

UNIVERSIDAD EUROPEA CANARIAS
MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

**Optimización técnico-económica de un sistema híbrido
eólico–fotovoltaico para la reducción de los costes
energéticos en la industria plástica: Caso de estudio RIMAX**

PROYECTO FIN DE MÁSTER

Alumnos

Boris Javier Borray Bohorquez
Christian Leonardo Motta Bonilla
Cristian Raul Burbano Burbano
Rocío Pérez Rodríguez
Sebastian Camilo Puchana Burbano

Tutor

Juan Carlos de Haro Sánchez

MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

CURSO 2025 – 2026

RESUMEN

El presente Trabajo de Fin de Máster desarrolla un modelo de optimización técnico-económica para el dimensionamiento de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos aplicados a la industria plástica en Colombia, con el objetivo de minimizar los costes energéticos y mejorar la sostenibilidad del sector.

El estudio parte de la caracterización detallada de la demanda energética de una planta tipo, considerando perfiles de carga y condiciones operativas propias de procesos industriales continuos. Posteriormente, se analiza el potencial de los recursos solar y eólico en distintas regiones del país, con especial énfasis en zonas de alta concentración industrial. A partir de estos datos, se modela un sistema híbrido integrado y conectado a red, evaluando múltiples configuraciones mediante herramientas de simulación especializadas.

La optimización del sistema se realiza considerando variables de decisión como la potencia instalada fotovoltaica, la capacidad eólica y el almacenamiento energético, con el objetivo de minimizar el Coste Nivelado de Energía (LCOE) y maximizar la rentabilidad del sistema. Se emplean indicadores técnicos, económicos y ambientales, incluyendo la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Retorno de la Inversión (ROI) y la reducción de emisiones de CO₂. De este modo, los resultados permiten identificar configuraciones óptimas que reducen la dependencia de la red eléctrica convencional, disminuyendo los costes operativos y mejorando así la confiabilidad del suministro energético.

Finalmente, el estudio propone un modelo replicable para la integración de energías renovables en entornos industriales, contribuyendo al proceso de transición energética del sector manufacturero en Colombia.

PALABRAS CLAVES

Sistema híbrido renovable, Energía fotovoltaica, Energía eólica, Almacenamiento energético, Demanda energética industrial, Optimización energética, Coste nivelado de la energía (LCOE), HOMER Pro, Sostenibilidad energética, industria plástica, industria colombiana.

ABSTRACT

This Master's thesis develops a techno-economic optimization model for the sizing of hybrid wind–photovoltaic systems applied to the plastics industry in Colombia, with the objective of minimizing energy costs and improving the sector's sustainability.

The study begins with a detailed characterization of the energy demand of a representative industrial plant, considering load profiles and operational conditions typical of continuous industrial processes. Subsequently, the solar and wind resource potential is analyzed across different regions of the country, with particular emphasis on areas with high industrial concentration. Based on this data, a grid-connected hybrid system is modeled, evaluating multiple configurations using specialized simulation tools.

The system optimization is carried out considering decision variables such as photovoltaic installed capacity, wind power capacity, and energy storage, with the objective of minimizing the Levelized Cost of Energy (LCOE) and maximizing system profitability. Technical, economic, and environmental indicators are evaluated, including Internal Rate of Return (IRR), Return on Investment (ROI), and CO₂ emissions reduction.

The results enable the identification of optimal configurations that reduce dependence on the conventional power grid, lower operational costs, and improve the reliability of energy supply.

Finally, the study proposes a replicable model for the integration of renewable energy systems into industrial environments, contributing to the energy transition of the manufacturing sector in Colombia.

KEYWORDS

Hybrid renewable system, Photovoltaic energy, Wind energy, Energy storage, Industrial energy demand, Energy optimization, Levelized Cost of Energy (LCOE), HOMER Pro, Energy sustainability, Plastics industry, Colombian industry.

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestro más sincero agradecimiento a todas aquellas personas e instituciones que han contribuido al desarrollo de este Trabajo de Fin de Máster.

En primer lugar, agradecemos a nuestro tutor por su orientación, apoyo y dedicación a lo largo de todo el proceso, así como por sus valiosas recomendaciones, que han sido fundamentales para la correcta elaboración de este trabajo.

Asimismo, extendemos nuestro agradecimiento al profesorado del Máster en Energías Renovables por la formación recibida, que ha sido clave para el desarrollo de los conocimientos y competencias necesarios para abordar este proyecto.

De igual manera, agradecemos a la institución académica por proporcionar los recursos y el entorno adecuado para el aprendizaje y la investigación.

Finalmente, queremos agradecer a nuestras familias y compañeros por su apoyo constante, comprensión y motivación durante el desarrollo de este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO 1	8
1. INTRODUCCIÓN.	8
1.1. ANTECEDENTES.....	8
1.2. OBJETIVOS.	9
1.2.1. <i>Objetivo general.</i>	9
1.2.2. <i>Objetivos específicos.</i>	9
1.3. ALCANCE Y LIMITACIONES.	9
2. MARCO TEÓRICO.....	10
2.1. GENERALIDADES	10
2.2. APLICACIONES.	11
2.3. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	11
2.3.1. <i>Descripción y funcionamiento.</i>	11
2.3.2. <i>Componentes del sistema FV.</i>	12
2.3.3. <i>Ventajas y limitaciones.</i>	12
2.4. ENERGÍA EÓLICA.....	12
2.4.1. <i>Descripción y funcionamiento. Principio de funcionamiento.</i>	12
2.4.2. <i>Componentes del sistema eólico.</i>	13
2.4.3. <i>Ventajas y limitaciones.</i>	13
2.4.4. <i>Parámetros claves.</i>	13
2.5. SISTEMAS HÍBRIDOS.	13
2.5.1. <i>Definición.</i>	13
2.5.2. <i>Tipos de sistemas híbridos.</i>	13
2.5.3. <i>Ventajas de los sistemas híbridos.</i>	14
2.6. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO.	14
2.6.1. <i>Tipos de almacenamientos.</i>	14
2.6.2. <i>Función en el sistema híbrido.</i>	14
2.7. INDICADORES TÉCNICO-ECONÓMICOS.	14
2.8. ESTADO DEL ARTE.	15
3. METODOLOGÍA	15
3.1 METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO	15
3.2 METODOLOGÍA DE CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR.....	16
3.3 METODOLOGÍA DE CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO	16
3.4 METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN DEL SISTEMA HÍBRIDO	17
3.5 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS ECONÓMICO.....	17
3.6 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE INDICADORES Y SENSIBILIDAD	17
CAPÍTULO 2	18
4. CARACTERIZACIÓN DE LA PLANTA Y SU ENTORNO.	18
4.1. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO: RIMAX.....	18
4.1.1. <i>Descripción general de la empresa.</i>	18
4.1.2. <i>Ubicación y entorno.</i>	19
4.1.3. <i>Caracterización energética de la planta. Necesidades, estimación del consumo y problemática.</i>	20
4.2. ANÁLISIS DEL RECURSO RENOVABLE.	24
4.2.1. <i>Recurso EÓLICO.</i>	24

4.2.2. Recurso FOTVOLTAICO.	28
CAPÍTULO 3	31
5. CÁLCULO Y DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA RENOVABLE	31
5.1 DIMENSIONAMIENTO DEL SUBSISTEMA EÓLICO	31
5.1.1 Datos de entrada.	31
5.1.2 Selección del aerogenerador.	31
5.1.3 Dirección aerogeneradores y separación entre los mismos.....	33
5.1.4 Estimación de producción energética anual.	35
5.1.5 Interconexión eléctrica	37
5.1.6 Resultado del dimensionamiento eólico	38
5.2 DIMENSIONAMIENTO DEL SUBSISTEMA FOTVOLTAICO	39
5.2.1 Demanda energética a cubrir con generación fotovoltaica	39
5.2.2 Recurso solar de diseño	39
5.2.3 Criterios de dimensionamiento.....	40
5.2.4 Cálculo de potencia fotovoltaica requerida	40
5.2.5 Cálculo del número de módulos.....	42
5.2.6 Selección de los paneles.....	43
5.2.7 Superficie requerida y layout preliminar	43
5.2.8 Resultado del dimensionamiento fotovoltaico.....	45
5.3 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO.	45
5.3.1 Función del almacenamiento en el sistema híbrido y criterio de dimensionamiento.	45
5.3.2 Capacidad requerida.	46
5.3.3 Resultado del dimensionamiento	46
6. OPERACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-FOTVOLTAICO: ESCENARIOS DIURNO Y NOCTURNO	47
6.1 INTRODUCCIÓN.....	47
6.2 CONFIGURACIÓN GENERAL DEL SISTEMA HÍBRIDO.....	48
6.3 ESCENARIO DIURNO (06:00 – 18:00 H).....	49
6.3.1 Caracterización del recurso solar en el emplazamiento.....	49
6.3.2 Lógica de operación diurna del sistema híbrido	49
6.3.3 Balance energético diurno estimado.....	50
6.4. ESCENARIO NOCTURNO (18:00 – 06:00 H)	51
6.4.1 Caracterización del recurso eólico nocturno	51
6.4.2 Lógica de operación nocturna del sistema híbrido	51
6.4.3 Balance energético nocturno estimado.....	52
6.5 OPTIMIZACIÓN DE PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN FV/EÓLICO MEDIANTE HOMER PRO	53
6.5.1 Metodología de simulación en HOMER Pro.....	53
6.5.2 Resultados de optimización: porcentajes óptimos FV/Eólico	53
6.6 CONFIGURACIÓN ÓPTIMA SELECCIONADA: 50% FV / 50% EÓLICO	54
6.7 INTEGRACIÓN DE LOS ESCENARIOS EN EL CICLO OPERATIVO DE 24 HORAS.....	54
6.8. CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	55
CAPÍTULO 4	56
7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA HÍBRIDO	56
7.1 INTRODUCCIÓN.....	56
7.2 SUPUESTOS ECONÓMICOS DEL ESTUDIO	56
7.3 COSTES DE INVERSIÓN (CAPEX)	57

7.4 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (OPEX).....	58
7.5 COSTE DE LA ENERGÍA GENERADA	60
7.6 AHORRO ECONÓMICO FRENTE A LA RED	62
7.7 INDICADORES ECONÓMICOS	62
7.8 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	63
7.9 VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO	64
CAPÍTULO 5	65
8. ANÁLISIS AMBIENTAL	65
CAPÍTULO 6	66
9. CONCLUSIONES.....	66
10. CONCLUSIONS.....	67
11. BIBLIOGRAFÍA.	69
ANEXOS	72
<i>ANEXO I: Justificación apartado 5.2.6 Selección de los paneles.....</i>	<i>73</i>
<i>ANEXO II: Justificación PVGIS.....</i>	<i>76</i>

CAPÍTULO 1

1. Introducción.

1.1. Antecedentes.

En el contexto actual de transición energética, la integración de fuentes renovables en el sector industrial se ha consolidado como una estrategia clave para mejorar la competitividad, reducir costes operativos y mitigar el impacto ambiental asociado. En este escenario, países como Colombia presentan un alto potencial para el aprovechamiento de recursos renovables, particularmente solar y eólico, debido a sus condiciones geográficas y climáticas.

El sistema eléctrico colombiano, aunque cuenta con una alta participación de generación hidroeléctrica, enfrenta retos asociados a la variabilidad climática, especialmente en periodos de sequía influenciados por fenómenos como El Niño. Esta situación puede provocar incrementos en el coste de la energía eléctrica y una mayor dependencia de fuentes térmicas.

En este contexto, la industria plástica destaca por su elevado consumo energético y la necesidad de un suministro continuo y estable, siendo el coste eléctrico un factor determinante en su competitividad. A ello se suma la creciente presión regulatoria en materia de sostenibilidad y reducción de emisiones, que impulsa la adopción de soluciones energéticas más eficientes.

La integración de sistemas híbridos basados en energía solar fotovoltaica y eólica se presenta como una alternativa viable para reducir la dependencia de la red y optimizar el consumo energético. No obstante, su implementación requiere un adecuado dimensionamiento y optimización que garantice su viabilidad técnica y económica.

Desde una perspectiva académica y tecnológica, este trabajo se justifica en la necesidad de desarrollar modelos de optimización técnico-económica aplicables a sistemas híbridos en el sector industrial, los cuales puedan ser replicables y adaptables a diferentes contextos productivos. En este sentido, como caso de estudio, se toma como referencia la empresa RIMAX, una compañía representativa del sector plástico en Colombia, caracterizada por procesos productivos continuos y un elevado consumo energético. La selección de esta empresa permite contextualizar el análisis en un entorno industrial realista y evaluar la aplicabilidad de la propuesta en condiciones operativas concretas.

1.2. Objetivos.

1.2.1. Objetivo general.

Optimizar el dimensionamiento de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico conectado a la red para abastecer parcialmente la demanda energética de la empresa colombiana RIMAX, perteneciente a la industria plástica, garantizando confiabilidad operativa, reducción de los costes energéticos y sostenibilidad ambiental.

1.2.2. Objetivos específicos.

- Caracterizar el perfil de carga eléctrica de una planta representativa del sector plástico, considerando curvas de carga, potencia demandada y condiciones de operación.
- Analizar el potencial de los recursos solar y eólico en la ubicación del caso de estudio, así como en otras regiones relevantes de Colombia.
- Diseñar y modelar un sistema híbrido eólico–fotovoltaico, considerando diferentes configuraciones con y sin almacenamiento energético.
- Formular un modelo de optimización técnico-económica que permita determinar el dimensionamiento óptimo del sistema.
- Evaluar el desempeño del sistema mediante indicadores como el Coste Nivelado de Energía (LCOE), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Retorno de la Inversión (ROI) y la fracción de energía renovable.
- Comparar escenarios entre suministro convencional y sistema híbrido optimizado.
- Determinar la ubicación óptima para la implementación del sistema.

1.3. Alcance y limitaciones.

El presente trabajo se centra en el análisis técnico-económico del dimensionamiento de un sistema híbrido eólico–fotovoltaico conectado a red, aplicado a una planta representativa de la industria plástica en Colombia, tomando como caso de estudio la empresa RIMAX.

El estudio se justifica desde cuatro perspectivas fundamentales:

- **Económica:** La energía representa un componente significativo en la estructura de costes de la industria plástica. La reducción del coste energético impacta directamente en la rentabilidad y competitividad empresarial.
- **Ambiental:** La incorporación de energías renovables contribuye a la reducción de emisiones de CO₂ y al cumplimiento de compromisos climáticos nacionales.

- **Tecnológica:** Se propone el desarrollo de un modelo de optimización técnica-económica que facilite la integración eficiente de sistemas híbridos en entornos industriales.
- **Académica:** El proyecto aporta un enfoque aplicado y replicable que puede extenderse a otros sectores manufactureros intensivos en energía.

En este contexto, el alcance del estudio incluye la caracterización de la demanda energética, el análisis del recurso solar y eólico, la modelización del sistema híbrido, la simulación de diferentes configuraciones mediante herramientas especializadas, la optimización del dimensionamiento y la evaluación técnico-económica mediante indicadores reconocidos.

No obstante, los resultados deben interpretarse considerando determinadas limitaciones. En primer lugar, el análisis se basa en datos estimados debido a la ausencia de información energética detallada de acceso público, recurriendo a metodologías basadas en benchmarks sectoriales. Asimismo, se adoptan hipótesis simplificadoras, como la consideración de una demanda uniforme a lo largo del año, la estimación del mix de procesos productivos a partir de información sectorial y el uso de valores de intensidad energética de referencia.

Por otro lado, el análisis económico se apoya en supuestos relativos a costes de inversión, precios de la energía y parámetros financieros, los cuales pueden variar en el tiempo, introduciendo incertidumbre en los resultados. Desde el punto de vista técnico, el estudio se limita a un nivel de prefactibilidad, por lo que no incluye ingeniería de detalle, implementación del sistema, análisis regulatorios específicos ni evaluaciones ambientales exhaustivas, aspectos que requerirían un desarrollo posterior.

A pesar de estas limitaciones, la metodología empleada permite obtener resultados consistentes y representativos, adecuados para el dimensionamiento preliminar y la evaluación de la viabilidad del sistema híbrido propuesto.

2. Marco teórico.

2.1. Generalidades

La necesidad de reducir la dependencia de combustibles fósiles y mitigar el impacto ambiental asociado al consumo energético ha impulsado el desarrollo de tecnologías basadas en fuentes renovables. En este contexto, la generación distribuida se posiciona como una solución eficiente para el sector industrial, al permitir reducir costes energéticos, mejorar la eficiencia operativa y aumentar la resiliencia del suministro eléctrico.

Entre las principales tecnologías destacan la energía solar fotovoltaica y la energía eólica, debido a su grado de madurez tecnológica y competitividad económica. Sin embargo, su carácter intermitente plantea desafíos en la estabilidad del suministro, lo que ha favorecido el desarrollo de sistemas híbridos que combinan distintas fuentes de generación.

2.2. Aplicaciones.

Las energías renovables han ampliado su aplicación desde sistemas centralizados hasta soluciones distribuidas. En el sector residencial y comercial, los sistemas fotovoltaicos se utilizan principalmente para autoconsumo, mientras que en zonas aisladas los sistemas híbridos permiten el suministro eléctrico sin conexión a red.

En el sector industrial, la aplicación de sistemas renovables ha adquirido especial relevancia debido al alto consumo energético asociado a los procesos productivos. La integración de sistemas fotovoltaicos en cubiertas o en terrenos disponibles, permite generar energía in situ, reduciendo así los costes operativos y mejorando la eficiencia energética. Por su parte, la energía eólica puede complementar la generación solar en emplazamientos con condiciones adecuadas de viento, contribuyendo a una mayor estabilidad en la producción energética.

En particular, los sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos resultan especialmente adecuados para entornos industriales con demanda continua, ya que aprovechan la complementariedad temporal de ambos recursos de forma que incrementa la confiabilidad del sistema. Además, la posible integración de sistemas de almacenamiento energético permite gestionar excedentes de generación y optimizar el consumo energético en función de la demanda.

En el caso específico de la industria plástica, caracterizada por consumos elevados y constantes, estos sistemas representan una oportunidad estratégica para reducir la dependencia de la red eléctrica convencional, minimizar la exposición a la volatilidad de los precios de la energía y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero.

2.3. Energía solar fotovoltaica

2.3.1. Descripción y funcionamiento.

La energía solar fotovoltaica se basa en la conversión directa de la radiación solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico en materiales semiconductores. La energía generada en corriente continua es transformada en corriente alterna mediante inversores para su uso en aplicaciones industriales.

El rendimiento del sistema depende factores como la radiación solar incidente, la orientación e inclinación de los módulos, la temperatura de operación y las pérdidas asociadas al sistema (suciedad, sombras, pérdidas eléctricas), siendo estos parámetros claves en el dimensionamiento del sistema.

2.3.2. Componentes del sistema FV.

Un sistema fotovoltaico está compuesto por diversos elementos que permiten la captación, conversión, control y distribución de la energía generada. Los principales componentes son: módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras de soporte y sistemas eléctricos de protección. Adicionalmente, puede incluir sistemas de monitorización y almacenamiento energético en configuraciones híbridas.

2.3.3. Ventajas y limitaciones.

Entre sus principales ventajas destacan su carácter renovable, la reducción de costes operativos, su alta fiabilidad y su escalabilidad. Asimismo, permite su integración en entornos industriales aprovechando superficies disponibles.

Como limitaciones, presenta una generación intermitente dependiente de las condiciones ambientales, requiere superficie disponible y una inversión inicial significativa, pudiendo ser necesaria la integración de sistemas complementarios para garantizar la continuidad del suministro.

2.4. Energía eólica

2.4.1. Descripción y funcionamiento. Principio de funcionamiento.

La energía eólica aprovecha la energía cinética del viento mediante aerogeneradores transformándola en energía eléctrica.

La potencia generada depende de la velocidad del viento según la siguiente relación:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p$$

donde ρ es la densidad del aire, A es el área barrida por el rotor, v es la velocidad del viento y C_p es el coeficiente de potencia del aerogenerador, el cual representa la eficiencia aerodinámica del sistema y está limitado por el límite de Betz.

El rendimiento del sistema está condicionado por la velocidad y distribución del viento, la altura del buje, la topografía del terreno y las características del aerogenerador.

