



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA**

TEMA:

Diseño de una planta fotovoltaica conectada a red para disminuir el costo de la planilla eléctrica en la empresa Aromacacao S.A.

AUTOR:

Ing. William Arturo Solano Ramírez

Trabajo de Titulación previo a la obtención del Grado Académico de

**MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA**

TUTOR:

Ing. Daniel Bayardo Bohorquez Heras, M. Sc.

Guayaquil, 7 de agosto de 2026.



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA
CERTIFICACIÓN**

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por **William Arturo Solano Ramírez** como requerimiento parcial para la obtención del Grado Académico de **MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA**

TUTOR

Ing. Daniel Bohórquez Heras, M. Sc.

DIRECTOR DEL PROGRAMA

Ing. Bayardo Bohórquez Escobar, Ph.D

Guayaquil, 7 de agosto del 2026



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, William Arturo Solano Ramírez

DECLARO QUE:

El trabajo de titulación “**Diseño de una planta fotovoltaica conectada a red para disminuir el costo de la planilla eléctrica en la empresa Aromacacao S.A.**”, previa a la obtención del grado Académico de Magíster, ha sido desarrollado en base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del trabajo de titulación del Grado Académico en mención.

Guayaquil, 7 de agosto del 2026

EL AUTOR

Ing. William Arturo Solano Ramirez



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA**

AUTORIZACIÓN

Yo, William Arturo Solano Ramírez

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación, en la biblioteca de la institución del trabajo de titulación de Maestría titulado **“Diseño de una planta fotovoltaica conectada a red para disminuir el costo de la planilla eléctrica en la empresa Aromacacao S.A.”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 7 días del mes de agosto del año 2026

EL AUTOR

Ing. William Arturo Solano Ramírez

INFORME DE COMPILATIO



Certificado de análisis

Compilatio Magister+ | UCSG-EC- Universidad Católica de Santiago de Guayaquil

TESIS_WILLIAM SOLANO 16.07.2026 V3

ID : 99705816d2f472453506bef81041900e2287661f



2%

Textos sospechosos

Nombre del fichero : TESIS_WILLIAM SOLANO 16.07.2026 V3.txt
Tamaño del archivo original : 15,46 MB
Número de palabras : 15.196

Depositante : Ronnie Alexander Bonilla Sánchez
Fecha de depósito : 17 de julio de 2026
Tipo de carga : interface
fecha de fin de análisis : 17 de julio de 2026

Resumen (sección 1/2)

Localización de los textos sospechosos en el documento :



Incluido en el porcentaje de textos sospechosos :



Similitudes

2%

Pasajes con similitudes a fuentes encontradas en diferentes colecciones.



Detección de IA

4%

Textos estilísticamente próximos a un texto generado por una IA.

Este índice es un indicador y no una prueba. Comprueba con el autor si domina los conocimientos mencionados en el documento.



Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado **“Diseño de una planta fotovoltaica conectada a red para disminuir el costo de la planilla eléctrica en la empresa Aromacacao S.A.”**, presentado por el Ing. William Arturo Solano Ramírez, del Programa de Maestría en Electricidad, III cohorte, fue enviado al Sistema Anti-plagio Compilatio, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 2%.

Ing. Daniel Bohorquez Heras, M. Sc.

DOCENTE-TUTOR

AGRADECIMIENTO

A Dios, por sostenerme en cada paso de este camino, por darme fortaleza en los momentos difíciles, sabiduría en las decisiones y la oportunidad de culminar esta etapa tan importante de mi vida.

A mi esposa, por ser mi compañera incondicional, por su amor, paciencia y apoyo constante. Gracias por alentarme siempre a seguir adelante, incluso en los momentos de cansancio, y por creer en mí cuando más lo necesitaba.

A mis hijos, que son el motor de mi vida y mi mayor inspiración. Por ustedes me esfuerzo cada día en ser un mejor padre, un mejor profesional y persona. Cada logro alcanzado también les pertenece.

A mis padres, por haber sembrado en mí los valores, principios y enseñanzas que me han guiado a lo largo de mi vida. Gracias por formar al hombre que hoy soy y por enseñarme, con su ejemplo, el valor del esfuerzo y la perseverancia.

A todos mis maestros, por compartir sus conocimientos, por sus enseñanzas y por contribuir de manera significativa a este logro tan importante en mi formación académica y profesional.

