel Slope (degrees): 29.00 (..)

Use default azimuth Panel Azimuth (degrees West of South): 168.00 (..)

Figura A14 – Muestra la inclinación y azimut de los paneles fotovoltaicos de la planta de Cobquecura. Fuente: Datos recolectados en terreno y cargados en Homer-Pro

ESTADO INICIAL DE ESTANQUES DÍA 1 (SUPUESTO)					
TK0 (m3)	25	TK1 (m3)	25	TK2 (m3)	25
máx.(m3)	30	máx.(m3)	30	máx.(m3)	30

	BB TK0	Etapa 1	Etapa 2
Consumo E. [kWh]:	1,094	11,547	2,267

ESCENARIO 1 (ENERO)			Ener. PV	Consumo	TKA (agua de mar)			TKB (agua riego)			TKC (agua potable)		
Rango Horario	Comb.		(kWh)	kWh	QE	QS	Vfinal	QE	QS	Vfinal	QE	QS	Vfinal
8:00	9:00	E0	1,6	1,094	4,8	0,0	29,8	0,0	0,0	25,0	0,00	-0,3	24,1
9:00	10:00	E02	4,3	3,361	4,8	0,0	34,6	0,0	-1,8	23,2	0,96	-0,3	24,7
10:00	11:00	E01	7,0	12,641	4,8	-4,2	35,2	2,4	0,0	25,6	0,00	-0,3	24,4
11:00	12:00	E1	9,3	11,547	0,0	-4,2	31,0	2,4	0,0	28,0	0,00	-0,3	24,1
12:00	13:00	E1	10,9	11,547	0,0	-4,2	26,8	2,4	0,0	30,4	0,00	-0,3	23,8
13:00	14:00	E12	11,7	13,814	0,0	-4,2	22,6	2,4	-1,8	31,0	0,96	-0,3	24,4
14:00	15:00	E12	11,4	13,814	0,0	-4,2	18,4	2,4	-1,8	31,6	0,96	-0,3	25,1
15:00	16:00	E02	10,4	3,361	4,8	0,0	23,2	0,0	-1,8	29,8	0,96	-0,3	25,7
16:00	17:00	E0	8,6	1,094	4,8	0,0	28,0	0,0	0,0	29,8	0,00	-0,3	25,4
17:00	18:00	NA	6,1	0,000	0,0	0,0	28,0	0,0	0,0	29,8	0,00	-0,3	25,1
			85,89	72,27	24,00				12,00	7,20	3,84		

RESUMEN PRODUCCIÓN DE AGUA:

	Extracción Pozo	Agua Int. riego (E1)	Agua Int. p/E2	Agua Pot. E2
producción de agua [m3-día]:	24,0	4,8	7,2	3,84

Tabla A2 – Fragmento de planilla de balance horario energético e hídrico para obtener el Perfil Óptimo 1. Día representativo (enero, Escenario 1).

CÁLCULO DEL LCOW Y LCOE	Unidades	Año 1	Año 8	Año 15	Año 16	Año 25
Tasa de descuento	%	8%				
Producción anual de agua	m3	2856	2856	2856	2856	2856
Producción anual de electricidad	kWh	31942	31942	31942	31942	31942
Factor de descuento	n/a	0,926	0,540	0,315	0,292	0,146
Valor presente del costo de producción	USD	8546	5835	3824	3525	2077
Valor presente de la producción de agua	m3	2644	1543	900	834	417
Valor presente de la producción de electricidad	kWh	29576	17257	10069	9324	4664
Costo Nivelado del Agua (LCOW)	USD/m3	3,75				
Costo Nivelado de la Energía (LCOE)	USD/kWh	0,34				

Tabla A3 – Fragmento de la planilla de cálculo del costo nivelado del agua (LCOW) y de la energía (LCOE) para el Escenario 1. Se incluyen los valores representativos de producción, factor de descuento, costos descontados y resultados finales. Fuente: Elaboración Propia.

ÍTEM	UNIDADES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM.	
Consumo energético promedio	[kWh/día]	72,27	72,27	71,18	71,18	59,63	59,63	59,63	59,63	71,18	71,18	72,27	72,27	67,69	
Tiempo de operación promedio de la planta	[h/día]	9,00	9,00	9,00	9,00	8,00	8,00	8,00	8,00	9,00	9,00	9,00	9,00	8,67	
Tiempo operación Paso 1	[h/día]	5,00	5,00	5,00	5,00	4,00	4,00	4,00	4,00	5,00	5,00	5,00	5,00	4,67	
Tiempo operación Paso 2	[h/día]	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	
Producción estimada de agua riego	[m3/día]	4,80	4,80	4,80	4,80	2,40	2,40	2,40	2,40	4,80	4,80	4,80	4,80	4,00	
Producción estimada de agua potable	[m3/día]	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	
Producción diaria total (riego + potable)	[m3/día]	8,64	8,64	8,64	8,64	6,24	6,24	6,24	6,24	8,64	8,64	8,64	8,64	7,84	
Consumo específico promedio	[kWh/m3]	8,36	8,36	8,24	8,24	9,56	9,56	9,56	9,56	8,24	8,24	8,36	8,36	8,72	
Producción estimada de agua riego al año	[m3/año]	1456,80													
Producción estimada de agua potable al año	[m3/año]	1401,60													

Tabla A4 - Valores promedio del desempeño operacional de la planta desalinizadora, según el Perfil Óptimo 1 en el Escenario 3.