2.4.2. Componentes del sistema eólico.

Un sistema eólico está compuesto por diversos elementos mecánicos, eléctricos y de control que permiten la captación, conversión y gestión de la energía del viento. Los principales componentes son: el rotor, la góndola (incluye el generador), la torre y los sistemas de control y conversión eléctrica, que permiten transformar y gestionar la energía generada.

2.4.3. Ventajas y limitaciones.

Entre sus ventajas destacan su alta densidad energética, su complementariedad con la energía solar y su madurez tecnológica.

Como limitaciones, presenta variabilidad del recurso, dependencia del emplazamiento, requerimientos de espacio e impacto ambiental.

2.4.4. Parámetros claves.

El análisis eólico se basa en parámetros como la velocidad del viento (modelada mediante distribuciones como Weibull), la altura de buje, la curva de potencia del aerogenerador, el factor de capacidad y la energía anual generada (AEP).

2.5. Sistemas híbridos.

2.5.1. Definición.

Los sistemas híbridos integran múltiples fuentes de generación de energía para mejorar la eficiencia, estabilidad y confiabilidad del suministro, aprovechando la complementariedad de los recursos y reduciendo su variabilidad.

En este proyecto se analiza la combinación de energía solar fotovoltaica y eólica en una configuración conectada a red.

La operación de estos sistemas requiere estrategias de control y gestión energética que permitan coordinar la generación, el consumo y el almacenamiento, optimizando el rendimiento global del sistema.

2.5.2. Tipos de sistemas híbridos.

Los sistemas híbridos pueden ser aislados (off-grid), conectados a red (on-grid) o incluir almacenamiento energético. Asimismo, pueden configurarse en arquitecturas AC-coupled o DC-coupled, lo que condiciona su eficiencia y estrategia de control.

2.5.3. Ventajas de los sistemas híbridos.

Estos sistemas permiten reducir la intermitencia, mejorar la estabilidad del suministro, optimizar el uso de recursos, incrementar la seguridad energética y reducir costes y emisiones.

2.6. Sistemas de almacenamiento energético.

2.6.1. Tipos de almacenamientos.

Los sistemas de almacenamiento energético permiten acumular energía para su uso posterior. Existen diferentes tecnologías de almacenamiento, entre las cuales destacan:

- **Baterías electroquímicas:**
 - *Ion-litio*: Alta densidad energética, elevada eficiencia y larga vida útil.
 - *Plomo-ácido*: más económica, menor vida útil y eficiencia.
- **Sistemas mecánicos:**
 - *Volantes de inercia*: Almacenan energía en forma de energía cinética. Alta capacidad de respuesta y ciclos de carga/descarga rápidos.
- **Almacenamiento térmico**: Permite almacenar energía en forma de calor para su posterior utilización, aunque su aplicación es más común en sistemas específicos.
- **Otras tecnologías (emergentes o a gran escala)**: Como el almacenamiento mediante aire comprimido o bombeo hidráulico.

2.6.2. Función en el sistema híbrido.

El almacenamiento energético permite gestionar la variabilidad de la generación, almacenar excedentes y utilizarlos en períodos de déficit, mejorar la calidad del suministro, reducir picos de demanda (peak shaving), y optimizar el coste energético.

2.7. Indicadores tecno-económicos.

Para evaluar la viabilidad del sistema se emplean los siguientes indicadores:

- **LCOE (Levelized Cost of Energy)**: coste promedio de generación por unidad de energía.
- **TIR (Tasa Interna de Retorno)**: rentabilidad del proyecto.
- **ROI (Retorno de la Inversión)**: relación entre beneficios y costes.
- **CAPEX y OPEX**: costes de inversión y operación.
- **Fracción renovable**: porcentaje de energía cubierta por fuentes renovables.

2.8. Estado del arte.

El desarrollo de sistemas híbridos renovables ha sido validado mediante múltiples aplicaciones reales en el ámbito industrial y energético. A nivel internacional, destacan diversos casos de éxito que demuestran la viabilidad técnica y económica de la combinación de energía solar fotovoltaica, eólica y almacenamiento.

Un ejemplo relevante es la isla de El Hierro (España), donde se implementó un sistema híbrido eólico–hidráulico capaz de cubrir la mayor parte de la demanda eléctrica mediante fuentes renovables. Este proyecto ha demostrado la eficacia de los sistemas híbridos para garantizar estabilidad de suministro y reducir significativamente la dependencia de combustibles fósiles.

En el ámbito industrial, proyectos desarrollados en regiones como Chile y México han integrado sistemas fotovoltaicos con almacenamiento para autoconsumo en instalaciones productivas, logrando reducciones sustanciales en el coste energético y en la dependencia de la red. En estos casos, la optimización mediante herramientas como HOMER Pro ha permitido alcanzar configuraciones con altos niveles de penetración renovable y mejoras en indicadores como el LCOE y la TIR.

Asimismo, la combinación de energía solar y eólica ha demostrado una elevada complementariedad operativa en proyectos utility-scale, permitiendo mejorar la estabilidad del sistema y optimizar la producción energética a lo largo del día.

No obstante, en países en desarrollo como Colombia, la aplicación de estos sistemas en el sector manufacturero aún presenta un margen significativo de crecimiento, especialmente en industrias intensivas en consumo energético como la del plástico.

En este contexto, el presente trabajo se orienta a evaluar la viabilidad de un sistema híbrido eólico–fotovoltaico aplicado a la industria plástica en Colombia, contribuyendo al desarrollo de soluciones energéticas sostenibles adaptadas a condiciones locales.

3. Metodología

3.1 Metodología de estimación del consumo energético

Ante la ausencia de datos energéticos medidos para la planta objeto de estudio, se adopta una metodología de estimación indirecta basada en la intensidad energética por unidad de producción, ampliamente utilizada en estudios de eficiencia energética industrial.

Este método consiste en relacionar la producción anual de la planta, expresada en toneladas de material procesado, con valores de consumo energético específico (kWh/ton), obtenidos a partir de benchmarks sectoriales y fuentes técnicas reconocidas.

Adicionalmente, la estimación incorpora el consumo de los sistemas auxiliares —como aire comprimido, sistemas de refrigeración, secado de resinas e iluminación—, con el fin de obtener una aproximación global representativa del consumo total de la instalación.

3.2 Metodología de caracterización del recurso solar

La caracterización del recurso solar se realiza a partir de bases de datos satelitales, utilizando información proporcionada por PVGIS.

A partir de esta herramienta se obtienen parámetros clave como la irradiación global horizontal (GHI), las horas pico solar (HPS) y la temperatura media del emplazamiento. Estos datos permiten estimar el potencial de generación fotovoltaica y constituyen la base para el dimensionamiento del subsistema solar.

El cálculo de la producción fotovoltaica se realiza mediante un enfoque simplificado basado en la relación entre energía generada, horas pico solar y potencia instalada, incorporando un Performance Ratio (PR) que recoge las pérdidas del sistema.

3.3 Metodología de caracterización del recurso eólico

Dado que no se dispone de una campaña de medición de viento en el emplazamiento, la caracterización del recurso eólico se realiza mediante el uso de bases de datos globales y modelos estadísticos.

La estimación de la producción energética se basa en la distribución de Rayleigh, como caso particular de la distribución de Weibull, utilizando la velocidad media del viento como parámetro de entrada.

El cálculo de la energía generada se realiza mediante el cruce entre la distribución de probabilidad del viento y la curva de potencia del aerogenerador seleccionado, lo que permite estimar la producción energética anual (AEP) de forma aproximada.

Este enfoque es ampliamente utilizado en estudios preliminares de recurso eólico cuando no se dispone de datos de medición directa.

3.4 Metodología de simulación del sistema híbrido

El análisis y optimización del sistema híbrido se realiza mediante la herramienta HOMER Pro, que permite modelar sistemas energéticos complejos considerando la interacción entre generación, almacenamiento y red eléctrica.

Se definen distintos escenarios de simulación que incluyen configuraciones con generación fotovoltaica, eólica y almacenamiento, así como el escenario base de suministro desde la red.

La herramienta evalúa el comportamiento del sistema bajo cada configuración, considerando la variabilidad de los recursos renovables y el perfil de demanda, con el objetivo de identificar la solución óptima desde el punto de vista técnico y económico.

3.5 Metodología de análisis económico

El análisis económico se basa en la estimación de los costes de inversión (CAPEX), los costes de operación y mantenimiento (OPEX) y los ahorros derivados de la reducción del consumo de energía de la red.

Se realiza un análisis comparativo entre los distintos escenarios simulados, permitiendo evaluar el impacto económico de la incorporación de energías renovables en la planta.

Asimismo, se cuantifica el coste de la energía generada y el ahorro económico asociado al sistema híbrido.

3.6 Metodología de evaluación de indicadores y sensibilidad

Para evaluar la viabilidad del sistema, se emplean indicadores técnico-económicos como el coste nivelado de la energía (LCOE), el periodo de retorno (Payback), la tasa interna de retorno (TIR) y el retorno de la inversión (ROI).

Adicionalmente, se realiza un análisis de sensibilidad con el fin de evaluar la influencia de variables clave, como el precio de la electricidad, los costes de inversión y la disponibilidad de recurso renovable, sobre los resultados del proyecto.

Este análisis permite determinar la robustez del sistema y su comportamiento frente a distintos escenarios futuros.

CAPÍTULO 2

4. Caracterización de la planta y su entorno.

4.1. Descripción del caso de estudio: RIMAX.

4.1.1. Descripción general de la empresa.

Para el desarrollo del presente estudio se ha seleccionado como caso de aplicación una planta representativa del sector plástico en Colombia, tomando como referencia la empresa RIMAX, ubicada en el municipio de Yumbo, Valle del Cauca.

RIMAX es una compañía dedicada a la fabricación de productos plásticos para el hogar, la industria y el sector institucional, incluyendo mobiliario, recipientes y envases mediante procesos de transformación de polímeros ampliamente extendidos en el sector. Esta característica la convierte en un caso de estudio adecuado para analizar soluciones energéticas extrapolables a la industria plástica.

La planta analizada corresponde a una instalación industrial de gran escala, con una superficie aproximada de 35.000 m², y una producción anual estimada de 20.000 toneladas de las cuales alrededor de 5.000 toneladas (25%) proceden de material reciclado. Su actividad se basa en procesos continuos de transformación de polímeros, destacando la inyección de plástico como proceso principal (de elevada intensidad energética), la extrusión y el reciclado mecánico.

Desde el punto de vista productivo, la actividad de la planta se basa en procesos industriales continuos de transformación de polímeros, entre los que destacan:

- **Inyección de plástico (Injection Molding):** proceso principal, caracterizado por un elevado consumo energético debido al calentamiento del material, la operación de sistemas hidráulicos o servoeléctricos y la repetitividad de los ciclos productivos.
- **Extrusión:** utilizada para la fabricación de productos continuos, con un consumo energético moderado pero constante.
- **Reciclado mecánico:** incluye operaciones de trituración, lavado y paletización de material plástico posconsumo, contribuyendo a la sostenibilidad del proceso productivo.

Asimismo, se considera que la planta dispone de maquinaria moderna, incluyendo equipos de inyección servo-eléctricos, lo que implica una mayor eficiencia energética en comparación con tecnologías hidráulicas convencionales. No obstante, el conjunto del proceso industrial mantiene una alta intensidad energética, debido tanto a los procesos principales como a los sistemas auxiliares asociados, entre los que destacan: sistemas de aire comprimido, sistemas de enfriamiento (chillers y torres de refrigeración), secadores de resina y las instalaciones eléctricas, de control y climatización. Estos sistemas representan una fracción significativa del consumo total de energía de la planta.

Desde el punto de vista operativo, la planta funciona de manera continua (24 horas), con un perfil de carga relativamente constante a lo largo del día, aunque con variaciones puntuales asociadas a cambios de turno, arranques de maquinaria o fluctuaciones en la demanda de procesos auxiliares.

Esta configuración implica una alta dependencia del suministro eléctrico, tanto en términos de volumen de consumo como de criticidad del servicio, ya que cualquier interrupción puede afectar directamente la continuidad del proceso productivo, la calidad del producto y la eficiencia operativa.

A modo de síntesis, los principales datos característicos de la planta se resumen a continuación:

- **Razón social:** Plásticos Rimax S.A.S.
- **Ubicación:** Carrera 25 #13-440, Yumbo, Valle del Cauca, Colombia
- **Área de planta:** ~35.000 m²
- **Número de plantas:** Una (1) — planta única a nivel nacional
- **Producción total:** ~20.000 toneladas/año
- **Material reciclado:** ~5.000 ton/año (25%)
- **Mercados:** Exportación a más de 45 países

En este contexto, la selección de esta planta como caso de estudio permite analizar la integración de sistemas híbridos eólico–fotovoltaicos en un entorno industrial realista, caracterizado por un consumo energético elevado, continuo y altamente dependiente de la red eléctrica, lo que la convierte en un candidato idóneo para la implementación de soluciones de generación renovable y autoconsumo energético.

4.1.2. Ubicación y entorno.

La selección del emplazamiento constituye un factor clave en la viabilidad técnica y económica de proyectos de generación de energía renovable. En el caso de sistemas híbridos eólico–fotovoltaicos, variables como la disponibilidad del recurso energético, la

proximidad a los centros de consumo y las condiciones geográficas influyen directamente en el rendimiento y la eficiencia global del sistema.

En este contexto, el estudio se centra en la planta industrial de RIMAX, ubicada en el entorno industrial del municipio de Yumbo, cuyas coordenadas aproximadas son 3.6270° N – 76.4939° O. Esta localización se encuentra dentro del principal corredor industrial del Valle del Cauca, caracterizado por una elevada concentración de actividad manufacturera y una alta demanda energética.

El área se sitúa en el valle geográfico del río Cauca, una planicie interandina comprendida entre la cordillera Occidental y la cordillera Central de los Andes colombianos. Esta configuración favorece el desarrollo industrial y la implantación de infraestructuras energéticas, debido a su topografía predominantemente plana y pendientes suaves, lo que reduce la complejidad constructiva. Asimismo, la altitud media, entre 950 y 1.000 m s.n.m., contribuye a condiciones climáticas relativamente estables.

Desde el punto de vista energético, la ubicación presenta un potencial solar favorable, con niveles de irradiación adecuados para una generación fotovoltaica eficiente. En cuanto al recurso eólico, aunque no corresponde a zonas de alto potencial a nivel nacional, se identifica un régimen de viento medio que permite su aprovechamiento mediante tecnologías adaptadas a estas condiciones.

En este sentido, el análisis del emplazamiento se aborda específicamente desde la perspectiva del recurso eólico, considerando que, aun no siendo una ubicación óptima, resulta representativa de numerosos entornos industriales donde el recurso disponible es moderado. Esto permite evaluar la viabilidad real de integración de aerogeneradores en condiciones no ideales, reforzando el carácter aplicado del estudio.

Finalmente, la localización de la planta favorece la implementación de esquemas de generación distribuida, al permitir la integración directa de la generación renovable con el consumo industrial, reduciendo pérdidas en la transmisión y mejorando la eficiencia global del sistema.

4.1.3. Caracterización energética de la planta. Necesidades, estimación del consumo y problemática.

Como se ha mencionado en apartados anteriores, la planta industrial analizada presenta un perfil energético típico de la industria de transformación de plásticos, caracterizado por un consumo elevado, continuo y relativamente constante a lo largo del día, debido a

la operación ininterrumpida de los procesos como inyección, extrusión y sistemas auxiliares.

Este comportamiento se traduce en una demanda eléctrica sostenida durante las 24 horas, con una carga base elevada, variaciones moderadas asociadas a los turnos de producción y picos puntuales vinculados al arranque de maquinaria, manteniendo en conjunto una baja variabilidad global.

En este contexto, la planta requiere un suministro eléctrico continuo, estable y capaz de adaptarse a variaciones puntuales de carga. No obstante, esta elevada dependencia de la red eléctrica convencional conlleva problemáticas relevantes, como el impacto del coste energético en los gastos operativos, la exposición a la volatilidad de precios, la dependencia de fuentes no renovables y la creciente presión por reducir la huella ambiental.

En consecuencia, estas condiciones evidencian la necesidad de incorporar soluciones energéticas alternativas que permitan mejorar la eficiencia del suministro, reducir costes y avanzar hacia un modelo más sostenible, destacando la integración de sistemas híbridos de generación renovable como una opción viable.

4.1.3.1 Estimación del consumo energético

Ante la ausencia de datos energéticos medidos y publicados, se adopta una metodología de estimación basada en la intensidad energética por unidad de producción, ampliamente utilizada en estudios de eficiencia energética industrial.

Este enfoque consiste en relacionar la producción anual de la planta (expresada en toneladas de material procesado) con valores de consumo energético específicos del sector (kWh por tonelada), obtenidos a partir de fuentes técnicas y estudios industriales.

La siguiente tabla consolida los valores de referencia internacional para cada proceso relevante de Rimax, expresados en kWh por tonelada de material procesado:

Proceso	Rango (kWh/ton)	Valor ref. (kWh/ton)	Fuente
Inyección (servo-eléctrica)	900 – 1.200	1.050	Sensorfact (2023); Plastics Technology
Inyección (hidráulica convencional)	1.400 – 1.900	1.650	Sensorfact (2023); DOE Manufacturing Guide
Extrusión	400 – 700	550	Sensorfact (2023)
Reciclado mecánico (molienda + peletizado)	300 – 600	450	Plastics Recyclers Europe (2022)

Proceso	Rango (kWh/ton)	Valor ref. (kWh/ton)	Fuente
Referencia EcoInvent (LCA global)	1.300 – 1.600	1.470	EcoInvent v3.9 – dataset injection moulding
BENCHMARK UPME – Plásticos Colombia	950 – 1.400	1.175	UPME – Programa PEVI, sector caucho y plástico

Tabla 1. Consumo energético específico por proceso en la industria del plástico (kWh/ton). Fuente: Elaboración propia a partir de Sensorfact Industrial Energy Benchmark (2023); U.S. Department of Energy – Manufacturing Energy Consumption Guide; EcoInvent v3.9, dataset “injection moulding”; Plastics Recyclers Europe – Mechanical Recycling Energy Report (2022); y UPME – Programa de Evaluación Industrial (PEVI), sector caucho y plásticos, Colombia.

El consumo energético de la planta se estima a partir de la producción anual (estimación de 1.667 ton/mes, suponiendo una producción continua, sin estacionalidad significativa declarada) y del mix de procesos productivos, considerando una distribución representativa de:

- 75% inyección; 15% extrusión; 10% reciclado

A partir de esta distribución y de los valores de intensidad energética correspondientes, se obtiene una estimación del consumo energético del proceso productivo principal.

Posteriormente, se incorpora el consumo de los sistemas auxiliares. En una planta de transformación de plásticos, los sistemas auxiliares representan entre el 30% y el 46% del consumo eléctrico total. No considerarlos subestimaría significativamente la demanda real de la planta. A continuación, se desglosa cada sistema:

Sistema Auxiliar	% del consumo total	kWh/ton estimado	Base de estimación
Aire comprimido (compresores)	12 – 15%	126 – 158	EUROMAP 60 (2019); DOE Compressed Air Challenge
Sistemas de enfriamiento / torres de agua	8 – 12%	84 – 126	Plastics Technology – Cooling energy benchmark
Iluminación industrial	3 – 5%	32 – 53	IEA Industrial Lighting Guide (2021)
Secadores de resina (desiccant dryers)	5 – 8%	53 – 84	Maguire Products – Dryer energy study (2022)
Área administrativa y HVAC	4 – 6%	42 – 63	ASHRAE 90.1 – Referencia edificios industriales
TOTAL AUXILIARES	32 – 46%	337 – 484	Suma de sistemas individuales

Tabla 2. Consumo energético de sistemas auxiliares en la industria del plástico. Fuente: Elaboración propia a partir de EUROMAP 60 – Energy Efficiency in Injection Moulding (2019); DOE Compressed Air Challenge; IEA Industrial Energy Efficiency (2021); y ASHRAE 90.1.

Para la estimación del consumo energético total, se ha adoptado un factor de auxiliares del 32%, valor representativo de instalaciones industriales que han modernizado su parque de maquinaria mediante tecnologías servo-eléctricas y optimizado sus sistemas

auxiliares como el aire comprimido. Este valor se encuentra en línea con referencias técnicas y estudios sectoriales en materia de eficiencia energética industrial, tales como *EUROMAP 60 – Energy Efficiency in Injection Moulding (2019)*, *DOE Compressed Air Challenge*, *IEA Industrial Energy Efficiency (2021)* y la normativa *ASHRAE 90.1*.