Con gratitud y cariño,

William Arturo Solano Ramírez

DEDICATORIA

A mis padres, Luis Solano Rivera y Dalia Ramírez Loján,

Este logro es de ustedes tanto como mío. En cada paso que he dado, siempre he llevado conmigo su esfuerzo, su amor y todos los sacrificios que hicieron para que yo pudiera salir adelante, incluso cuando las cosas se pusieron difíciles y las carencias se hacían sentir.

Lo que realmente me dieron va mucho más allá de lo material. Me enseñaron con su propio ejemplo a trabajar duro, a ser honesto, a no rendirme y a mantenerme firme ante cualquier caída. Pero, sobre todo, me dejaron la herencia más valiosa que un hijo puede recibir: la educación.

Todo lo que soy hoy como hombre, hijo, esposo, padre, amigo y profesional tiene su raíz en su amor y en la formación que me dieron en casa. Este título lleva un pedacito de cada enseñanza suya y de cada esfuerzo silencioso que hicieron para regalarme un mejor futuro.

Por eso, esta meta no me pertenece solo a mí; es de ustedes. Gracias por creer en mí, por sostenerme en los momentos más duros y por enseñarme que, con fe, humildad y perseverancia, siempre se puede salir adelante.

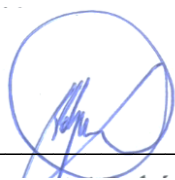
Los amo con todo mi corazón.

William Arturo Solano Ramírez



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**
SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. 
Ing. Daniel Bohórquez Heras, MSc
TUTOR

f. 
Ing. Ing. Kety Peñafiel Olivo, MSc.

REVISOR

f. 
Ing. Ronnie Bonilla Sánchez, MSc.
REVISOR

f. 
Ing. Bayardo Bohórquez Escobar, Ph.D
DIRECTOR DEL PROGRAMA

ÍNDICE GENERAL

Resumen.....	XIII
Abstract.....	XIV
Introducción	1
Capítulo I: Descripción General.....	3
1.1 Planteamiento del problema.....	3
1.2 Formulación del problema	4
1.3 Justificación del problema	4
1.4 Objetivos	5
1.4.1 Objetivo General.....	5
1.4.2 Objetivos Específicos.....	5
1.5 Hipótesis	6
1.6 Identificación de variables	6
1.6.1 Variable independiente.	6
1.6.2 Variable dependiente.	6
1.7 Metodología de la investigación	6
Capítulo II: Marco Teórico.....	8
2.1 Energía solar fotovoltaica	8
2.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica	9
2.3 Balance de energía y medición	10
2.4 Componentes principales de un sistema fotovoltaico on-grid	11
2.5 Parámetros de diseño de un sistema fotovoltaico	13
2.6 Generación distribuida y autoconsumo en el Ecuador.....	15
2.7 Beneficios técnicos, económicos y ambientales de los sistemas fotovoltaicos en el marco ecuatoriano.....	16
2.8 Normativa técnica y legal aplicable al proyecto	17
2.8.1 Normativa técnica internacional de referencia.	18
Capítulo III: Marco Metodológico	20
3.1 Enfoque de la investigación	20
3.2 Tipo de investigación.....	20
3.3 Método de investigación	20

3.4 Técnicas e instrumentos de recolección de información	21
3.5 Procedimiento metodológico	21
3.6 Población o unidad de análisis	22
Capítulo IV: Desarrollo del Proyecto Fotovoltaico.....	23
4.1 Caracterización del caso de estudio	23
4.2 Análisis histórico del consumo y la demanda eléctrica	24
4.3 Evaluación del sitio y del área útil disponible en cubierta.....	26
4.4 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico	29
4.4.1 Determinación de la potencia teórica requerida para cubrir el 100 % del consumo anual.	29
4.4.2 Determinación de la potencia objetivo para cubrir el 65 % del consumo anual.....	32
4.4.3 Selección definitiva del número de módulos y del inversor.	34
4.5 Desarrollo del diseño eléctrico y disposición del sistema fotovoltaico	41
4.5.1 Disposición de los módulos sobre la cubierta.....	41
4.5.2 Disposición de strings y asignación en los MPPT del inversor.....	42
4.5.3 Diseño del sistema de conversión e interconexión.	44
4.5.4 Criterios generales de protección eléctrica.	45
4.5.5 Integración general del diseño del sistema fotovoltaico.	48
4.6 Evaluación del desempeño energético del sistema fotovoltaico.....	49
4.7 Evaluación económica del sistema fotovoltaico	53
4.7.1 Estimación del ahorro económico anual.	54
4.7.2 Estimación referencial de la inversión inicial y período simple de recuperación.....	55
4.7.3 Criterios utilizados en la evaluación financiera	57
4.7.4 Cálculo del Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno	60
4.7.5 Consideración final de la conveniencia económica del proyecto.	67
Conclusiones	69
Recomendaciones	70
Referencias.....	71