ÍTEM	UNIDADES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM.	
Consumo energético promedio	[kWh/día]	154,92	154,92	126,28	126,28	76,81	76,81	76,81	76,81	126,28	126,28	154,92	154,92	119,33	
Tiempo de operación promedio de la planta	[h/día]	15,00	15,00	12,00	12,00	9,00	9,00	9,00	9,00	12,00	12,00	15,00	15,00	12,00	
Tiempo operación Paso 1	[h/día]	11,00	11,00	9,00	9,00	5,00	5,00	5,00	5,00	9,00	9,00	11,00	11,00	8,33	
Tiempo operación Paso 2	[h/día]	7,00	7,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	7,00	7,00	6,33	
Producción estimada de agua riego	[m3/día]	13,80	13,80	10,80	10,80	1,20	1,20	1,20	1,20	10,80	10,80	13,80	13,80	8,60	
Producción estimada de agua potable	[m3/día]	6,72	6,72	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	6,72	6,72	6,08	
Producción diaria total (riego + potable)	[m3/día]	20,52	20,52	16,56	16,56	6,96	6,96	6,96	6,96	16,56	16,56	20,52	20,52	14,68	
Consumo específico promedio	[kWh/m3]	7,55	7,55	7,63	7,63	11,04	11,04	11,04	11,04	7,63	7,63	7,55	7,55	8,74	
Producción estimada de agua riego al año	[m3/año]	3121,20													
Producción estimada de agua potable al año	[m3/año]	2217,60													

Tabla A5 - Valores promedio del desempeño operacional de la planta desalinizadora, según el Perfil Óptimo 2 en el Escenario 3A.

Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	5,422	kWh/yr
Unmet Electric Load	31.6	kWh/yr
Capacity Shortage	45.6	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
JAM78S10 435-455/MR	22,479	70.4
Generic Small Genset (size-your-own)	9,445	29.6
Total	31,924	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	25,391	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	25,391	100

Tabla A6 - Resumen de datos eléctricos Escenario 1. Fuente: Homer-Pro.

Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	2,969	kWh/yr
Unmet Electric Load	41.5	kWh/yr
Capacity Shortage	79.2	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
JAM78S10 435-455/MR	22,479	74.8
Generic Small Genset (size-your-own)	7,573	25.2
Total	30,052	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	25,381	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	25,381	100

Tabla A7 - Resumen de datos eléctricos Escenario 2. Fuente: Homer-Pro.

Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	17,454	kWh/yr
Unmet Electric Load	230	kWh/yr
Capacity Shortage	513	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
JAM78S10 435-455/MR	42,149	95.7
Generic Small Genset (size-your-own)	1,878	4.27
Total	44,026	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	25,192	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	25,192	100

Tabla A8 - Resumen de datos eléctricos Escenario 3. Fuente: Homer-Pro.

Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	16,665	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
JAM78S10 435-455/MR	42,149	96.8
Generic Small Genset (size-your-own)	1,384	3.18
Total	43,533	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	25,422	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	25,422	100

Tabla A9 - Resumen de datos eléctricos Escenario 3A. Fuente: Homer-Pro.

CATEGORÍA	SUB-CATEGORÍA	UNIDADES	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 3A
Condiciones generales	Vida útil del sistema	años	25 ^a	25 ^a	25 ^a	25 ^a
	Tasa de descuento	%	8	8	8	8
Precios totales de componentes principales	Paneles fotovoltaicos	USD	USD 6.768	USD 6.768	USD 12.785	USD 12.785
	Baterías	USD	USD 10.963	USD 12.356	USD 9.885	USD 9.885
	Inversores	USD	USD 3.669	USD 3.669	USD 5.969	USD 5.969
	Generador diésel	USD	USD 5.236	USD 5.236	USD 5.236	USD 5.236
	Membranas de nanofiltraci	USD	USD 4.188	USD 4.188	USD 4.188	USD 4.188
Tiempos de reemplazo de componentes principales	Baterías	años	15 ^b	15 ^c	15 ^c	15 ^c
	Inversores	años	15 ^d	15 ^d	15 ^d	15 ^d
	Overhaul generador	en el año	8 y 24	21	n/a	n/a
	Membranas de nanofiltraci	años	4	4	4	4
Costos operacionales	Costo anual de O&M	USD/año	USD 4.935	USD 4.272	USD 2.369	USD 2.255

^a Paneles fotovoltaicos: vida útil estándar, 25 años (Artaş et al., 2023; Padhamnath et al., 2025).

^b Baterías plomo-ácido solares, vida útil estimada: 8–18 años (Dufó-López et al., 2021; Cristóbal Monreal, 2020; Yudhistira et al., 2022).

^c Baterías LFP, vida útil proyectada: ≥15 años (Beltran et al., 2020; Quan et al., 2022; Zhao et al., 2024).

^d Inversores, vida útil promedio de inversores: 15 años (Alavi et al., 2024; Jasper et al., 2022).

Tabla A10 - Parámetros generales y económicos comparativos por escenario. Fuente: Elaboración Propia.