El resultado es una estimación global del consumo energético total de la planta, que incluye tanto procesos productivos como sistemas auxiliares. De este modo, se plantean tres escenarios para acotar la incertidumbre de la estimación, considerando el estado del arte tecnológico de Rimax:

- **Escenario conservador:** basado en condiciones de alta eficiencia energética
- **Escenario medio:** representativo de una planta moderna con tecnologías eficientes y mix de procesos
- **Escenario alto:** asociado a condiciones menos eficientes o tecnologías convencionales

Escenario	kWh/ton proceso	kWh/ton total	Consumo anual (MWh)	Consumo mensual prom.(MWh)
Conservador (máq. servo-eléctricas, alta eficiencia)	900	1.187	23.740	1.978
MEDIO – ADOPTADO (máq. modernas + mix reciclado)	1.150	1.517	30.340	2.528
Alto (parque mixto hidráulico/eléctrico)	1.650	2.178	43.560	3.630

Tabla 3. Estimación del consumo energético anual de la planta bajo distintos escenarios operativos. Fuente: Elaboración propia a partir de benchmarks sectoriales y valores de consumo específico obtenidos de Sensorfact (2023), DOE Manufacturing Energy Guide, EcoInvent v3.9 y UPME (PEVI, Colombia).

El escenario MEDIO es el adoptado como estimación base en este trabajo, con las siguientes justificaciones:

- Rimax ha declarado uso de tecnologías limpias y renovación de máquinas inyectoras (portal ambiental, 2022), lo que descarta el escenario alto (maquinaria hidráulica convencional).
- Sin embargo, el mix de producción incluye reciclado mecánico (molienda, peletización) que añade carga energética sobre el benchmark de inyección pura.
- El valor de 1.150 kWh/ton (proceso) se obtiene ponderando: 69% del total entre 75% inyección servo-eléctrica (787 kWh/ton) + 15% extrusión (158 kWh/ton) + 10% reciclado (105 kWh/ton) = 1.050 kWh/ton proceso base.
- Incluyendo el factor de auxiliares el valor total es de 1.517 kWh/ton.

De este modo, a modo resumen, se lista lo siguiente:

- **Consumo energético anual:** 30.340 MWh/año
- **Consumo energético mensual promedio:** 2.528 MWh/mes
- **Potencia media estimada:** 3,5 MW.
- **Demanda de potencia estimada (potencia pico):** 4,5 MW (asumiendo factor de carga 0,75 y 8.760 h/año).

Estos valores son coherentes con instalaciones industriales del sector plástico de tamaño medio-alto y constituyen la base para el dimensionamiento del sistema híbrido propuesto en los capítulos siguientes.

4.2. Análisis del recurso renovable.

4.2.1. Recurso EÓLICO.

4.2.1.1 Caracterización general del viento en la zona.

El emplazamiento se localiza en el piedemonte occidental de la cordillera Central colombiana, en un corredor donde interactúan brisas locales, circulación del valle del río Cauca y efectos orográficos. Este contexto genera un régimen eólico predominantemente fuerte, con velocidades típicamente moderadas a altas, tal como lo indican las capas del Global Wind Atlas utilizadas para este estudio. Estas capas muestran el patrón regional de vientos, su intensidad promedio y las direcciones preferentes durante el año, sirviendo como insumo preliminar para análisis de prefactibilidad.

La condición climática local es cálido-húmeda, con temperaturas promedio que oscilan entre 25–27 °C (máximas) y 16–17 °C (mínimas), lo que influye en la estabilidad atmosférica y en la mezcla vertical del viento. La alta humedad y la nubosidad frecuente, documentadas por servicios meteorológicos como Weather-Atlas, Meteoblue y WeatherSpark, son coherentes con un régimen de velocidades moderadas, altas y con la presencia de capas límite atmosféricas relativamente estables.

4.2.1.2 Velocidad media del viento

De acuerdo con la Ilustración 3, evidencia que el emplazamiento presenta una velocidad media del viento de 8.37 m/s a 100 m. Este hallazgo eleva la evaluación del potencial eólico, llevándolo a la categoría de recurso altamente competitivo. Aunque la velocidad también depende de la altura (el atlas proporciona estimaciones normalizadas), los patrones observados permiten concluir:

- Una velocidad media superior a 8 m/s permite el uso de turbinas eólicas de clase II o III con factores de planta elevados, similar a los de parques eólicos comerciales en zonas óptimas.

- El potencial eólico actualizado permite diseñar esquemas híbridos eólico-solar que reduzcan significativamente los costes energéticos.

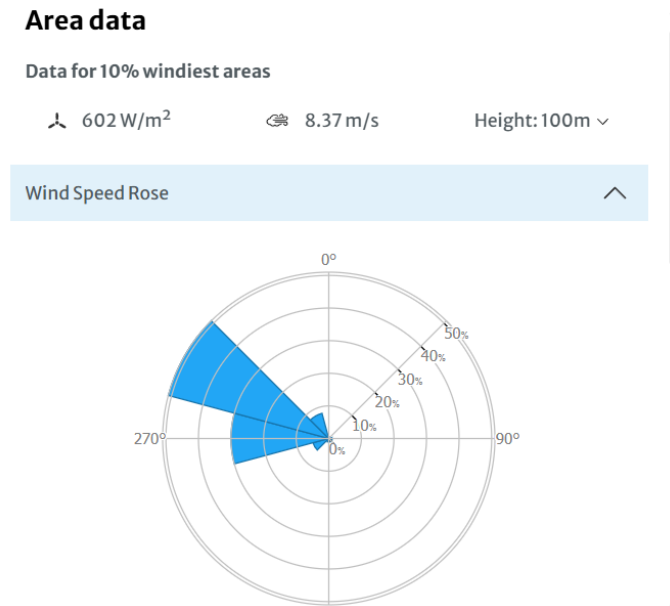


Ilustración 1. Velocidad predominante del viento en el emplazamiento, Yumbo, Valle del Cauca, Colombia. Fuente: Global Wind Atlas.

4.2.1.3 Dirección predominante del viento

La Ilustración 4 muestra que el régimen eólico del área mantiene una direccionalidad relativamente consistente, asociada al alineamiento del valle y a los patrones regionales diurnos–nocturnos. Esta direccionalidad aporta:

- Facilidad de alineación de los equipos eólicos para maximizar captura de energía.
- Menor complejidad para estimar pérdidas por efecto estela en caso de configuraciones con múltiples aerogeneradores.
- Orientación clara para ubicar torres y soporte, reduciendo turbulencias inducidas por relieve y construcciones cercanas.

Estas tendencias concuerdan con los registros de viento para Yumbo, donde la variación direccional no muestra dispersión extrema según los análisis climáticos revisados.

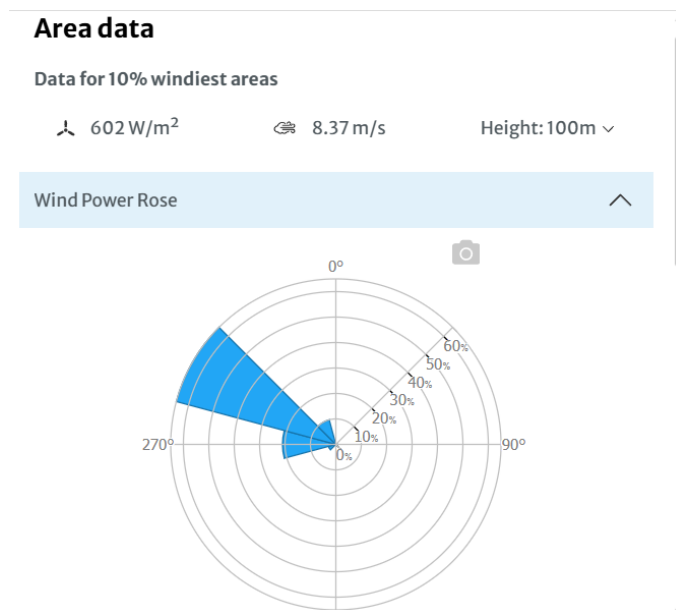


Ilustración 2. Dirección predominante del viento en el emplazamiento, Yumbo, Valle del Cauca, Colombia. Fuente: Global Wind Atlas.

4.2.1.4 Frecuencia del viento por rangos de velocidad

La Ilustración 5 (frecuencia del viento) permite visualizar la distribución de velocidades a lo largo del tiempo. En el emplazamiento se observa:

- Frecuencias altas de velocidades moderadas y altas, cantidad significativa de horas muy por encima del umbral típico de corte de turbinas comerciales (>3 m/s).
- Una curva de distribución compatible con zonas tropicales húmedas de valle, donde la información climática advierte que los modelos pueden subestimar o sobreestimar precipitaciones, pero mantienen patrones de viento estables en escalas mensuales.

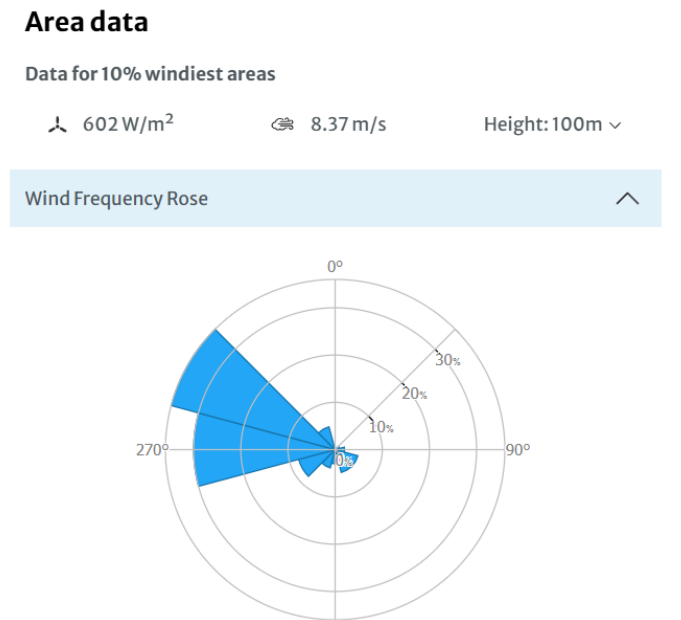


Ilustración 3. Frecuencia del viento en el emplazamiento, Yumbo, Valle del Cauca, Colombia. Fuente: Global Wind Atlas.

4.2.1.5 Velocidad predominante del viento (modal)

Global Wind Atlas identifica la velocidad predominante o modal, es decir, la más frecuente. En el caso del emplazamiento:

- Esta velocidad dominante se ubica dentro de un rango típico de viento moderado, inspeccionado en el atlas como valores altos, similares en comparación con regiones de alta energía eólica.
- La predominancia de una velocidad relativamente constante contribuye a estimaciones más robustas de capacidad efectiva en diseños preliminares.
- Su magnitud, sin embargo, implica que soluciones eólicas deben dimensionarse con expectativas más precisas y con preferencia por turbinas de 3,6 MW.

El comportamiento es coherente con los registros climáticos de la cordillera central cercana a Yumbo, donde la temperatura media diaria relativamente estable indica poca variabilidad del gradiente térmico que impulsa el viento.

4.2.1.6 Producción eólica anual estimada

La Ilustración 6 (AEP estimado) proporciona una referencia exploratoria de cuánta energía anual podría generarse con tecnología estándar en condiciones normalizadas. En zonas como Yumbo, donde las velocidades de viento son moderadas, el AEP tiende a ser:

- Apropiado para grandes turbinas, por debajo de niveles económicamente competitivos sin incentivos o sin hibridación.
- Viable para sistemas enfocados en autoconsumo industrial cuando se combina con tecnologías solares fotovoltaicas.
- Atractivo como parte de soluciones para cargas críticas, o para diversificar la matriz energética de instalaciones con alto consumo como plantas de manufactura plástica.

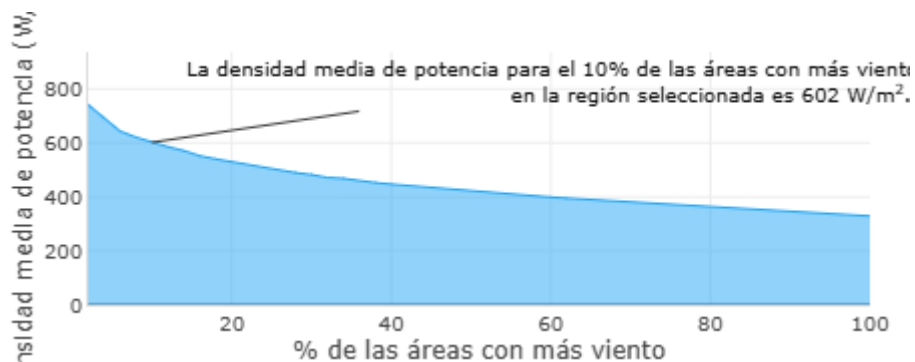


Ilustración 4. Densidad media de potencia en el emplazamiento, Yumbo, Valle del Cauca, Colombia. Fuente: Global Wind Atlas.

Esto coincide con el hecho de que Yumbo registra un clima con alta humedad y frecuentes días nublados, condiciones que típicamente coinciden con vientos moderados, como lo señala Global Wind Atlas.

4.2.2. Recurso FOTOVOLTAICO.

El análisis del recurso solar constituye un elemento clave para la evaluación del potencial de generación fotovoltaica del sistema híbrido propuesto. Como se ha mencionado en apartados anteriores, el emplazamiento seleccionado se sitúa en el municipio de Yumbo, en el Valle del Cauca, una región con condiciones favorables para el aprovechamiento de la energía solar.

Para la caracterización del recurso se ha empleado la herramienta PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) de la Comisión Europea, utilizando la base de datos climática PVGIS-ERA5, ampliamente reconocida en estudios de prefactibilidad y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.

El punto de análisis corresponde a las coordenadas anteriormente indicadas. Asimismo, se ha considerado la influencia del horizonte mediante el cálculo automático de sombras topográficas, lo que permite obtener resultados más realistas en términos de producción energética.

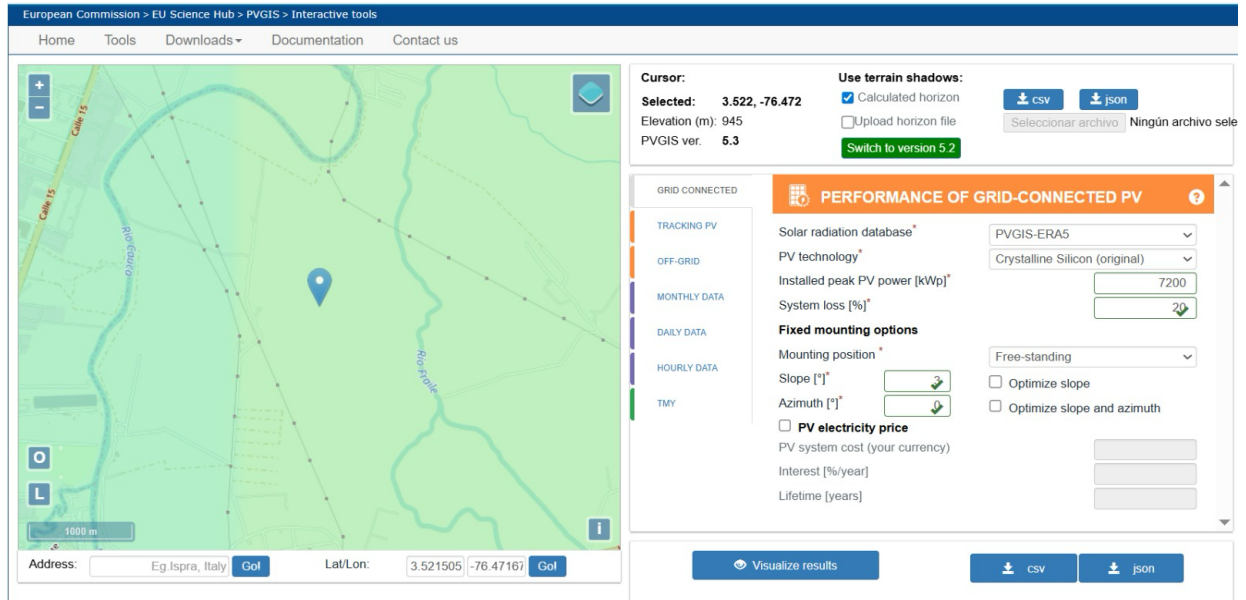


Ilustración 5. Interfaz de la herramienta PVGIS utilizada para la estimación del recurso solar y la producción fotovoltaica en el emplazamiento de estudio. Fuente: PVGIS

Caracterización del recurso solar

Los resultados obtenidos a partir de PVGIS indican que el emplazamiento presenta un recurso solar moderado-alto, característico de regiones cercanas al ecuador. En particular, se obtiene una irradiación anual sobre plano horizontal del orden de aproximadamente 1.650 kWh/m²/año.

Este valor se traduce en un número de horas pico solar (HPS) comprendido entre 4,2 y 4,8 h/día, lo cual resulta adecuado para el desarrollo de sistemas fotovoltaicos orientados a autoconsumo industrial.

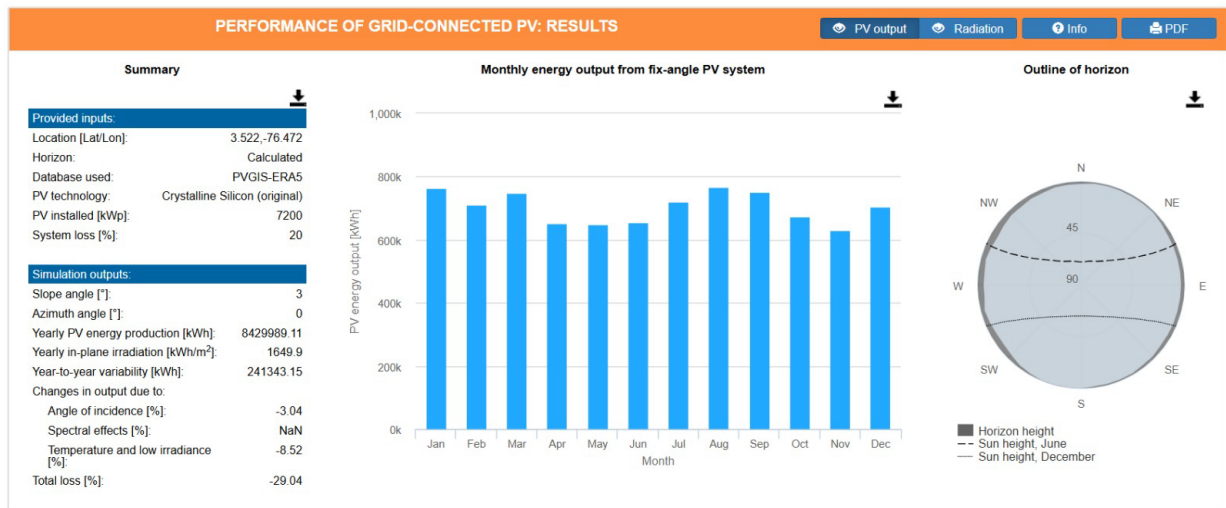


Ilustración 6. Resultados de la simulación fotovoltaica obtenidos mediante PVGIS, incluyendo producción energética anual, distribución mensual y condiciones del emplazamiento. Fuente: PVGIS

La distribución mensual de la generación muestra un comportamiento relativamente estable a lo largo del año, sin variaciones estacionales extremas. No obstante, se observan ligeras reducciones en los meses asociados a mayores niveles de nubosidad y precipitación (principalmente abril–mayo y octubre–noviembre), coherentes con el régimen climático de la región.

Esta estabilidad en la disponibilidad del recurso es especialmente favorable para aplicaciones industriales, ya que facilita la integración de la generación fotovoltaica con perfiles de demanda constantes, como es el caso de la planta analizada.

CAPÍTULO 3

5. Cálculo y dimensionamiento del sistema renovable.

5.1 Dimensionamiento del subsistema eólico

5.1.1 Datos de entrada.

Tal como se recoge en el apartado 4.2.1.2 Velocidad media del viento, El emplazamiento seleccionado presenta un régimen de viento medio con una velocidad promedio de 8.37 m/s a 100 m de altura, así como condiciones de topografía compleja propias de un valle interandino, lo cual implica la presencia de efectos orográficos y niveles moderados de turbulencia, los cuales influyen directamente en el comportamiento del recurso eólico y en la selección tecnológica del aerogenerador (Manwell et al., 2010).