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla #1.- Resumen de consumo y demanda eléctrica de Aromacacao S.A. en 2025	25
Tabla #2.- Resumen de áreas evaluadas en la cubierta	29
Tabla #3.- Resumen del dimensionamiento del sistema fotovoltaico.....	40
Tabla #4.- Resumen de protecciones y equipos de medición del sistema fotovoltaico	47
Tabla #5.- Parámetros base para la evaluación económica del sistema fotovoltaico	55
Tabla #6.- Estimación referencial de inversión y período simple de recuperación	57
Tabla #7.- Criterios utilizados en la evaluación financiera del sistema fotovoltaico	59
Tabla #8.- Flujo de caja del proyecto fotovoltaico	65
Tabla #9.- Resultados de la evaluación financiera.....	67

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura #1.- Distribución porcentual de la demanda regulada de energía eléctrica en Ecuador por sector de consumo, año 2024.....	3
Figura #2.- La energía solar fotovoltaica.....	8
Figura #3.- Esquema general de funcionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.....	10
Figura #4.- Componentes principales de un sistema fotovoltaico conectado a red.....	12
Figura #5.- Influencia de la orientación e inclinación en la captación solar del generador fotovoltaico	13
Figura #6.- Factores que influyen en el diseño de un sistema fotovoltaico.....	14
Figura #7.- Esquema conceptual de generación distribuida para autoabastecimiento en el Ecuador	15
Figura #8.- Beneficios de los sistemas fotovoltaicos conectados a red	17
Figura #9.- Estructura del marco legal y regulatorio aplicable a la generación distribuida en el Ecuador	18
Figura #10.- Planta de cubierta del galpón evaluado para la instalación del sistema fotovoltaico en la empresa Aromacacao S.A.	27
Figura #11.- Delimitación de áreas evaluadas en la cubierta del galpón.....	28
Figura #12.- Resultados de simulación del proyecto en PV*SOL premium 2026	30
Figura #13.- Resultados de Balance energético de instalación en PV*SOL premium 2026..	31
Figura #14.- Disposición general de los módulos fotovoltaicos sobre la cubierta del galpón	41
Figura #15.- Distribución de los módulos en la cubierta suroeste y noreste	42
Figura #16.- Disposición de strings del generador fotovoltaico sobre las cubiertas suroeste y noreste	43
Figura #17.- Esquema general de conversión e interconexión del sistema fotovoltaico con la red interna de la empresa	44
Figura #18.- Flujo de energía y balance general del sistema fotovoltaico	49
Figura #19.- Utilización de la energía fotovoltaica generada por el sistema.....	50
Figura #20.- Cobertura del consumo eléctrico mediante energía fotovoltaica y red.....	51
Figura #21.- Pronóstico mensual de rendimiento del sistema fotovoltaico y relación con el consumo	52