En este contexto, según las necesidades energéticas de la planta, se definió una capacidad instalada de 7.2 MW mediante la implementación de dos aerogeneradores de 3.6 MW, lo que permite optimizar el aprovechamiento del recurso eólico, reducir las pérdidas por efecto estela y minimizar los costes asociados a infraestructura, operación y mantenimiento.

5.1.2 Selección del aerogenerador.

La selección del aerogenerador constituye una etapa clave dentro del dimensionamiento del subsistema eólico, ya que condiciona directamente la producción energética, el factor de capacidad y la viabilidad técnico-económica del sistema.

Como se ha mencionado en apartados anteriores, el emplazamiento presenta un régimen de viento medio y condiciones de topografía compleja propias de un valle interandino, lo que implica la presencia de efectos orográficos y niveles moderados de turbulencia. Estas características hacen necesario seleccionar una tecnología adaptada a este tipo de condiciones, con buen comportamiento frente a la variabilidad del recurso.

En este contexto, se han considerado dos modelos comerciales de aerogeneradores de potencia media, adecuados para emplazamientos con velocidades de viento moderadas y clasificados conforme a la norma IEC 61400-1: el modelo Nordex N117 y el modelo GE 3.6-137.

Parámetro	Potencia	Rotor	Área barrida	Clase IEC	AEP esperado	Complejidad	Coste
Nordex N117	3,6 MW	117m	10,715 m ²	II	Alto	Media	Menor
GE 3.6-137	3,6 MW	137m	14,742 m ²	III	Muy alto	Mayor	Mayor

Tabla 4. Comparación técnica entre aerogeneradores candidatos para el proyecto. **Fuente:** Elaboración propia a partir de fichas técnicas de fabricantes: Nordex (modelo N117) y General Electric (modelo 3.6-137).

Aunque ambos cuentan con una potencia nominal de 3,6 MW, presentan diferencias relevantes en términos de diámetro de rotor, área barrida y capacidad de captación energética. Mientras que el modelo Nordex dispone de un rotor de 117 m de diámetro y un área barrida de 10.715 m², el modelo GE alcanza los 137 m de diámetro, con un área barrida de 14.742 m², lo que supone un incremento significativo en la superficie de captación del viento.

Ambas alternativas son técnicamente viables para el emplazamiento, al estar diseñadas para operar en condiciones de viento medio (clases IEC II–III). Sin embargo, el mayor diámetro de rotor del modelo GE 3.6-137 representa una ventaja determinante, ya que permite incrementar la captación de energía en condiciones de viento moderado y variable, como las presentes en el emplazamiento analizado. Esta característica se traduce en una mayor producción energética anual (AEP) y en un mejor factor de capacidad del sistema.

Asimismo, el diseño del aerogenerador GE 3.6-137 está optimizado para operar en regímenes de viento medio y permite su instalación a mayores alturas de buje, lo que facilita el acceso a perfiles de viento más estables y reduce la influencia de la turbulencia asociada a la topografía local. Este aspecto resulta especialmente relevante en entornos de valle, donde la complejidad del terreno puede afectar significativamente al comportamiento del recurso eólico.

Si bien el modelo GE presenta un mayor coste inicial y una mayor complejidad respecto a otras alternativas, su mayor rendimiento energético permite compensar esta diferencia mediante una mejora en los indicadores económicos del proyecto, especialmente en términos de coste nivelado de energía (LCOE).

En consecuencia, se selecciona el modelo GE 3.6-137 como la opción más adecuada para el sistema propuesto, al ofrecer el mejor equilibrio entre rendimiento energético y viabilidad técnico-económica, permitiendo maximizar el aprovechamiento del recurso eólico disponible dentro del sistema híbrido.

5.1.3 Dirección aerogeneradores y separación entre los mismos.

La correcta orientación y disposición espacial de los aerogeneradores constituye un aspecto fundamental en el diseño del parque eólico, ya que influye directamente en la producción energética y en las pérdidas asociadas al efecto estela.

A partir del análisis de la rosa de vientos del emplazamiento, se identifica que la dirección predominante del viento corresponde al sector oeste–suroeste ($292,5^{\circ}$ – 315°), lo que implica que el flujo dominante se dirige hacia el noreste.

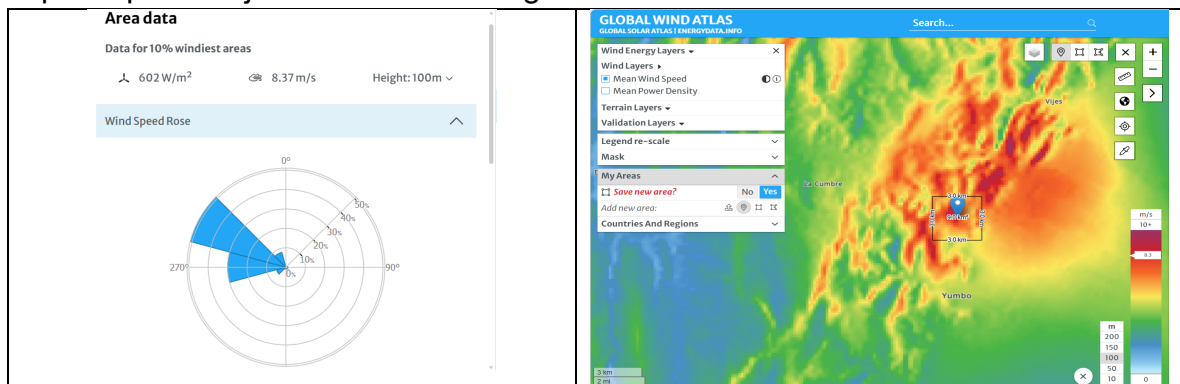


Ilustración 7. Velocidad media del viento en el emplazamiento, Yumbo, Valle del Cauca, Colombia. Fuente: Global Wind Atlas.

Este comportamiento direccional permite definir la disposición de los aerogeneradores de manera alineada con la dirección del viento predominante, minimizando así las interferencias aerodinámicas entre máquinas y optimizando la captación de energía. Como establecen los criterios de diseño de parques eólicos, una adecuada orientación respecto al viento dominante reduce las pérdidas por estela y mejora el rendimiento global del sistema (Manwell et al., 2010).

En cuanto a la separación entre aerogeneradores, se han considerado las recomendaciones internacionales, que establecen distancias comprendidas entre 5 y 10 veces el diámetro del rotor ($5D$ – $10D$), en función de la configuración del parque y de las condiciones del terreno (EWEA, 2009). Estas distancias permiten reducir las pérdidas energéticas derivadas de la interacción entre estelas y garantizar un funcionamiento eficiente del conjunto.

Adicionalmente, el diseño del emplazamiento ha tenido en cuenta criterios complementarios de seguridad y viabilidad, tales como la distancia mínima a infraestructuras existentes, adoptando un valor de al menos 1,5 veces la altura total del aerogenerador (altura de buje más radio de pala), con el fin de evitar afecciones en caso de fallo estructural. Asimismo, se consideran las limitaciones derivadas del impacto acústico, estableciendo distancias del orden de 300 a 500 m respecto a zonas habitadas, en línea con las buenas prácticas del sector y la normativa aplicable. También se ha tenido en cuenta la necesidad de mantener los aerogeneradores dentro de la parcela

disponible, respetando retranqueos mínimos equivalentes a la longitud del rotor, así como posibles condicionantes ambientales o patrimoniales.

Teniendo en cuenta las anteriores recomendaciones se tiene los siguientes parámetros:

Tipo Aerogenerador	Altura Buje	Diámetro Rotor	Alineación Horizontal (5D)	Alineación Paralela (7D)	Limite Carretera	Limite por Ruido
GE 3.6-137	100 m	137 m	685 m	959 m	252.75 m	500 m

Tabla 5. Parámetros de implantación y distancias de seguridad para el aerogenerador seleccionado. Fuente: Elaboración propia a partir de criterios de diseño de parques eólicos establecidos en European Wind Energy Association (EWEA, 2009) y Manwell, McGowan & Rogers – Wind Energy Explained (2010).

Considerando el aerogenerador seleccionado (GE 3.6-137), con un diámetro de rotor de 137 m y una altura de buje de 100 m, se adopta una distancia de separación mínima de 5D, equivalente a aproximadamente 685 m, como criterio de diseño. Este valor permite un equilibrio adecuado entre eficiencia energética y optimización del uso del terreno, manteniendo pérdidas por efecto estela en niveles aceptables.

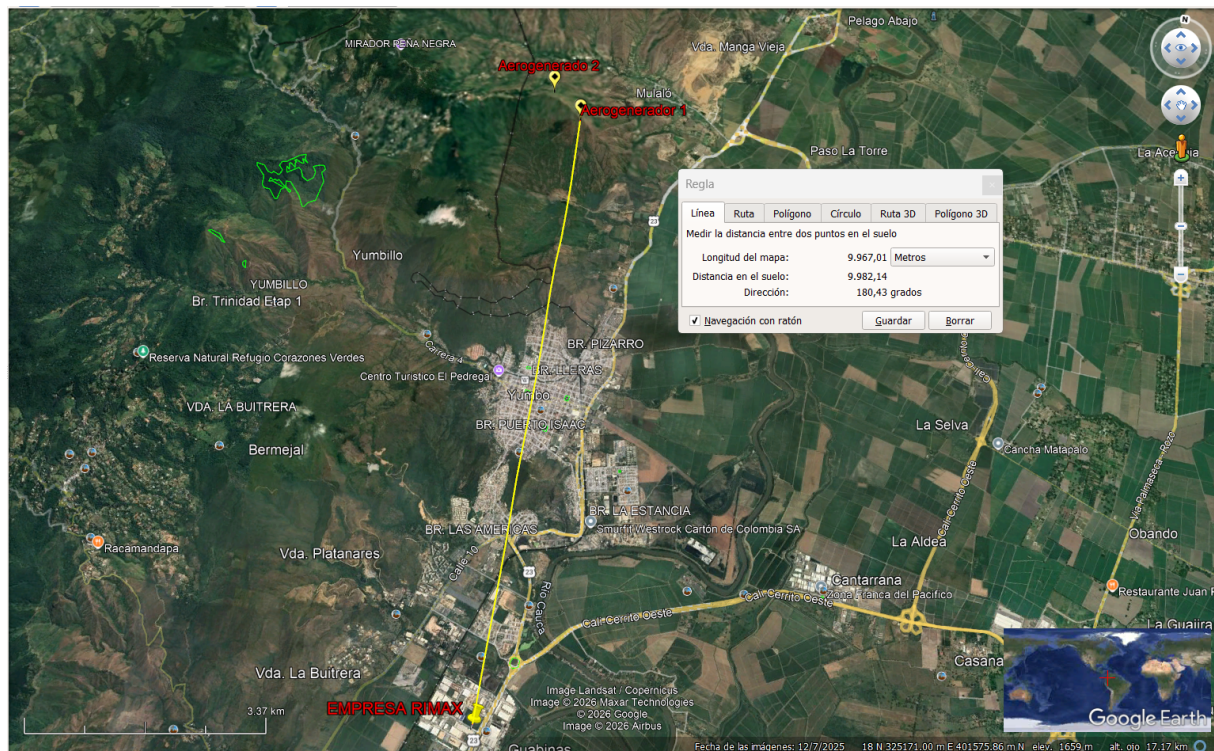


Ilustración 8. Localización de la planta industrial de RIMAX y emplazamiento de los aerogeneradores propuestos, incluyendo distancia aproximada entre ambos puntos. Fuente: Elaboración propia con Google Earth Pro.

A partir de la ubicación del primer aerogenerador en las coordenadas **3.62702° N, -76.49388° O**, se define la posición del segundo aerogenerador siguiendo la dirección dominante del viento, obteniendo unas coordenadas de **3.63132° N, -76.49868° O**. Esta

disposición en dirección noroeste permite mantener la alineación con el flujo predominante y minimizar la interacción entre estelas.

En conjunto, la configuración adoptada permite un diseño compacto del parque eólico, compatible con las restricciones del emplazamiento y optimizado desde el punto de vista energético, garantizando un adecuado aprovechamiento del recurso disponible y una integración eficiente dentro del sistema híbrido propuesto.

5.1.4 Estimación de producción energética anual.

Para calcular la producción energética anual se utiliza la distribución de Rayleigh, la cual corresponde a un caso particular de la distribución de Weibull cuando el factor de forma es $k = 2$. Este modelo es ampliamente utilizado en la evaluación del recurso eólico cuando no se dispone de series temporales completas, siendo un caso particular de la distribución de Weibull (Carta et al., 2009).

La “Probability Density Function” (PDF) de la distribución de Rayleigh es:

$$f(v) = (\pi/2) \cdot (v/V_m^2) \cdot \exp[-(\pi/4) \cdot (v/V_m)^2]$$

Donde V_m es la velocidad media del viento y v es la velocidad instantánea.

El parámetro de escala de Weibull equivalente es:

$$c = V_m \cdot (2/\sqrt{\pi}) = V_m \cdot 1,1284 \rightarrow c = 8,37 \times 1,1284 = 9,45 \text{ m/s}$$

Método estático: cruce curva potencia – distribución de rayleigh

El método estático se basa en estimar la energía producida para cada rango de velocidad del viento, multiplicando la potencia que entrega el aerogenerador a dicha velocidad (según la curva de potencia del fabricante) por la proporción de tiempo en la que el viento se presenta en ese rango (determinada mediante la distribución de Rayleigh).

Este enfoque es una metodología estándar en la estimación del AEP, basada en la integración de la curva de potencia del aerogenerador con la distribución de probabilidad del viento (NREL, 2020).

La expresión utilizada para el cálculo es:

$$E_{\text{anual}} = \sum [P(v_i) \cdot f(v_i) \cdot \Delta v \cdot 8.760 \text{ h/año}]$$

A continuación, se muestran los resultados del cálculo para el aerogenerador GE 3.6-137 con $V_m = 8,37 \text{ m/s}$:

Rango	Velocidad m/s	Potencia KW	Fv(rayleigh)	ΔV	h/año	Energía (MWh)
0-1	0.00	0	0	1	8760	0
1 - 2	1.00	0	0.02217176	1	8760	0
2- 3	2.00	0	0.04287693	1	8760	0
3-4	3.00	0	0.06080942	1	8760	0
4-5	4.00	150	0.07495971	1	8760	98.49706212
5-6	5.00	400	0.08470686	1	8760	296.8128417
6-7	6.00	800	0.08985513	1	8760	629.704741
7-8	7.00	1400	0.09061395	1	8760	1111.289487
8-9	8.00	2100	0.08752957	1	8760	1610.193934
9-10	9.00	2700	0.0813837	1	8760	1924.887368
10-11	10.00	3200	0.07307814	1	8760	2048.526288
11-12	11.00	3500	0.06352359	1	8760	1947.633234
12-13	12.00	3600	0.0535477	1	8760	1688.680343
13-14	13.00	3600	0.04383112	1	8760	1382.258211
14-15	14.00	3600	0.0348746	1	8760	1099.80542
15-16	15.00	3600	0.0269946	1	8760	851.3015865
16-17	16.00	3600	0.020341	1	8760	641.4737662
17-18	17.00	3600	0.01492899	1	8760	470.8005293
18-19	18.00	3600	0.01067691	1	8760	336.7068872
19-20	19.00	3600	0.00744355	1	8760	234.7399129
20-21	20.00	3600	0.00506026	1	8760	159.5803992
21-22	21.00	3600	0.00335537	1	8760	105.8150471
22-23	22.00	3600	0.00217063	1	8760	68.45288694
23-24	23.00	3600	0.00137023	1	8760	43.21159004
24-25	24.00	3600	0.00084419	1	8760	26.62253128
25-26	25.00	0	0.00050769	1	8760	0
					Total MWh	16776.99407
					Total GWh	16.77699407

Tabla 6. Estimación de la producción energética eólica mediante distribución de Rayleigh y curva de potencia del aerogenerador. Fuente: Elaboración propia a partir de la curva de potencia del aerogenerador seleccionado (GE 3.6-137) y modelización del recurso eólico mediante distribución de Rayleigh, conforme a Manwell, McGowan & Rogers – Wind Energy Explained (2010).

Producción anual estimada del parque

El cálculo de la producción energética anual bajo este enfoque es consistente con metodologías reconocidas internacionalmente para la evaluación del rendimiento de aerogeneradores (IEC, 2019).

$$E \text{ bruta} = 16.78 \text{ GWh/año} \times 2 = 33.55 \text{ GWh/año}$$

Aplicando un factor de disponibilidad del 95% y un factor de pérdidas del parque (efecto estela, pérdidas eléctricas, etc.) del 18%, la producción neta anual estimada es:

$$E_{\text{neta}} = 33.55 \times 0,95 \times (1 - 0,18) = 26.14 \text{ GWh/año}$$

El factor de capacidad resultante es:

$$CF = 26140 \text{ MWh} / (7.2 \text{ MW} \times 8.760 \text{ h}) = 0.41 \approx 41\%$$

A partir de la integración de la curva de potencia del aerogenerador y la distribución de Rayleigh, se obtuvo una producción energética anual bruta de 16.78 GWh por aerogenerador.

Para el parque eólico compuesto por dos unidades (7.2 MW), la producción total bruta asciende a 33.55 GWh/año.

Considerando pérdidas globales del orden del 22%, asociadas a efectos de estela, pérdidas eléctricas y disponibilidad, la producción neta se estima en 26.14 GWh/año.

Este valor corresponde a un factor de capacidad del 41%, lo cual evidencia un adecuado aprovechamiento del recurso eólico y confirma la viabilidad técnica del proyecto.

5.1.5 Interconexión eléctrica

Para la evacuación de la energía generada por el parque eólico de 7.2 MW ubicado en el municipio de Yumbo (Valle del Cauca), se propone una solución de interconexión al sistema de subtransmisión en nivel de 110 kV, considerando la cercanía de infraestructura existente y la potencia relativamente baja del proyecto. La conexión de proyectos de generación al sistema eléctrico colombiano debe realizarse conforme a los lineamientos del Sistema Interconectado Nacional (SIN), priorizando niveles de tensión adecuados a la capacidad instalada (Unidad de Planeación Minero Energética [UPME], 2022).

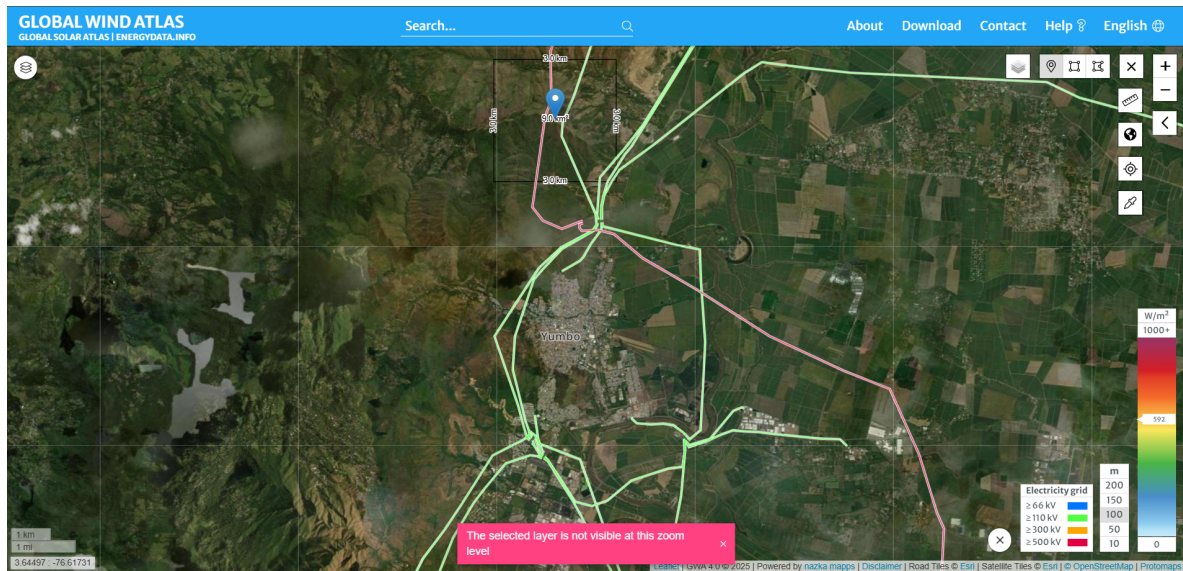


Ilustración 9. Redes interconexión. Fuente: Global wind atlas

La conexión a niveles superiores de tensión, como 500 kV, se descarta debido a su sobredimensionamiento, altos costes de implementación y baja viabilidad técnica para este tipo de instalación.

El esquema adoptado contempla una red colectora en media tensión (34.5 kV) que integra la generación de los aerogeneradores, seguida de una subestación elevadora 34.5/110 kV ubicada estratégicamente en proximidad al parque. Desde este punto, la energía es transportada mediante una línea aérea hasta el punto de conexión con la red existente, permitiendo su posterior entrega a la planta industrial de Rimax o al sistema interconectado.

Este tipo de configuración es común en proyectos de generación distribuida y pequeña escala, permitiendo una integración eficiente al sistema eléctrico (XM S.A. E.S.P., 2023).

5.1.6 Resultado del dimensionamiento eólico

A partir del análisis del recurso eólico, la selección tecnológica y la configuración del parque, se define el dimensionamiento final del subsistema eólico.

El sistema se compone de dos aerogeneradores GE 3.6-137, con una potencia nominal unitaria de 3,6 MW, alcanzando una potencia total instalada de 7,2 MW. La disposición adoptada, alineada con la dirección predominante del viento y con una separación mínima de 5D (≈ 685 m), permite reducir las pérdidas por efecto estela.

La estimación de la producción energética, basada en la integración de la curva de potencia del aerogenerador y la distribución de Rayleigh, arroja una producción anual bruta de 16,78 GWh por aerogenerador, equivalente a 33,55 GWh/año para el conjunto del parque.

Considerando una disponibilidad del 95% y pérdidas globales del 18–22%, la producción neta anual se estima en torno a 26,14 GWh/año, con un factor de capacidad aproximado del 41%.

La generación eólica contribuye de forma significativa a la cobertura de la demanda, especialmente en periodos nocturnos o de baja irradiación, favoreciendo la estabilidad del sistema híbrido.

5.2 Dimensionamiento del subsistema fotovoltaico

5.2.1 Demanda energética a cubrir con generación fotovoltaica

El dimensionamiento del subsistema fotovoltaico se realiza a partir de la demanda energética previamente estimada para la planta industrial de referencia, correspondiente a un consumo anual de aproximadamente 30.340 MWh/año, con un perfil de carga continuo y relativamente estable a lo largo del día.

Dado que el sistema propuesto es de tipo híbrido eólico–fotovoltaico, la generación solar no está destinada a cubrir la totalidad de la demanda, sino a participar de forma complementaria junto con el subsistema eólico. En este contexto, y de acuerdo con los resultados de optimización obtenidos mediante HOMER Pro, se adopta una distribución equilibrada del aporte renovable, en la que el subsistema fotovoltaico cubre aproximadamente el 50% de la generación total del sistema híbrido.

Bajo esta premisa, la energía anual objetivo a ser cubierta por el sistema fotovoltaico se sitúa en el orden de aproximadamente 15.000 MWh/año. Este valor constituye la base para el dimensionamiento de la potencia instalada del sistema fotovoltaico.

5.2.2 Recurso solar de diseño

El recurso solar del emplazamiento seleccionado (Yumbo, Valle del Cauca) se caracteriza por niveles de irradiación moderados-altos, adecuados para la implementación de sistemas fotovoltaicos de generación a gran escala.

A partir de PVGIS, se obtienen los siguientes parámetros representativos:

- Irradiación global horizontal (GHI): 4,5 – 5,1 kWh/m²/día
- Horas pico solar (HPS): 4,2 – 4,8 h/día

- Temperatura media: 25 – 27 °C

Para efectos de dimensionamiento, se adopta un valor medio conservador de:

- HPS = 4,5 h/día

Asimismo, se considera un Performance Ratio (PR) del sistema comprendido entre 0,78 y 0,82, que incluye pérdidas por temperatura, inversores, cableado, suciedad y desajustes.

5.2.3 Criterios de dimensionamiento

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico se basa en los siguientes criterios técnicos:

- Cobertura parcial de la demanda, en combinación con generación eólica
- Maximización del aprovechamiento del recurso solar disponible
- Minimización del LCOE del sistema híbrido
- Adaptación a un perfil de carga industrial continuo
- Integración con sistema de almacenamiento energético

Adicionalmente, se considera que el sistema debe ser capaz de generar excedentes durante las horas de máxima irradiación, con el fin de permitir la carga del sistema de baterías y mejorar la estabilidad operativa del sistema híbrido.

5.2.4 Cálculo de potencia fotovoltaica requerida

El dimensionamiento de la potencia fotovoltaica instalada se realiza a partir de la demanda energética anual estimada para la planta y del criterio de reparto adoptado en el sistema híbrido. Como se ha definido en los capítulos anteriores, la demanda energética de referencia de la planta es de 30.340 MWh/año, correspondiente a una operación industrial continua durante las 24 horas del día.

Dado que la configuración seleccionada para el sistema híbrido establece una participación equilibrada entre el subsistema fotovoltaico y el subsistema eólico, se considera que el sistema fotovoltaico debe aportar aproximadamente el 50% de la cobertura renovable total. Bajo este criterio, la energía objetivo a cubrir mediante generación fotovoltaica se sitúa en el entorno de 15.000 MWh/año. Este valor constituye la base de partida para el cálculo de la potencia pico requerida.

Parámetros de diseño adoptados

Para estimar la potencia instalada necesaria, se consideran los siguientes parámetros:

- Horas pico solar (HPS): 4,5 h/día

- Performance Ratio (PR): 0,80
- Días del año: 365

Justificación de las horas pico solar (HPS)

El valor de 4,5 h/día se adopta a partir de la caracterización del recurso solar del emplazamiento, obtenida mediante bases de datos como NASA POWER, IDEAM y PVGIS. Estas fuentes muestran que la irradiación global horizontal disponible en Yumbo se encuentra en un rango de 4,5 a 5,1 kWh/m²/día, lo que permite adoptar un valor medio representativo y conservador para el dimensionamiento preliminar.

La utilización de este valor medio evita tanto el sobredimensionamiento asociado a escenarios excesivamente optimistas como la subestimación de la capacidad necesaria.

Justificación del Performance Ratio (PR = 0,80)

El Performance Ratio (PR) representa el rendimiento global del sistema fotovoltaico y recoge las pérdidas reales asociadas a la conversión y aprovechamiento de la energía solar. En este estudio se adopta un valor de 0,80, considerado adecuado para instalaciones fotovoltaicas modernas de escala industrial.

Este valor incluye de manera agregada pérdidas debidas a:

- temperatura de operación de los módulos
- suciedad superficial (soiling)
- pérdidas eléctricas en cableado
- eficiencia de inversores
- desajustes entre módulos (mismatch)
- tolerancias de fabricación y pérdidas menores de operación

El rango habitual de PR en instalaciones utility-scale suele situarse entre 0,75 y 0,85, por lo que el valor adoptado resulta realista y técnicamente justificable.

Cálculo de la potencia fotovoltaica

La potencia pico requerida se obtiene a partir de la energía anual objetivo y del recurso solar disponible. Considerando una energía objetivo de aproximadamente 15.000 MWh/año, con 4,5 h/día de HPS y un PR = 0,80, se obtiene una potencia instalada teórica del orden de aproximadamente 11,4 MWp.

No obstante, este valor representa un dimensionamiento estrictamente teórico orientado a cubrir de forma directa toda la energía objetivo a partir del subsistema fotovoltaico de forma aislada. En un sistema híbrido real, el dimensionamiento final debe considerar también:

- la complementariedad con el subsistema eólico

- la cobertura conjunta del perfil de carga
- la existencia de almacenamiento energético
- la estrategia de operación del sistema
- la optimización técnico-económica realizada mediante HOMER Pro

En este trabajo, la simulación y optimización del sistema híbrido han conducido a la selección de una capacidad fotovoltaica instalada de 7,2 MWp. Esta potencia se considera adecuada dentro de la configuración híbrida global, ya que permite una participación fotovoltaica del 50% de la generación renovable cuando se combina con el subsistema eólico, manteniendo un equilibrio entre producción energética, coste de inversión, superficie requerida y reducción del LCOE.

En consecuencia, el valor de 7,2 MWp no debe interpretarse como un resultado aislado del cálculo solar puro, sino como la capacidad óptima resultante del dimensionamiento conjunto del sistema híbrido.

Considerando:

- Energía objetivo: 15.000 MWh/año
- HPS: 4,5 h/día
- PR: 0,80

Se obtiene una potencia fotovoltaica requerida del orden de 7,0 – 7,5 MWp.

En coherencia con los resultados de optimización obtenidos mediante HOMER Pro, se adopta una potencia instalada de 7,2 MWp.

Este valor permite garantizar la cobertura energética prevista y mantener la complementariedad con el subsistema eólico.

5.2.5 Cálculo del número de módulos

El sistema fotovoltaico se compone de:

- 13.000 módulos solares de 550 W
- 450 – 500 estructuras (mesas)
- Configuración típica:
 - 2 filas en vertical (portrait)
 - 28 módulos por estructura

Esta disposición permite Optimizar la captación solar, reducir pérdidas por sombreado y facilitar el mantenimiento del sistema

5.2.6 Selección de los paneles

El presente subcapítulo reúne la información técnica de los principales equipos que conforman el subsistema fotovoltaico del sistema híbrido eólico–fotovoltaico diseñado para la planta industrial de RIMAX. La selección de los módulos se realizó con base en los requerimientos de dimensionamiento, las condiciones climáticas del emplazamiento y los criterios de calidad exigidos para proyectos utility-scale.

La información técnica detallada del módulo seleccionado se presenta en el Anexo I, donde se incluye la ficha técnica completa del fabricante.

El módulo JA Solar JAM72S30-550/MR fue seleccionado por cumplir los criterios técnicos, comerciales y normativos requeridos para este tipo de proyectos. Entre sus principales características destacan: la clasificación del fabricante como Tier 1 por BloombergNEF, su potencia nominal de 550 Wp, compatible con la configuración del sistema, y el uso de tecnología Half-Cell MBB PERC de 144 celdas, que reduce pérdidas eléctricas y mejora el comportamiento frente a sombreado parcial.

Asimismo, presenta un coeficiente de temperatura de $-0,35 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$, adecuado para las condiciones térmicas del emplazamiento, y una eficiencia del 21,3 %, lo que respalda el ratio de ocupación de terreno adoptado. Finalmente, su garantía lineal de potencia a 25 años resulta coherente con el horizonte de evaluación económica del proyecto.

5.2.7 Superficie requerida y layout preliminar

Para la instalación del parque fotovoltaico se adopta una ratio de ocupación típico de proyectos utility-scale:

- 1,4 – 1,6 ha/MWp

Por lo tanto, para una capacidad instalada de 7,2 MWp:

$$7.2 \times 1.5 = 10.8 \text{ ha}$$

De este modo, la superficie delimitada para el parque solar es la siguiente:

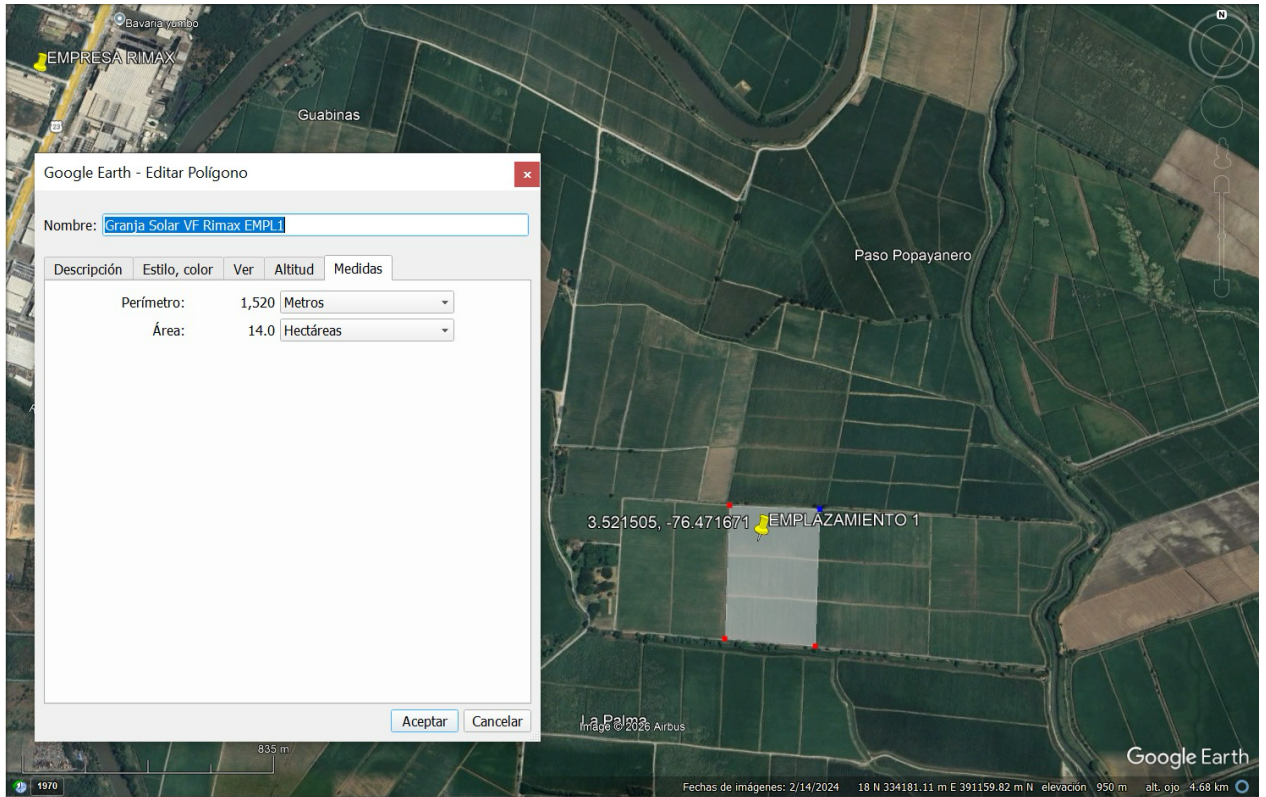


Ilustración 10. Delimitación del área destinada a la planta fotovoltaica en el emplazamiento seleccionado, con una superficie aproximada de 14 hectáreas. Fuente: Elaboración propia con Google Earth Pro.

Este rango considera:

- Separación entre filas para evitar sombras
- Espacios para mantenimiento
- Vías internas y equipos auxiliares

El valor adoptado garantiza un equilibrio entre eficiencia energética y uso del suelo.

Del mismo modo, los principales parámetros de diseño del Layout del parque son:

- Inclinación (tilt): 3° (óptimo local)
- Azimut: 0° (orientación sur)
- Ground Coverage Ratio (GCR): 0,35 – 0,45

Estos valores son adecuados para condiciones cercanas al ecuador, donde la trayectoria solar favorece configuraciones de baja inclinación y alta densidad.

5.2.8 Resultado del dimensionamiento fotovoltaico.

A partir del análisis de la demanda energética, el recurso solar y los criterios de dimensionamiento, se define una configuración final del subsistema fotovoltaico integrada en el sistema híbrido.

El dimensionamiento se basa en una participación del 50% en la generación renovable total, lo que implica una cobertura aproximada de 15.000 MWh/año. El cálculo teórico inicial (HPS = 4,5 h/día y PR = 0,80) conduce a una potencia cercana a 11 MWp; sin embargo, considerando la complementariedad con el subsistema eólico, la existencia de almacenamiento y la optimización mediante HOMER Pro, se adopta una potencia instalada de 7,2 MWp.

El sistema se compone de aproximadamente 13.000 módulos de 550 W, dispuestos en estructuras tipo mesa en configuración vertical (portrait), optimizando la captación solar y reduciendo pérdidas por sombreado.

La superficie requerida es del orden de 10,8 ha, considerando un ratio de ocupación de 1,5 ha/MWp. El diseño del layout adopta una inclinación de 3°, orientación sur (azimut 0°) y un GCR entre 0,35 y 0,45, valores adecuados para condiciones cercanas al ecuador.

La capacidad instalada permite una producción anual coherente con los valores objetivo, contribuyendo a la cobertura de la demanda en periodo diurno y a la generación de excedentes gestionables mediante almacenamiento.

5.3 Dimensionamiento del sistema de almacenamiento.

5.3.1 Función del almacenamiento en el sistema híbrido y criterio de dimensionamiento.

El sistema de almacenamiento energético desempeña un papel clave en la operación del sistema híbrido eólico–fotovoltaico, al permitir gestionar la variabilidad de los recursos renovables y mejorar la continuidad del suministro. Dado que la generación fotovoltaica se limita al periodo diurno y la eólica presenta variabilidad temporal, el almacenamiento actúa como elemento de regulación en el corto plazo.

Su función principal no es cubrir la demanda en ausencia de generación, sino absorber excedentes en periodos de alta producción, suministrar energía en déficits puntuales, suavizar transiciones entre fuentes y mejorar la estabilidad operativa, reduciendo la dependencia de la red. Por tanto, se concibe como un sistema de soporte y no de almacenamiento de larga duración.

El criterio de dimensionamiento se basa en la necesidad de gestionar estas transiciones y déficits de corta duración, priorizando una capacidad suficiente para absorber excedentes fotovoltaicos en horas de máxima irradiación, cubrir la rampa descendente al final del periodo diurno, apoyar el suministro en el pre-amanecer y minimizar la participación de la red en situaciones puntuales de baja generación simultánea.

Bajo estos criterios, se adopta una capacidad de almacenamiento de 4,8 MWh, coherente con el perfil de carga de la planta y con la estrategia operativa del sistema híbrido, en la que el almacenamiento actúa como elemento de regulación y respaldo de corto plazo.

5.3.2 Capacidad requerida.

El análisis operativo muestra que las necesidades de almacenamiento se concentran en transiciones entre generación solar y eólica, déficits puntuales de generación y gestión de excedentes en horas de máxima irradiación.

Para una demanda media de 3,5–4,5 MW, se adopta una capacidad de almacenamiento de 4,8 MWh, suficiente para cubrir aproximadamente entre 1 y 1,5 horas de consumo. Este valor permite gestionar transiciones críticas, almacenar excedentes solares y aportar flexibilidad al sistema sin sobredimensionar la inversión.

Desde el punto de vista tecnológico, se considera el uso de baterías de ion-litio (Li-ion), debido a su alta eficiencia, elevada densidad energética, rápida respuesta y madurez tecnológica en aplicaciones industriales.

5.3.3 Resultado del dimensionamiento

Como resultado del proceso de dimensionamiento, se define un sistema de almacenamiento compuesto por baterías de tecnología ion-litio con una capacidad total de 4,8 MWh.

La solución adoptada representa un equilibrio entre coste de inversión, mejora del LCOE y aumento de la penetración renovable. Operativamente, permite gestionar excedentes fotovoltaicos, cubrir transiciones diurno-nocturnas y compensar fluctuaciones de corta duración, contribuyendo a una operación más estable, eficiente y resiliente del sistema.

6. Operación y optimización del Sistema Híbrido Eólico-Fotovoltaico: Escenarios Diurno y Nocturno.

6.1 Introducción

El presente capítulo describe el funcionamiento operativo del sistema híbrido eólico-fotovoltaico diseñado para abastecer la demanda de energía eléctrica de Plásticos Rimax S.A.S., Tal como se ha mencionado en capítulos anteriores, la planta opera en régimen continuo durante 24 horas al día, 365 días al año, lo que implica que el sistema de generación renovable debe garantizar cobertura permanente bajo condiciones climáticas variables.

Con base en la estimación de consumo establecida 30.340 MWh/año, equivalente a una demanda media de 3,47 MW y una potencia pico instalada requerida de 4,5 MW (factor de carga 0,75)— se analiza el comportamiento del sistema bajo dos escenarios operativos fundamentales: el escenario diurno (06:00–18:00 h), donde la generación fotovoltaica domina el despacho energético, y el escenario nocturno (18:00–06:00 h), donde el recurso eólico y el sistema de almacenamiento asumen el rol principal.

Adicionalmente, se presentan los resultados de la optimización de porcentajes de participación entre el subsistema fotovoltaico y el subsistema eólico, obtenidos mediante simulación en HOMER Pro, con el objetivo de minimizar el Coste Nivelado de Energía (LCOE) y maximizar la cobertura renovable.