Resumen

Esta investigación presenta el diseño y evaluación de una planta fotovoltaica conectada a la red para Aromacacao S.A. El estudio se realizó con las planillas eléctricas de 2025, las características de la instalación existente y el espacio disponible en la cubierta. Durante ese año, la empresa registró un consumo de 120.381,00 kWh. Con esta información se definió una planta de 79,20 kWp, compuesta por 110 módulos Jinko Solar de 720 W y un inversor Huawei SUN2000-80K-MGL0 de 80 kW. Los equipos seleccionados son compatibles con la red trifásica de 220 V y con el transformador de 125 kVA de la empresa. La simulación desarrollada en PV*SOL premium 2026 estimó una producción de 78.420 kWh al año. De esta energía, 64.603 kWh serían utilizados directamente por las cargas de Aromacacao S.A., lo que permitiría cubrir el 53,7 % de su consumo anual. Los 13.817 kWh restantes se entregarían a la red de CNEL. Para una inversión referencial de USD 75.000, se calculó un ahorro anual de USD 7.623,15 y un período simple de recuperación de 9,84 años. La reducción de emisiones alcanzaría aproximadamente 29.791 kg de CO₂ por año. Los resultados muestran que la propuesta es compatible con la infraestructura de la empresa y que su implementación reduciría la energía comprada a la red y el costo anual del servicio eléctrico. La evaluación financiera, realizada para un período de 25 años y una tasa de descuento del 6 %, dio como resultado un VAN de USD 28.735,12 y una TIR de 9,56 %. La recuperación simple ajustada se estimó en 9,74 años y la recuperación descontada en 14,74 años.

Palabras clave: energía solar fotovoltaica, autoconsumo, generación distribuida, diseño fotovoltaico, ahorro en la factura eléctrica

Abstract

This research presents the design and evaluation of a grid-connected photovoltaic plant for Aromacacao S.A. The study was conducted using the company's 2025 electricity bills, the characteristics of the existing installation, and the available roof space. During that year, the company recorded a consumption of 120,381.00 kWh. Based on this information, a 79.20 kWp plant was defined, consisting of 110 Jinko Solar 720 W modules and an 80 kW Huawei SUN2000-80K-MGL0 inverter. The selected equipment is compatible with the company's 220 V three-phase network and 125 kVA transformer. The simulation developed in PV*SOL premium 2026 estimated an annual production of 78,420 kWh. Of this energy, 64,603 kWh would be used directly by Aromacacao S.A., covering 53.7% of its annual consumption. The remaining 13,817 kWh would be fed into the CNEL grid. For a reference investment of USD 75,000, annual savings of USD 7,623.15 and a simple payback period of 9.84 years were calculated. The emissions reduction would reach approximately 29,791 kg of CO₂ per year. The results show that the proposal is compatible with the company's infrastructure and that its implementation would reduce energy purchased from the grid and the annual cost of electricity. The financial evaluation, conducted over a 25-year period with a 6% discount rate, resulted in a net present value (NPV) of USD 28,735.12 and an internal rate of return (IRR) of 9.56%. The adjusted simple recovery was estimated at 9.74 years and the discounted recovery at 14.74 years.

Keywords: photovoltaic solar energy, self-consumption, distributed generation, photovoltaic design, savings on electricity bills

Introducción

El consumo de energía eléctrica ha venido aumentando tanto en Ecuador como a nivel mundial, por lo que muchas empresas buscan alternativas que les ayuden a usar mejor la energía y a reducir los costos de operación. En el sector productivo, la energía eléctrica es un recurso esencial para mantener en funcionamiento los equipos, los procesos y la infraestructura de una empresa. Frente a esta necesidad, los sistemas fotovoltaicos conectados a la red surgen como una opción que permite complementar el suministro eléctrico convencional, disminuir parte del consumo proveniente de la red y mejorar el desempeño energético de las instalaciones (Ministerio de Ambiente y Energía, 2025; Asamblea Nacional del Ecuador, 2024).

El uso de energías renovables también se relaciona con la necesidad de depender menos de fuentes tradicionales de generación y aprovechar recursos disponibles como la radiación solar. Ante esta necesidad, la energía solar fotovoltaica ha tenido mayor presencia en los últimos años, principalmente por la mejora en la tecnología de los paneles e inversores, la disminución de costos y su facilidad para ajustarse a distintos niveles de consumo. Por estas razones, cada vez se la utiliza más en viviendas, comercios e industrias que buscan consumir menos energía de la red eléctrica y mejorar la forma en que gestionan su consumo energético (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDAE] y Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía [ENERAGEN], 2024).

La empresa Aromacacao S.A., ubicada en el cantón Quinindé, provincia de Esmeraldas, fue tomada como caso de estudio porque sus actividades productivas dependen directamente de un suministro eléctrico continuo. Esta situación vuelve importante revisar alternativas que ayuden a manejar mejor el consumo de energía y a reducir el peso económico que representa el pago del servicio eléctrico. Por ello, se planteó el uso de un sistema fotovoltaico conectado a la red como una opción para cubrir parte de la demanda de la empresa, aprovechando la radiación solar disponible y el área útil existente en la cubierta de la instalación.

Este trabajo desarrolla el diseño y la evaluación de una planta fotovoltaica conectada a la red eléctrica para Aromacacao S.A. Para realizar el dimensionamiento, se revisaron las planillas eléctricas del período de enero a diciembre de 2025 y también se analizaron las condiciones físicas del sitio donde podría instalarse el sistema. Con esta información se definieron los criterios de diseño, la capacidad de la planta, la selección de los equipos principales, las condiciones de montaje y los parámetros necesarios para estimar el aporte energético y económico del sistema.

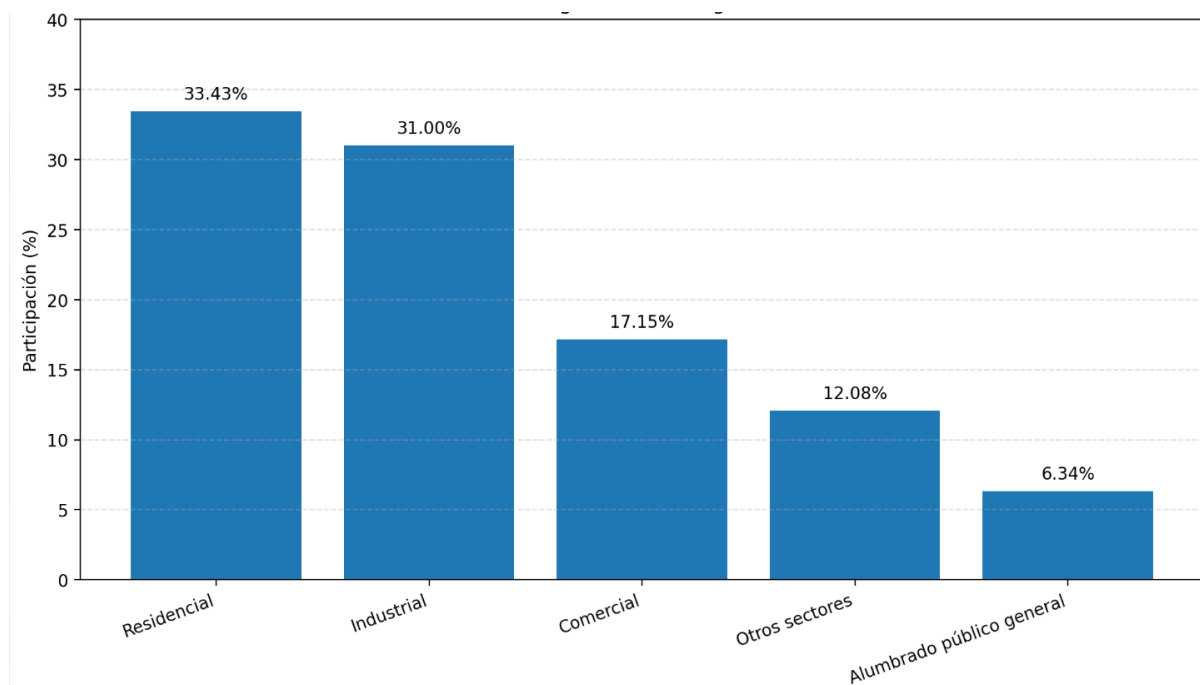
La investigación se desarrolló con información real de Aromacacao S.A., obtenida de las planillas eléctricas de 2025 y del levantamiento realizado en sus instalaciones. Estos datos permitieron analizar el proyecto según el consumo de la empresa, las características de su sistema eléctrico y el espacio disponible en la cubierta. Con los resultados se estimó la disminución de energía comprada a la red y el efecto que tendría sobre la factura anual. Aunque el diseño responde a las condiciones particulares de Aromacacao S.A., el procedimiento utilizado puede servir como referencia para evaluar otras instalaciones industriales con características semejantes.

Capítulo I: Descripción General

1.1 Planteamiento del problema

El Balance Nacional de Energía Eléctrica 2024 muestra que el sector industrial tuvo una participación del 31,00 % en la demanda regulada de energía eléctrica del Ecuador. Al tratarse de un porcentaje importante dentro del consumo nacional, se vuelve necesario estudiar soluciones que ayuden a empresas productivas a mejorar el uso de la energía y controlar sus costos eléctricos (Ministerio de Ambiente y Energía, 2025).