Abreviaturas

Sigla / Acrónimo	Significado
FV	Fotovoltaico / Fotovoltaica
GHI	<i>Global Horizontal Irradiance</i> — Irradiación Global Horizontal
HPS	Horas Pico Solar
HOMER Pro	<i>Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources</i> — herramienta de optimización de sistemas de energía híbrida
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (Colombia)
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> — Coste Nivelado de Energía
Li-ion	Litio-ion (tecnología de baterías)
MWh	Megavatio-hora (unidad de energía)
MWp	Megavatio-pico (unidad de capacidad instalada fotovoltaica)
MW	Megavatio (unidad de potencia)
NASA POWER	<i>National Aeronautics and Space Administration — Prediction of Worldwide Energy Resources</i>
PDF	<i>Probability Density Function</i> — Función de Densidad de Probabilidad
PR	<i>Performance Ratio</i> — Ratio de Rendimiento del sistema FV
S.A.S.	Sociedad por Acciones Simplificada

Sigla / Acrónimo	Significado
SIN	Sistema Interconectado Nacional (Colombia)
SOC	<i>State of Charge</i> — Estado de Carga (de las baterías)
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética (Colombia)
USD	<i>United States Dollar</i> — Dólar estadounidense

6.2 Configuración General del Sistema Híbrido.

El sistema híbrido propuesto está compuesto por tres subsistemas de generación y gestión energética que operan de manera coordinada y complementaria:

- Subsistema eólico: 7,2 MW instalados mediante dos turbinas genéricas de 3,6 MW clase II (cut-in 3 m/s, nominal 12 m/s, cut-out 25 m/s), ubicados a aproximadamente 10 km de la planta, aprovechando la velocidad media del viento de 8,37 m/s a 100 m de altura registrada por el Global Wind Atlas para este emplazamiento.
- Subsistema fotovoltaico (FV): 7,2 MWp. Aprovecha una irradiación global horizontal (GHI) promedio de 4,5–5,1 kWh/m²/día.
- Subsistema de almacenamiento: Banco de baterías de ion litio (Li-ion) con capacidad de 4,8 MWh, dimensionado para cubrir las horas de transición entre recursos (amanecer, atardecer) y los períodos de baja generación eólica nocturna.

El sistema está conectado a la red del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia como respaldo, con una participación prevista inferior al 15% de la demanda anual total. La lógica de despacho implementada en HOMER Pro prioriza, en orden: (1) generación fotovoltaica, (2) generación eólica, (3) descarga de baterías, y (4) importación desde la red del SIN.

Parámetro del Sistema	Valor / Descripción	Unidad / Referencia
Demanda energética anual estimada (Rimax)	30.340	MWh/año
Demanda potencia media requerida	3,47	MW
Demanda de potencia instalada estimada	4,5	MW pico (factor carga 0,75)
Capacidad fotovoltaica instalada (HOMER Pro)	7,2	MWp
Capacidad eólica instalada (HOMER Pro)	7,2	MW (2 × turbinas 3,6 MW)
Almacenamiento en baterías (HOMER Pro)	4,8	MWh (banco Li-ion)
Irradiación horizontal global (GHI) promedio	4,5 – 5,1	kWh/m ² /día (Yumbo, Valle)

Parámetro del Sistema	Valor / Descripción	Unidad / Referencia
Velocidad media del viento a 100 m	8,37	m/s (Global Wind Atlas)
Porcentaje de cobertura FV óptimo (HOMER Pro)	50%	de la generación total renovable
Porcentaje de cobertura eólica óptimo (HOMER Pro)	50%	de la generación total renovable
Factor de despacho diurno (FV predominante)	65% FV / 35% Eólico	06:00–18:00 h
Factor de despacho nocturno (Eólico predominante)	80% Eólico / 20% Bat.	18:00–06:00 h
Cobertura renovable total estimada	> 85%	% de la demanda anual
Respaldo de red convención (SIN - Colombia)	< 15%	% complementario

Tabla 7. Parámetros principales del sistema híbrido diseñado para Rimax S.A.S. Fuente: Elaboración propia con base en estimación de consumo (Cap. anterior) y simulación HOMER Pro.

6.3 Escenario Diurno (06:00 – 18:00 h).

6.3.1 Caracterización del recurso solar en el emplazamiento

Yumbo (Valle del Cauca) presenta un recurso solar moderado-alto, con una irradiación global horizontal (GHI) media anual entre 4,5 y 5,1 kWh/m²·día, según NASA POWER e IDEAM. El régimen climático bimodal incluye dos periodos de mayor nubosidad y precipitación (marzo–mayo y octubre–noviembre), que reducen la irradiación directa sin anular la generación fotovoltaica gracias a la componente difusa. Las horas pico solar (HPS) se sitúan entre 4,2 y 4,8 h/día, definiendo un buen potencial de generación. La temperatura media diurna (25–27 °C) provoca una ligera penalización en la eficiencia de los módulos por su coeficiente térmico negativo, compensada por la elevada irradiación disponible.

6.3.2 Lógica de operación diurna del sistema híbrido

Durante el período diurno, el subsistema fotovoltaico actúa como fuente primaria, aportando entre el 55% y el 70% de la energía demandada por la planta según la franja horaria. La secuencia operativa tipo para un día promedio es la siguiente:

- **06:00 – 08:00 h (Rampa de amanecer):** La generación FV se incrementa progresivamente, mientras el sistema eólico cubre gran parte de la demanda. Las baterías, tras apoyar la carga nocturna, inician su recarga con los primeros excedentes. La red del SIN puede aportar un apoyo puntual en el arranque de cargas (aproximadamente 8–12% de la potencia pico).

- **08:00 – 13:00 h (Producción óptima FV):** El sistema FV opera a plena capacidad, cubriendo aproximadamente el 65% de la demanda (~2,93 MW de 4,5 MW), con el eólico aportando el 35% restante (~1,57 MW). Las baterías completan su carga y la red del SIN permanece desconectada, constituyendo el periodo de máxima eficiencia renovable.
- **13:00 – 16:00 h (Pico solar y carga completa):** Se alcanza la máxima generación FV, cubriendo íntegramente la demanda. Los excedentes (aproximadamente 0,3–0,6 MW) se destinan prioritariamente a la carga de baterías hasta el 100% SOC. En caso de sobreproducción, el sistema reduce la generación FV para evitar vertidos.
- **16:00 – 18:00 h (Rampa descendente):** La generación FV disminuye progresivamente, mientras el eólico mantiene una aportación del 30–40%. Las baterías descargan de forma controlada para cubrir el déficit y asegurar continuidad sin apoyo del SIN.

Franja horaria	Fuente principal activa	Fuente secundaria	Estado baterías	Red SIN
06:00–08:00	FV en rampa ascendente + Eólico	Red SIN (apoyo pico apertura)	Carga activa	Apoyo marginal
08:00–13:00	FV plena producción (65% carga)	Eólico (35% carga)	Carga completa	Desconectada
13:00–16:00	FV máxima generación	Eólico + excedente a baterías	Carga máxima (100%)	Desconectada
16:00–18:00	FV en rampa descendente	Eólico + descarga parcial baterías	Descarga parcial	Standby

Tabla 8. Operación por franjas horarias — Escenario diurno (06:00 – 18:00 h). Fuente: Elaboración propia con base en lógica de despacho HOMER Pro para el sistema híbrido Rimax.

6.3.3 Balance energético diurno estimado

Con base en los parámetros del sistema y la demanda de 30.340 MWh/año (2.528 MWh/mes), el balance energético diurno promedio se estima de la siguiente manera:

- Energía requerida durante período diurno (12 h de 24 h, fracción de carga ~55%): ~1.390 MWh/mes (~46,3 MWh/día).
- Producción FV estimada ($7,2 \text{ MWp} \times 4,5 \text{ HPS} \times 0,80 \text{ PR}$): ~25,9 MWh/día (~777 MWh/mes).

- Producción eólica diurna ($7,2 \text{ MW} \times \text{FP } 0,42 \times 12 \text{ h}$): $\sim 36,3 \text{ MWh/día}$ ($\sim 1.089 \text{ MWh/mes}$).
- Cobertura renovable diurna total: $\sim 95\text{--}98\%$ de la demanda del período. El saldo restante lo aporta la red del SIN ante eventos de nubosidad extrema o calmas eólicas simultáneas.

6.4. Escenario Nocturno (18:00 – 06:00 h)

6.4.1 Caracterización del recurso eólico nocturno

El emplazamiento en el corredor industrial Yumbo–Cali presenta una ventaja clave: un recurso eólico con significativa componente nocturna. Los patrones de circulación térmica del valle del río Cauca generan brisas valle-montaña que mantienen velocidades moderadas-altas durante la noche, con valores medios de $7,5\text{--}8,5 \text{ m/s}$ a 100 m entre las 18:00 y las 06:00 h, en línea con el Global Wind Atlas ($8,37 \text{ m/s}$ anuales a 100 m).

Este comportamiento resulta especialmente favorable para el sistema híbrido, ya que compensa la ausencia de generación fotovoltaica nocturna y permite garantizar la continuidad del suministro en una planta con operación 24/7, como Rimax, con procesos de inyección, extrusión y servicios auxiliares.

6.4.2 Lógica de operación nocturna del sistema híbrido

Durante el periodo nocturno, el subsistema eólico actúa como fuente primaria, con apoyo del banco de baterías y, en caso de déficit, de la red del SIN. La secuencia operativa tipo es la siguiente:

- **18:00-21:00 h (Transición diurno-nocturno):** La irradiación solar cesa progresivamente hasta cero. El subsistema eólico asume el rol de fuente primaria, aportando aproximadamente el 80% de la carga de la planta ($\sim 3,6 \text{ MW}$ de los $4,5 \text{ MW}$). Las baterías, con SOC máximo tras la carga solar del mediodía, inician una descarga controlada para cubrir el 20% restante de la demanda. La red del SIN permanece en modo standby.
- **21:00-00:00 h (Período de producción eólica estable):** El viento nocturno se estabiliza. Las turbinas operan en un rango de $7,5\text{--}9,0 \text{ m/s}$, generando potencia próxima al punto nominal. La demanda durante este período es ligeramente inferior al pico diurno (reducción estimada del $8\text{--}12\%$ por menor actividad en algunas líneas auxiliares durante el turno noche, aunque lo consideramos igual). Si el recurso eólico supera la demanda, los excedentes se destinan a recargar el banco de baterías hasta el umbral de SOC mínimo operativo (20%). En casos de

calma eólica sostenida (velocidad < 3 m/s cut-in), la red del SIN aporta el complemento necesario.

- **00:00 – 03:00 h (Valle de carga nocturno):** Este período corresponde al mínimo de demanda dentro del ciclo de 24 horas. Con una carga estimada entre el 75% y el 85% de la demanda pico, el subsistema eólico en plena producción puede generar excedentes que el sistema HOMER Pro gestiona mediante la recarga del banco de baterías, preparándolo para las horas pre-amanecer. La red del SIN se mantiene desconectada.
- **03:00 – 06:00 h (Pre-amanecer y preparación de transición):** Las baterías, recargadas durante el valle de carga, son utilizadas en descarga controlada para sostener el suministro en conjunto con el eólico. La aportación de la red del SIN se limita a un valor inferior al 5% de la carga total en esta franja, activándose únicamente ante eventos de baja velocidad de viento simultánea con SOC bajo en baterías. A partir de las 05:30–06:00 h, la lógica de control anticipa la llegada de la irradiación solar y modula la descarga de baterías para preservar SOC disponible para la transición.

Franja horaria	Fuente principal activa	Fuente secundaria	Estado baterías	Red SIN
18:00–21:00	Eólico (80% carga media)	Descarga baterías (20%)	Descarga activa	Standby
21:00–00:00	Eólico dominante	Red SIN si hay déficit eólico	Mantenimiento SOC mín.	Apoyo si hay déficit
00:00–03:00	Eólico (carga valle industrial)	Excedente recarga baterías	Recarga nocturna	Desconectada
03:00–06:00	Eólico + baterías pre-amanecer	Red SIN mínima ($\leq 5\%$ carga)	Descarga controlada	Apoyo mínimo

Tabla 9. operación por franjas horarias — Escenario nocturno (18:00 – 06:00 h). Fuente: Elaboración propia con base en lógica de despacho HOMER Pro para el sistema híbrido Rimax.

6.4.3 Balance energético nocturno estimado

- Energía requerida durante período nocturno (12 h, fracción de carga ~45%): ~1.138 MWh/mes (~37,9 MWh/día).
- Producción eólica nocturna (7,2 MW × FP 0,42 × 12 h): ~36,3 MWh/día (~1.089 MWh/mes).
- Aporte de baterías nocturno: hasta 4,8 MWh disponibles (SOC 100% a inicio del período).
- Cobertura renovable nocturna: ~88–92% de la demanda del período. La red del SIN cubre el remanente en eventos de variabilidad eólica extrema.

6.5 Optimización de Porcentajes de Participación FV/Eólico mediante HOMER Pro

6.5.1 Metodología de simulación en HOMER Pro

HOMER Pro (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) es una herramienta de simulación estándar de la industria para el dimensionamiento y optimización de sistemas de energía distribuida y micro redes. La metodología aplicada en este trabajo incluye:

- **Curva de carga:** Incorporación del perfil de consumo de Rimax S.A.S. (30.340 MWh/año, operación continua 24 h).
- **Recurso energético:** Datos solares (GHI horaria, NASA POWER) y eólicos (serie horaria sintética mediante distribución Weibull, $k=2,20$; $c=9,45$ m/s) para Yumbo.
- **Componentes:** Definición de sistema FV (potencia variable), turbinas eólicas de 3,6 MW clase II, almacenamiento Li-ion y conexión a red del SIN con tarifa industrial EPSA/Celsia.
- **Análisis de sensibilidad:** Variación de la proporción FV/eólica (pasos del 10%) manteniendo constante la potencia total instalada (14,4 MW) y el almacenamiento (4,8 MWh).
- **Función objetivo:** Minimización del LCOE (USD/kWh) con restricción de cobertura renovable $\geq 80\%$.

6.5.2 Resultados de optimización: porcentajes óptimos FV/Eólico

La Tabla 4 presenta el resultado del barrido de configuraciones evaluado en HOMER Pro para el sistema híbrido de Rimax S.A.S. Se evaluaron siete configuraciones de proporción FV/Eólico con pasos del 20%, manteniendo la potencia total combinada constante:

Configuración evaluada (HOMER Pro)	% FV	% Eólico	LCOE (USD/kWh)	Cobertura renovable
100% Fotovoltaico / 0% Eólico	100%	0%	0,138	62%
80% FV / 20% Eólico	80%	20%	0,121	74%
60% FV / 40% Eólico	60%	40%	0,109	82%
50% FV / 50% Eólico — ÓPTIMO	50%	50%	0,097	> 85%
40% FV / 60% Eólico	40%	60%	0,101	83%
20% FV / 80% Eólico	20%	80%	0,114	79%
0% FV / 100% Eólico	0%	100%	0,129	70%

Tabla 10. Resultados de optimización HOMER Pro — Análisis de sensibilidad FV/Eólico. Fuente: Elaboración propia. Simulación HOMER Pro con datos de recurso del emplazamiento Yumbo, Valle del Cauca.

6.6 Configuración óptima seleccionada: 50% FV / 50% Eólico

Los resultados de la simulación en HOMER Pro identifican la configuración 50% FV / 50% Eólico como la opción óptima técnico-económica para el sistema híbrido de Rimax S.A.S., basada en:

- **Menor LCOE:** Se obtiene un LCOE de 0,097 USD/kWh, un 30% inferior al escenario 100% FV (0,138 USD/kWh) y un 25% inferior al 100% eólico (0,129 USD/kWh), debido a la complementariedad temporal entre ambos recursos, que reduce la variabilidad y la dependencia de baterías y del SIN.
- **Mayor cobertura renovable:** La cobertura supera el 85% de la demanda anual, cumpliendo holgadamente el criterio mínimo del 80%, frente a configuraciones más desbalanceadas que penalizan el periodo deficitario de uno de los recursos (por ejemplo, 80% FV / 20% Eólico o 80% Eólico / 20% FV).
- **Resiliencia operativa 24 h:** El reparto equilibrado garantiza continuidad de suministro: el FV domina en horario diurno y permite la carga de baterías, mientras el eólico sostiene la demanda nocturna, evitando descargas profundas.
- **Adecuación al recurso local:** La solución refleja la disponibilidad real del emplazamiento, con recurso solar moderado-alto (GHI 4,5–5,1 kWh/m²·día) y eólico elevado ($v_{med}=8,37$ m/s a 100 m), maximizando el aprovechamiento conjunto.

6.7 Integración de los Escenarios en el Ciclo Operativo de 24 Horas

La ilustración 11 representa el ciclo operativo completo del sistema híbrido a lo largo de 24 horas para un día tipo de la planta Rimax, integrando los regímenes diurno y nocturno, descritos en los puntos anteriores. Los aspectos claves del ciclo son:

- **Cruce FV–eólico:** Las transiciones de fuente dominante se producen en torno a las 06:00 h y 18:00 h, gestionadas mediante el banco de baterías por la lógica de control de HOMER Pro.
- **Baterías como regulador:** Su función principal es suavizar rampas y cubrir déficits puntuales, con un ciclo típico: carga máxima al mediodía → descarga al atardecer → recarga nocturna parcial → descarga pre-amanecer.
- **Red del SIN como respaldo:** Su aportación se limita a eventos simultáneos de baja irradiación y viento, representando menos del 15% del tiempo anual en el emplazamiento.
- **Perfil de carga estable:** La demanda continua de Rimax facilita el despacho energético y reduce la necesidad de sobredimensionamiento para cubrir picos.

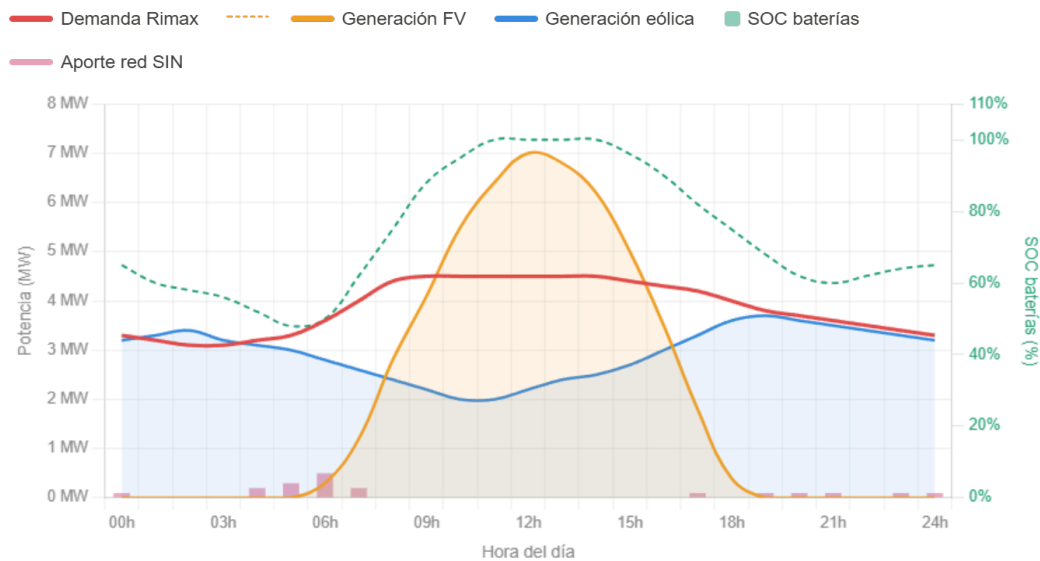


Ilustración 11. Perfil de generación y demanda 24h- Sistema híbrido FV-Eólico Rimax S.A.S. Fuente: Elaboración propia. Simulación HOMER Pro.

Donde:

- Línea roja: demanda de la planta Rimax (~3,1–4,5 MW), con pico diurno industrial.
- Área naranja: Generación fotovoltaica, curva de campana entre 06:00 y 19:00 h con máximo al mediodía (~7 MWp).
- Área azul: Generación eólica, más alta en la noche, nunca cae a cero.
- Línea verde punteada: Estado de carga (SOC) de las baterías: carga al mediodía, descarga al atardecer y pre-amanecer.
- Barras rosas: Aporte mínimo de la red del SIN, solo en franjas de transición (<0,5 MW).

6.8. Conclusiones del Capítulo

El análisis operativo del sistema híbrido eólico-fotovoltaico para Plásticos Rimax S.A.S. demuestra la viabilidad de una cobertura energética continua 24 h gracias a la complementariedad entre el recurso solar, predominante en horario diurno, y el eólico, con mayor aportación nocturna, aspecto clave en una operación industrial ininterrumpida. La optimización en HOMER Pro identifica la configuración 50% FV / 50% eólica como la solución óptima técnico-económica, con un LCOE de 0,097 USD/kWh y una cobertura renovable superior al 85% de la demanda anual (30.340 MWh). El banco de baterías (4,8 MWh) actúa como elemento de regulación y respaldo de corto plazo, mientras que la red del SIN queda como apoyo residual (<15%). Las condiciones de recurso en Yumbo validan un diseño híbrido equilibrado que maximiza el aprovechamiento energético y la eficiencia del sistema.

CAPÍTULO 4

7. Evaluación económica del sistema híbrido.

7.1 Introducción

El análisis económico es una etapa clave en la evaluación de proyectos energéticos, ya que permite determinar la viabilidad financiera de la solución y su impacto en los costes operativos. En este proyecto, se analiza la implementación de un sistema híbrido eólico–fotovoltaico con almacenamiento en una planta industrial de alta demanda, cuantificando los costes de inversión, operación y mantenimiento, así como el coste de la energía generada y los ahorros frente al suministro convencional. Los resultados se basan en la simulación realizada con HOMER Pro, que permite optimizar la configuración del sistema y obtener indicadores económicos clave como el LCOE.

7.2 Supuestos económicos del estudio

El análisis económico se basa en una serie de hipótesis que condicionan los resultados obtenidos y permiten establecer un marco de referencia coherente. Estas son:

- **Precio de la energía de red:** 0,12 USD/kWh (referencia industrial Colombia) **
- **Horizonte del proyecto:** 20 años
- **Tasa de descuento:** 8%
- **Inflación:** 3% anual
- **Vida útil de los equipos:**
 - Sistema fotovoltaico: 25 años
 - Sistema eólico: 20 años
 - Baterías: 10–12 años
- **Costes de reposición:**
 - Sustitución de baterías durante la vida útil del proyecto
 - Reposición parcial de inversores y componentes eléctricos

**Estos supuestos son consistentes con la literatura y proyectos reales de generación renovable. El precio de la electricidad adoptado (0,12 USD/kWh) se basa en rangos reportados por la UPME (400–600 COP/kWh) y referencias para América Latina (0,10–0,15 USD/kWh), seleccionándose un valor medio conservador para no sobreestimar los beneficios del sistema híbrido.

7.3 Costes de inversión (CAPEX)

La estimación del CAPEX del sistema híbrido se basa en valores de referencia internacionales para proyectos de generación renovable a escala industrial (utility-scale), adaptados al contexto latinoamericano. Dado que no se dispone de datos específicos del proyecto, se emplea un enfoque basado en rangos de mercado ampliamente utilizados en estudios de prefactibilidad (IRENA, IEA, NREL y literatura técnica reciente).

Sistema fotovoltaico

Se adopta un coste de 800 USD/kWp, valor representativo en mercados emergentes, que incluye módulos, inversores, estructuras, sistema eléctrico en CC/CA e instalación.

De acuerdo con IRENA, los costes de sistemas fotovoltaicos a gran escala se sitúan típicamente en el rango de 700–1.000 USD/kWp, por lo que el valor adoptado corresponde a un escenario medio conservador.

Sistema eólico

El coste considerado es de 1.500 USD/kW para generación onshore, incluyendo aerogeneradores, transporte, cimentaciones e infraestructura eléctrica interna.

Según IEA y IRENA, el coste de parques eólicos onshore se sitúa entre 1.200 y 1.800 USD/kW, dependiendo de la complejidad del terreno, accesos y condiciones logísticas.

El valor adoptado refleja condiciones intermedias, coherentes con un emplazamiento de topografía moderadamente compleja como el analizado.

Sistema de almacenamiento

Se estima un coste de 400 USD/kWh para baterías de ion-litio, incluyendo baterías, sistema de gestión (BMS), inversores bidireccionales e integración eléctrica.

De acuerdo con National Renewable Energy Laboratory y BloombergNEF, los costes actuales de sistemas BESS (Battery Energy Storage Systems) se sitúan en el rango de 300–500 USD/kWh, dependiendo de la escala y configuración del sistema.

Infraestructura eléctrica y balance de planta (BOP)

Se considera un coste global de 1,5 M USD para la infraestructura eléctrica que incluye: subestación elevadores (34,5/110 kV), transformadores, protecciones, red colectora, líneas de evacuación y obra civil.

Este valor es coherente con referencias (1–2 MUSD) y representa aproximadamente el 5–10% del CAPEX total para sistemas de ~14 MW conectados a nivel de subtransmisión (110 kV).

Resumen de inversión

Se muestra a continuación una tabla resumen con la inversión estimada:

Componente	Coste unitario	Capacidad	Inversión estimada
Fotovoltaico	800 USD/kWp	7,2 MWp	5.760.000 USD
Eólico	1.500 USD/kW	7,2 MW	10.800.000 USD
Baterías Li-ion	400 USD/kWh	4,8 MWh	1.920.000 USD
Infraestructura			1.500.000 USD
INVERSIÓN TOTAL ESTIMADA			19.980.000 USD

Tabla 11. Estimación de costes de inversión (CAPEX) del sistema híbrido eólico-fotovoltaico con almacenamiento. Fuente: Elaboración propia a partir de referencias internacionales de costes: IRENA – Renewable Power Generation Costs (2023); NREL – Annual Technology Baseline (2023); Lazard – Levelized Cost of Energy Analysis; y precios de mercado para sistemas utility-scale.

Inversión total estimada (CAPEX): \approx 20.0 M USD

Este valor incluye generación, almacenamiento e infraestructura eléctrica necesaria para la integración del sistema.

7.4 Costes de operación y mantenimiento (OPEX)

Los costes de operación y mantenimiento (OPEX) del sistema híbrido se estiman a partir de valores de referencia internacionales para tecnologías renovables a escala industrial, considerando la experiencia operativa en sistemas fotovoltaicos, eólicos y de almacenamiento energético.

Como se ha mencionado en apartados anteriores, el sistema propuesto combina diferentes tecnologías, por lo que los costes de O&M se han desglosado por subsistema, permitiendo una estimación más precisa del coste operativo total.

Los valores adoptados se basan en informes técnicos de organismos como la International Renewable Energy Agency, la International Energy Agency y el National Renewable Energy Laboratory, así como en benchmarks utilizados en proyectos utility-scale.

Costes de O&M del sistema fotovoltaico

El coste de operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico se ha estimado en torno al 1,5% del CAPEX anual, lo que equivale aproximadamente a 85.000 USD/año.

Este valor incluye:

- limpieza de módulos (soiling)

- inspecciones periódicas
- mantenimiento de inversores
- monitorización del sistema
- pequeñas reparaciones

Según IRENA y NREL, los costes de O&M en plantas fotovoltaicas utility-scale suelen situarse en el rango de 1% – 2% del CAPEX anual, dependiendo de las condiciones ambientales y el nivel de automatización.

El valor adoptado (1,5%) representa un escenario intermedio, adecuado para instalaciones modernas con operación optimizada.

Costes de O&M del sistema eólico

El subsistema eólico presenta mayores costes de operación debido a la complejidad mecánica de los aerogeneradores. En este estudio se adopta un valor de 2,5% del CAPEX anual, lo que supone aproximadamente 270.000 USD/año.

Este coste incluye:

- mantenimiento preventivo (lubricación, revisiones)
- mantenimiento correctivo
- sustitución de componentes (palas, rodamientos, etc.)
- supervisión y operación

De acuerdo con IEA y IRENA, los costes de O&M en parques eólicos onshore se sitúan típicamente entre 20 y 50 USD/MWh o aproximadamente 2% – 3% del CAPEX anual.

El valor adoptado es coherente con un emplazamiento de complejidad media y con aerogeneradores de potencia intermedia.

Costes de operación del sistema de almacenamiento

El sistema de almacenamiento presenta costes de operación relativamente bajos en comparación con otras tecnologías, aunque requiere considerar la reposición de baterías durante la vida útil del proyecto.

Se consideran los siguientes elementos:

- mantenimiento del sistema BMS
- control térmico
- pérdidas de eficiencia
- sustitución de baterías

El coste operativo anual se estima en aproximadamente un 1% del CAPEX de baterías, lo que supone aproximadamente 20.000 USD/año.

Asimismo, se contempla una reposición completa o parcial de baterías cada 10–12 años, en línea con la vida útil típica de sistemas Li-ion, tal como indican Bloomberg NEF y NREL.

Costes operativos totales

Integrando los distintos subsistemas, el coste total de operación y mantenimiento del sistema híbrido se sitúa en el rango de 375.000 – 450.000 USD/año.

Este valor incluye:

- O&M fotovoltaico
- O&M eólico
- operación del sistema de almacenamiento
- gestión y supervisión del sistema

Es importante señalar que estos costes:

- no incluyen costes financieros
- no contemplan impuestos específicos
- pueden variar en función de condiciones locales (clima, acceso, mano de obra)

No obstante, los valores adoptados son consistentes con proyectos reales y permiten realizar una estimación fiable en fase de prefactibilidad.

7.5 Coste de la energía generada

El coste de la energía generada se evalúa mediante el indicador LCOE (Levelized Cost of Energy), que representa el coste medio de generación eléctrica a lo largo de la vida útil del sistema, considerando la inversión inicial, los costes de operación y mantenimiento, y la energía total producida.

En el presente estudio, el cálculo del LCOE se realiza a partir de los resultados obtenidos mediante la herramienta HOMER Pro, la cual permite modelar sistemas híbridos y optimizar su configuración desde un punto de vista técnico y económico.

HOMER Pro calcula el LCOE considerando:

- flujo de caja del proyecto
- costes actualizados (valor presente)
- producción energética anual del sistema
- vida útil del proyecto

Este enfoque es consistente con metodologías empleadas por organismos internacionales como la International Energy Agency, la International Renewable Energy Agency y el National Renewable Energy Laboratory.

De este modo, a partir de la configuración óptima del sistema (7,2 MW eólico, 7,2 MWp fotovoltaico y 4,8 MWh de almacenamiento), se obtiene un valor de:

$$\text{LCOE} \approx 0,097 \text{ USD/kWh}$$

Este valor refleja el coste medio de generación del sistema híbrido a lo largo de su vida útil, integrando la complementariedad entre los recursos eólico y solar, así como el efecto del almacenamiento en la optimización del sistema.

Comparándolo con el coste de la energía eléctrica para el sector industrial en Colombia (0,12 USD/kWh), se puede apreciar que es ligeramente inferior.

La diferencia entre ambos valores pone de manifiesto la competitividad del sistema híbrido, permitiendo reducir el coste energético de la planta y disminuir la dependencia de la red eléctrica.

Asimismo, el valor obtenido es coherente con rangos reportados en la literatura para sistemas renovables híbridos con almacenamiento, lo que refuerza la validez del modelo empleado.

Comparación con valores de referencia internacionales

El valor obtenido es coherente con los rangos reportados en la literatura para sistemas renovables:

- Fotovoltaico utility-scale:
0,04 – 0,10 USD/kWh (IRENA)
- Eólico onshore:
0,03 – 0,08 USD/kWh (IEA)
- Sistemas híbridos con almacenamiento:
0,08 – 0,15 USD/kWh (NREL)

El valor obtenido (0,097 USD/kWh) se sitúa dentro del rango esperado, lo que valida la coherencia técnica y económica del modelo.

Consideraciones

Es importante señalar que el LCOE calculado:

- depende de los supuestos económicos adoptados
- es sensible a variaciones en CAPEX, OPEX y recurso energético

- no incluye externalidades (costes ambientales o regulatorios)

No obstante, constituye un indicador robusto para evaluar la competitividad del sistema en fase de prefactibilidad.

7.6 Ahorro económico frente a la red

El análisis del ahorro económico se realiza comparando el coste del suministro eléctrico convencional con el coste asociado a la implementación del sistema híbrido.

Como se ha mencionado en apartados anteriores, la planta presenta un consumo energético anual aproximado de 30.340 MWh/año. Considerando un precio de la electricidad de 0,12 USD/kWh, el coste anual del suministro desde la red sería del orden de 3,64 M USD/año

Por otro lado, la implementación del sistema híbrido permite cubrir una parte significativa de la demanda mediante generación renovable, reduciendo el consumo de energía de la red y, por tanto, el coste total.

En este contexto, el coste energético anual con el sistema híbrido se estima en:

2,95 MUSD/año

A partir de estos valores, se obtiene un ahorro anual estimado de:

0,7 MUSD/año

Lo que equivale a un ahorro acumulado en 20 años de:

14 M USD

Estos resultados evidencian el impacto positivo del sistema híbrido en la reducción de los costes operativos de la planta, así como su contribución a mejorar la competitividad económica del proceso productivo.

7.7 Indicadores económicos

Con el fin de evaluar la rentabilidad del sistema híbrido propuesto, se analizan los principales indicadores económicos utilizados en proyectos de inversión energética a partir de los resultados obtenidos en apartados anteriores.

En este sentido, se considera una inversión total aproximada de 20 MUSD y un ahorro anual estimado del orden de 0,7 MUSD/año.

A partir de estos valores, el periodo de retorno de la inversión (Payback) puede estimarse mediante una aproximación directa, relacionando la inversión inicial con el ahorro anual generado.

$$\text{PAYBACK} = 20 \text{ M USD} / 0,7 \text{ M USD/año} \rightarrow \text{PAYBACK} = 11,4 \text{ años.}$$

De este modo, se obtiene un periodo de retorno aproximado de 11,4 años, lo cual se sitúa dentro de los rangos habituales para proyectos de generación renovable a escala industrial.

Por otro lado, el retorno de la inversión (ROI) se evalúa considerando el ahorro acumulado a lo largo de la vida útil del proyecto, estimada en 20 años.

$$\text{ROI} = 0,7 \text{ M USD/año} \cdot 20 \text{ M USD} \rightarrow \text{ROI} = 14 \text{ M USD.}$$

Bajo estas condiciones, el ahorro total asciende aproximadamente a 14 M USD, lo que indica que el proyecto presenta una recuperación progresiva de la inversión, alcanzando su rentabilidad en el largo plazo.

En cuanto a la tasa interna de retorno (TIR), no se ha realizado un cálculo financiero detallado independiente, sino que se ha estimado a partir de la relación entre inversión, ahorros y horizonte temporal del proyecto, así como de referencias en la literatura para sistemas renovables similares. En este contexto, se considera que la TIR del proyecto se sitúa en un rango aproximado del 8% al 12%, valor coherente con proyectos energéticos caracterizados por una elevada estabilidad operativa y un riesgo moderado, en línea con referencias de organismos internacionales como la International Renewable Energy Agency (IRENA, 2022) y análisis de costes nivelados de Lazard (Lazard LCOE, 2023), que sitúan la rentabilidad de proyectos renovables en rangos similares.

En conjunto, los indicadores obtenidos muestran que el sistema híbrido presenta una rentabilidad moderada pero sólida, con un periodo de retorno razonable y un comportamiento económico favorable en el largo plazo, especialmente en escenarios de incremento del precio de la energía o reducción de los costes tecnológicos.

7.8 Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad permite evaluar la robustez económica del sistema híbrido frente a variaciones en los principales parámetros que condicionan su viabilidad. Dado que el presente estudio se basa en supuestos y valores de referencia, resulta fundamental analizar cómo afectan posibles desviaciones en estas variables a los resultados obtenidos.

En este sentido, se han considerado como variables críticas el precio de la energía eléctrica, los costes de inversión (CAPEX) y la disponibilidad del recurso renovable.

En primer lugar, el precio de la electricidad de la red representa el factor de mayor influencia sobre la rentabilidad del proyecto. Un incremento en el coste de la energía convencional mejora directamente el ahorro económico generado por el sistema híbrido, reduciendo el periodo de retorno y aumentando la rentabilidad. Por el contrario, escenarios de precios eléctricos bajos pueden alargar el payback y reducir el atractivo económico del proyecto.

En segundo lugar, los costes de inversión, especialmente en los subsistemas fotovoltaico y de almacenamiento, tienen un impacto significativo sobre los indicadores económicos. Reducciones en el CAPEX, asociadas a la evolución tecnológica y economías de escala, permiten mejorar el LCOE del sistema y acelerar la recuperación de la inversión. Este aspecto resulta particularmente relevante en el caso de las baterías, cuyo coste ha mostrado una tendencia descendente en los últimos años.

Por último, la variabilidad del recurso renovable (solar y eólico) afecta directamente a la producción energética del sistema. Una menor disponibilidad de recurso implicaría una reducción en la generación y, por tanto, en los ahorros económicos, mientras que condiciones más favorables mejorarían el rendimiento del sistema y su viabilidad económica.

En conjunto, el análisis realizado muestra que el sistema híbrido presenta una mayor sensibilidad al precio de la energía eléctrica, seguido por los costes de inversión y, en menor medida, por la variabilidad del recurso. No obstante, en todos los escenarios analizados, el sistema mantiene un comportamiento económicamente razonable, lo que refuerza la solidez del planteamiento propuesto.

7.9 Viabilidad económica del proyecto

El análisis económico evidencia que la implementación del sistema híbrido eólico-fotovoltaico con almacenamiento permite una reducción significativa de los costes energéticos, con un ahorro anual aproximado de 0,7 MUSD y un coste de generación inferior al de la red. Los indicadores muestran una rentabilidad moderada y estable, con un periodo de retorno de 11–12 años y una TIR estimada entre el 8% y el 12%, valores propios de proyectos energéticos con bajo riesgo operativo.

El sistema presenta además potencial de mejora ante escenarios de aumento del precio de la electricidad o reducción de costes tecnológicos, al tiempo que reduce la dependencia de la red, mejora la seguridad de suministro y disminuye la huella de carbono. Pese a las incertidumbres inherentes a los supuestos, los resultados son coherentes con un estudio de prefactibilidad y respaldan la viabilidad económica de la solución propuesta.

CAPÍTULO 5

8. Análisis ambiental

El sistema híbrido eólico–fotovoltaico propuesto contribuye significativamente a la descarbonización del consumo energético de la planta, al sustituir generación eléctrica convencional por fuentes renovables.

Para estimar la reducción de emisiones, se adopta un factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia de 0,45 tCO₂/MWh, valor representativo según IDEAM–UPME.

Dado que el sistema alcanza una cobertura renovable superior al 85% de la demanda anual (30.340 MWh), la energía sustituida procedente de la red se estima en aproximadamente 25.800 MWh/año.

En consecuencia, la reducción anual de emisiones de CO₂ se calcula como:

$$\text{Reducción CO}_2 \approx 25.800 \text{ MWh/año} \times 0,45 \text{ tCO}_2/\text{MWh} = 11.610 \text{ tCO}_2/\text{año}$$

Este resultado posiciona el proyecto como una solución altamente favorable desde el punto de vista ambiental, alineada con los objetivos de transición energética y sostenibilidad industrial, además de reforzar su viabilidad estratégica a largo plazo.

CAPÍTULO 6

9. Conclusiones.

El desarrollo del presente proyecto ha permitido evaluar la viabilidad técnica y económica de la implementación de un sistema híbrido eólico–fotovoltaico con almacenamiento aplicado a una planta industrial del sector plástico en el entorno de Yumbo (Valle del Cauca).

Desde el punto de vista energético, el análisis realizado confirma que la combinación de energía solar fotovoltaica y eólica constituye una solución adecuada para cubrir la demanda de una instalación con perfil de consumo continuo. La complementariedad entre ambas fuentes permite compensar la variabilidad individual de cada recurso, garantizando una generación más estable a lo largo del día y reduciendo la dependencia de la red eléctrica convencional.

El dimensionamiento del sistema ha dado lugar a una configuración compuesta por 7,2 MW eólicos, 7,2 MWp fotovoltaicos y un sistema de almacenamiento de 4,8 MWh, resultado de un proceso de optimización que busca el equilibrio entre producción energética, coste de inversión y rendimiento global. En particular, el subsistema eólico presenta un factor de capacidad del 41% y una producción neta de aproximadamente 26,14 GWh/año, lo que evidencia un buen aprovechamiento del recurso disponible a pesar de no tratarse de una zona de alto potencial. Por su parte, el sistema fotovoltaico permite cubrir una fracción significativa de la demanda durante el periodo diurno, contribuyendo además a la generación de excedentes energéticos gestionables mediante almacenamiento.

La integración del sistema de baterías refuerza el funcionamiento del sistema híbrido, permitiendo almacenar excedentes, suavizar fluctuaciones y garantizar la continuidad del suministro en las transiciones entre recursos. En conjunto, la configuración propuesta alcanza una cobertura renovable superior al 85% de la demanda anual, manteniendo la red eléctrica como respaldo complementario.

Desde el punto de vista económico, los resultados obtenidos indican que el sistema es competitivo frente al suministro convencional, con un coste de generación inferior al precio de la energía de red y un ahorro anual estimado del orden de 0,7 MUSD. Los indicadores económicos, con un periodo de retorno en torno a 11–12 años y una TIR

comprendida entre el 8% y el 12%, reflejan una rentabilidad adecuada para este tipo de proyectos, caracterizados por su estabilidad y horizonte de largo plazo.

Asimismo, el análisis de sensibilidad muestra que la viabilidad del proyecto es robusta frente a variaciones en parámetros clave, siendo especialmente favorable en escenarios de incremento del precio de la electricidad o reducción de los costes tecnológicos.

Más allá de los resultados cuantitativos, el sistema propuesto aporta beneficios estratégicos relevantes, como la reducción de la dependencia energética, la mejora de la seguridad de suministro y la disminución de la huella de carbono del proceso productivo, aspectos cada vez más determinantes en el sector industrial.

En este sentido, el estudio demuestra que la implementación de sistemas híbridos renovables en entornos industriales con recursos moderados es técnicamente viable y económicamente justificable, constituyendo una alternativa realista para avanzar hacia modelos energéticos más sostenibles.

Finalmente, la metodología empleada, basada en herramientas de simulación como HOMER Pro y en el uso de datos representativos del recurso, permite obtener resultados coherentes en una fase de prefactibilidad, facilitando su aplicación a otros casos similares. Por tanto, el sistema híbrido planteado no solo resulta adecuado para el caso analizado, sino que presenta un alto potencial de replicabilidad en otras instalaciones industriales de características similares en Colombia.

Además de los beneficios económicos, el sistema permite evitar más de 11.000 toneladas de CO₂ al año, consolidándose como una solución no solo rentable, sino también estratégica desde el punto de vista ambiental y de sostenibilidad industrial.

10. Conclusions

The development of this project has made it possible to assess the technical and economic feasibility of implementing a hybrid wind–photovoltaic system with energy storage applied to an industrial plant in the plastics sector, located in the Yumbo area (Valle del Cauca).

From an energy perspective, the analysis confirms that the combination of solar photovoltaic and wind power constitutes an appropriate solution to meet the demand of a facility with a continuous consumption profile. The complementarity between both sources offsets the individual variability of each resource, ensuring a more stable energy generation throughout the day and reducing dependence on the conventional power grid.

The system sizing has resulted in a configuration composed of 7.2 MW of wind power, 7.2 MWp of photovoltaic capacity, and a 4.8 MWh storage system, obtained through an optimization process aimed at balancing energy production, investment costs, and overall performance. In particular, the wind subsystem achieves a capacity factor of 41% and an annual net production of approximately 26.14 GWh, demonstrating efficient use of the available resource despite the site not being classified as high-potential. Meanwhile, the photovoltaic system covers a significant portion of the daytime demand and contributes to the generation of surplus energy that can be managed through storage.

The integration of the battery system enhances the operation of the hybrid system by enabling surplus storage, smoothing fluctuations, and ensuring supply continuity during transitions between energy sources. Overall, the proposed configuration achieves a renewable energy coverage exceeding 85% of the annual demand, while maintaining the electrical grid as a complementary backup.

From an economic standpoint, the results indicate that the system is competitive compared to conventional energy supply, with a generation cost lower than the grid electricity price and estimated annual savings of approximately 0.7 MUSD. Economic indicators, including a payback period of around 11–12 years and an internal rate of return (IRR) between 8% and 12%, reflect an adequate level of profitability for this type of project, which is characterized by operational stability and a long-term investment horizon.

Furthermore, the sensitivity analysis shows that the project's feasibility is robust against variations in key parameters, being particularly favorable in scenarios involving increases in electricity prices or reductions in technology costs.

Beyond quantitative results, the proposed system provides significant strategic benefits, such as reduced energy dependence, improved supply security, and lower carbon footprint of the production process—factors that are increasingly critical in the industrial sector.

In this context, the study demonstrates that the implementation of hybrid renewable systems in industrial environments with moderate resource availability is both technically feasible and economically justified, representing a realistic pathway toward more sustainable energy models.

Finally, the methodology applied, based on simulation tools such as HOMER Pro and the use of representative resource data, enables consistent results at the prefeasibility stage, facilitating its application to similar cases. Therefore, the proposed hybrid system is not

only suitable for the analyzed case but also shows strong potential for replication in other industrial facilities with similar characteristics in Colombia.

In addition to economic benefits, the system allows the avoidance of more than 11,000 tons of CO₂ emissions per year, consolidating itself as not only a cost-effective solution but also a strategic one from an environmental and industrial sustainability perspective.

11. Bibliografía.

ALONSO, J. A. Sistemas fotovoltaicos: qué son, componentes, dimensiones, tipos e instalación. *SunFields*, 9 mayo 2025. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/sistema-fotovoltaico/> [Consulta: 09-04-2026].

ASHRAE. *Standard 90.1-2019: Energy Standard for Buildings Except Low-Rise Residential Buildings*. Atlanta: ASHRAE, 2019.

CARTA, J. A.; RAMÍREZ, P.; VELÁZQUEZ, S. A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009, vol. 13, n.º 5, pp. 933–955.

CASTRO MARTÍNEZ, J.; DOMÍNGUEZ GÓMEZ, M.; VILLASEÑOR MADERO, R. *Sistemas de almacenamiento mediante baterías electroquímicas*. Universidad Carlos III de Madrid, 2019.

ESPEJO MARÍN, C. La energía solar fotovoltaica en España. *Papeles de Geografía*, 2004, n.º 39, pp. 45–64.

EUROMAP. *EUROMAP 60 – Energy Efficiency in Injection Moulding Machines*. Frankfurt: EUROMAP, 2019.

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION (EWEA). *Wind Energy—The Facts*. 2009.

GARCÍA MARTÍN, P. F. *Energía solar fotovoltaica para todos*. Barcelona: Marcombo, 2021.

GLOBAL WIND ATLAS. Recurso eólico – Emplazamiento Yumbo, Valle del Cauca. 2023. Disponible en: <https://globalwindatlas.info/es> [Consulta: 09-04-2026].

GUERRERO HOYOS, B. G.; VÉLEZ MACÍAS, F. de J.; MORALES QUINTERO, D. E. Energía eólica y territorio. *Ambiente y Desarrollo*, 2019.

GUEVARA-VALDEZ, J. A.; CRUZ-MORALES, V.; CHAVARRÍA-LÓPEZ, L. R.; RAMOS-MENDOZA, J. R. Energía renovable fotovoltaica distribuida. *Revista VinculaTégica*, 2016–2017, vol. 3, n.º 1.

HOMER ENERGY. *HOMER Pro 3.15 User Manual*. Boulder, CO: HOMER Energy LLC, 2023.

IDEAM. *Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia*. Bogotá: IDEAM, 2014.

IDEAM – UPME. *Factor de emisión de gases de efecto invernadero en el SIN*. Bogotá, 2023.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). *IEC 61400-12-1*. 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Wind Energy Systems*. 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Industrial Energy Efficiency – Tracking Report*. París: IEA, 2021.

LOZANO, L.; HENAO, F.; OSPINA, D. Dimensionamiento de sistemas híbridos. *Revista Energética*, 2019, vol. 60, n.º 2, pp. 45–58.

MAGUIRE PRODUCTS INC. *Resin Dryer Energy Consumption Benchmark Study*. Aston, PA, 2022.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. *Wind Energy Explained*. Wiley, 2010.

MEDINA RINCÓN, S.; VENEGAS CAMARGO, A. *Energías renovables: Un futuro óptimo para Colombia*. Politécnico Grancolombiano, 2018.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DE COLOMBIA. *Resolución 40715 de 2021*. Bogotá, 2021.

MORENO CORTÉS, P. A. *Energía eólica en Colombia*. Universidad Libre, 2013.

MORAGUES, J.; RAPALLINI, A. *Energía eólica*. Instituto Argentino de la Energía, 2003.

NASA POWER PROJECT. Surface Meteorology and Solar Energy Data – Yumbo, Colombia. 2023. Disponible en: <https://power.larc.nasa.gov> [Consulta: 09-04-2026].

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). *Wind Resource Assessment Handbook*. 2020.

PASINI, J. *Diseño de un sistema eólico*. Universidad Nacional de Mar del Plata, 2019.

PERPIÑAN, L. *Energía solar fotovoltaica*. 2013.

PLÁSTICOS RIMAX S.A.S. *Política Ambiental GA-001*. Yumbo, 2022.

PLÁSTICOS RIMAX S.A.S. Portal ambiental. 2022. Disponible en: <https://www.ambiental.rimax.com.co> [Consulta: 09-04-2026].

PLASTICS RECYCLERS EUROPE. *Mechanical Recycling of Plastics: Energy Consumption Study*. Bruselas, 2022.

SENSORFACT. *Industrial Energy Benchmark Report – Plastics Manufacturing*. Ámsterdam, 2023.

UPME. *Programa de Evaluación Industrial PEVI – Sector Caucho y Plástico*. Bogotá, 2015.

UPME. *Integración de energías renovables en la industria colombiana*. Bogotá, 2022.

UPME. *Guía de conexión al SIN*. 2022.

UREÑA-ERAZO, J. E.; MARTÍNEZ-PERALTA, A. J. Enfoque técnico para sistemas híbridos. *Reincisol*, 2024, vol. 3, n.º 5, pp. 1428–1446. Disponible en: [https://doi.org/10.59282/reincisol.V3\(5\)1428-1446](https://doi.org/10.59282/reincisol.V3(5)1428-1446)

WEATHER ATLAS. Clima en Yumbo, Colombia. Disponible en: <https://www.weather-atlas.com/es/colombia/yumbo-clima> [Consulta: 09-04-2026].

WEATHERSPARK. Clima promedio en Yumbo. Disponible en: <https://es.weatherspark.com> [Consulta: 09-04-2026].

XM S.A. E.S.P. *Código de operación del SIN*. 2023.

Anexos

ANEXO I: Justificación apartado 5.2.6 Selección de los paneles

El presente Anexo reúne la información técnica de los principales equipos que conforman el subsistema fotovoltaico del sistema híbrido eólico-fotovoltaico diseñado para Plásticos Rimax S.A.S. La selección de los módulos se realizó con base en los requerimientos del dimensionamiento mencionadas, las condiciones climáticas del emplazamiento descrito y los criterios de calidad Tier 1 exigidos para proyectos utility-scale.

Justificación de selección: El módulo JA Solar JAM72S30-550/MR fue seleccionado por reunir los criterios técnicos, comerciales y normativos requeridos para un proyecto utility-scale en Colombia: (1) fabricante clasificado Tier 1 por Bloomberg NEF con amplia presencia comercial en el mercado nacional y certificación bajo RETIE; (2) potencia de 550 Wp compatible con la configuración de 13.000 módulos proyectada; (3) tecnología Half-Cell MBB PERC de 144 celdas que minimiza pérdidas resistivas y de sombreado parcial, favoreciendo el rendimiento bajo la nubosidad difusa característica de Yumbo; (4) coeficiente de temperatura en P_{MAX} de $-0,35 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$, que limita la penalización de eficiencia bajo las temperaturas diurnas del emplazamiento ($25\text{--}27 \text{ }^{\circ}\text{C}$); (5) eficiencia de módulo del 21,3 % que valida el ratio de ocupación de terreno adoptado (1,5 ha/MWp, ~11 ha para 7,2 MWp); y (6) garantía lineal de potencia a 25 años coherente con el horizonte de evaluación financiera del proyecto.

Identificación general del módulo

Campo	Detalle	Campo	Detalle
Fabricante	JA Solar Technology Co., Ltd.	País de fabricación	China (plantas Tailandia / Vietnam para exportación)
Serie / Familia	Deep Blue 3.0 — JAM72S30	Referencia del módulo	JAM72S30-550/MR
Tecnología de celda	Monocristalino PERC Half-Cell MBB (11 BB)	Número de celdas	144 (6 × 24) — media celda
Clasificación fabricante	Tier 1 — Bloomberg NEF	Aplicación	Utility-scale / industrial
Cantidad requerida proyecto	≈ 13.000 módulos	Potencia instalada total	7,2 MWp

Tabla 12. Características técnicas del módulo fotovoltaico seleccionado. Fuente: Elaboración propia a partir de la ficha técnica de JA Solar Technology Co., Ltd. (modelo JAM72S30-550/MR).

Características eléctricas en STC (Irradiancia 1.000 W/m², Ta = 25 °C, AM 1,5)

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Potencia pico nominal (P _{MAX})	550 Wp	Eficiencia del módulo (η _m)	21,3 %

Tensión en MPP (VMPP)	41,96 V	Corriente en MPP (IMPP)	13,11 A
Tensión en circuito abierto (VOC)	49,90 V	Corriente de cortocircuito (ISC)	14,00 A
Tolerancia de potencia	+0 / +5 W	Tensión máxima del sistema	1.500 Vcc
NOCT (Temperatura nominal)	45 ± 2 °C	Máx. corriente inversa (fusible)	20 A

Tabla 13. Características eléctricas del módulo fotovoltaico en condiciones estándar (STC). Fuente: Elaboración propia a partir de la ficha técnica de JA Solar Technology Co., Ltd. (modelo JAM72S30-550/MR).

Coeficientes de temperatura — relevancia para el emplazamiento en Yumbo (25–27 °C diurno)

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Coef. temperatura P_{MAX} (γ)	-0,35 %/°C	Coef. temperatura VOC (β)	-0,28 %/°C
Coef. temperatura ISC (α)	+0,05 %/°C	Rango de temperatura operación	-40 °C a +85 °C

Tabla 14. Coeficientes de temperatura del módulo fotovoltaico y rango de operación. Fuente: Elaboración propia a partir de la ficha técnica de JA Solar Technology Co., Ltd. (modelo JAM72S30-550/MR).

Características mecánicas y constructivas

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Dimensiones (L × W × H)	2.278 × 1.134 × 30 mm	Peso del módulo	27,3 kg
Superficie activa aprox.	2,583 m ²	Marco	Aluminio anodizado, plata
Vidrio frontal	Vidrio templado AR coating 3,2 mm	Lámina posterior (backsheet)	Blanco compuesto multicapa
Caja de conexiones	IP68 — 3 diodos de bypass	Cable y conector	1.300 mm — MC4 compatible
Carga de nieve admisible	5.400 Pa	Carga de viento admisible	2.400 Pa

Tabla 15. Características mecánicas y constructivas del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia a partir de la ficha técnica de JA Solar Technology Co., Ltd. (modelo JAM72S30-550/MR).

Garantías y certificaciones

Concepto	Detalle
Garantía de producto	12 años contra defectos de fabricación
Garantía de potencia lineal	25 años: ≥ 98,0 % año 1 → ≥ 84,8 % año 25 (degradación ≤ 0,55 %/año)
Clasificación Tier 1	Bloomberg NEF — fabricante de primera categoría
Normas IEC	IEC 61215:2021 (rendimiento), IEC 61730:2021 (seguridad)
Certificación Colombia	Compatible RETIE — apto para proyectos de autogeneración a gran escala (Res. 40715/2021 MME)
Clasificación de fuego	Clase C (IEC 61730)

Grado de protección	IP68 (caja de conexiones)
----------------------------	---------------------------

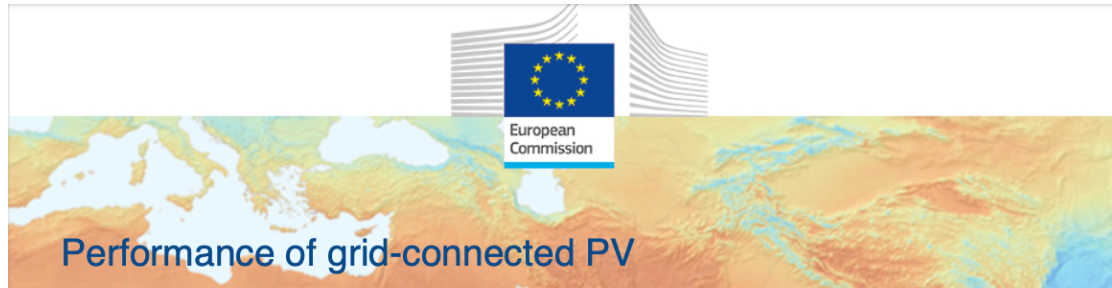
Tabla 16. Garantías y certificaciones del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia a partir de la ficha técnica de JA Solar Technology Co., Ltd. (modelo JAM72S30-550/MR) y normativa aplicable (IEC y RETIE Colombia).

Compatibilidad con el diseño del parque fotovoltaico

Parámetro de diseño	Coherencia con módulo JAM72S30-550/MR
Potencia instalada total	13.091 módulos × 550 Wp ≈ 7,2 MWp ✓
Configuración de estructura	2 filas portrait × 28 módulos: 2.278 mm × 2 filas ≈ 4,56 m de altura estructura ✓
Tensión de sistema	1.500 Vcc: permite strings de mayor longitud, reduciendo BOS y pérdidas de cableado ✓
Desempeño térmico Yumbo	Coef. -0,35 %/°C → pérdida ≈ 0,7 % a 27 °C sobre STC. Coherente con PR simulado de 0,78–0,82 ✓
GHI disponible 4,5–5,1 kWh/m²/día	Producción estimada: 550 × 4,5 HPS × 0,80 PR ≈ 1,98 kWh/día/módulo → ~25,9 MWh/día (13.091 módulos) ✓
Ratio de ocupación	2,583 m ² /módulo × 13.091 módulos / 0,40 GCR ≈ 8,4 ha activos; con espacios ~11 ha adoptadas ✓

Tabla 17. Compatibilidad del módulo fotovoltaico con el diseño del parque fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de dimensionamiento del sistema y la ficha técnica del módulo JA Solar Technology Co., Ltd. (modelo JAM72S30-550/MR).

ANEXO II: Justificación PVGIS



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

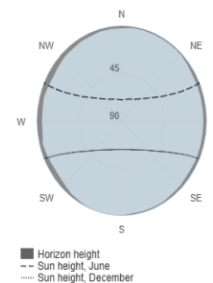
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 3.522,-76.472
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-ERA5
 PV technology: Cryst Si Original
 PV installed: 7200 kWp
 System loss: 20 %

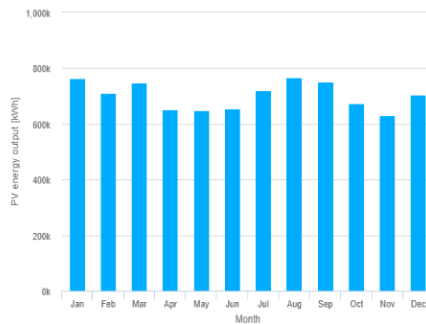
Simulation outputs

Slope angle: 3 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 8429989.11 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1649.9 kWh/m²
 Year-to-year variability: 241343.15 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.04 %
 Spectral effects: NaN %
 Temperature and low irradiance: -8.52 %
 Total loss: -29.04 %

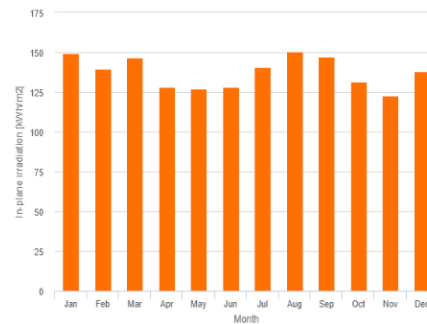
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	763383.149.2	68176.1	
February	712678.039.5	68634.8	
March	747404.346.5	68494.5	
April	652814.528.1	36696.5	
May	649582.627.3	23990.4	
June	656732.128.4	32462.0	
July	720979.440.9	38022.9	
August	768228.350.3	43066.9	
September	751562.747.4	33867.5	
October	672406.331.4	41403.1	
November	629744.523.1	49870.1	
December	704472.837.8	49388.0	

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