Figura #1.- Distribución porcentual de la demanda regulada de energía eléctrica en Ecuador por sector de consumo, año 2024



Fuente: Tomado de *Balance Energético Nacional 2024* (1.a ed.), por el Ministerio de Ambiente y Energía, 2025 (<https://www.recursosyenergia.gob.ec>).

En Aromacacao S.A., la energía eléctrica es parte esencial del funcionamiento diario de sus procesos productivos. Al tratarse de una empresa que requiere continuidad en sus operaciones, el consumo de energía y la demanda facturable representan un gasto fijo importante dentro del servicio eléctrico anual. Por esta razón, revisar alternativas que ayuden a reducir el consumo desde la red y mejorar el uso de la energía resulta necesario para la empresa.

Al analizar las planillas eléctricas del período de estudio, se observó que el comportamiento del consumo y de la demanda permitía evaluar una solución de

autoabastecimiento parcial mediante energía solar fotovoltaica. Además, la empresa cuenta con área disponible en cubierta y condiciones adecuadas para aprovechar la radiación solar del sitio, lo que refuerza la posibilidad de aplicar este tipo de sistema.

Antes de desarrollar esta investigación, Aromacacao S.A. no contaba con un estudio que permitiera establecer la capacidad adecuada de una planta fotovoltaica a partir de su consumo eléctrico. Tampoco se había definido qué equipos podían utilizarse, cómo se conectarían con la instalación existente ni cuánto podría disminuir el valor anual de la factura. Sin estos datos, la empresa no tenía suficientes elementos técnicos y económicos para decidir si era conveniente ejecutar el proyecto.

Por esta razón, esta investigación se enfocó en el diseño y evaluación de una planta fotovoltaica conectada a la red eléctrica para Aromacacao S.A. El propósito fue determinar cuánto podría aportar el sistema a la reducción del consumo de energía proveniente de la red convencional, qué ahorro económico podría generar y cómo mejoraría el desempeño energético de la instalación.

1.2 Formulación del problema

Por lo antes expuesto, se plantea lo siguiente:

¿Cómo incide el diseño de una planta fotovoltaica conectada a la red eléctrica en la reducción del consumo de energía de la red convencional y en el costo anual del servicio eléctrico de la empresa Aromacacao S.A.?

1.3 Justificación del problema

Este trabajo se justifica porque permite pasar de una necesidad identificada en la empresa a una propuesta técnica concreta, evaluada con datos reales de consumo y condiciones propias del sitio. En lugar de plantear una solución general, el estudio revisa el comportamiento eléctrico de Aromacacao S.A., el espacio disponible para instalación y la forma en que un sistema fotovoltaico podría integrarse a la infraestructura existente.

La evaluación económica adquirió mayor importancia después del incremento de la tarifa eléctrica, debido a su efecto directo en los gastos de operación de Aromacacao S.A. En estas condiciones, generar energía durante las horas de trabajo permitiría comprar menos electricidad a la distribuidora. La empresa podría reducir así el impacto de futuras variaciones tarifarias y contar con una referencia más estable para proyectar este costo.

El diseño señala aspectos que serán necesarios si la empresa decide construir la planta: potencia del arreglo, inversor, conductores, protecciones y condiciones de conexión. De esta manera, el resultado no queda reducido a una estimación de producción, sino que establece una base técnica para continuar posteriormente con la ingeniería de detalle y la ejecución del proyecto.

Para establecer si el proyecto resulta conveniente, se relacionó la energía que sería aprovechada por la empresa con el ahorro esperado en la planilla. Esta comparación permite observar cuánto tiempo tomaría recuperar la inversión y qué efecto tendría el sistema sobre los gastos eléctricos anuales.

También se estimó el beneficio ambiental asociado con la energía producida por la planta. Aunque la investigación se concentra en el diseño y en su resultado económico, la disminución de emisiones aporta un criterio adicional para evaluar la propuesta.

Desde el punto de vista académico, el trabajo reúne el análisis de consumo, el diseño fotovoltaico, la simulación energética y la evaluación económica en un caso real del sector productivo ecuatoriano. Por ello, los resultados pueden servir como referencia para proyectos similares donde existan condiciones comparables de consumo, demanda e infraestructura disponible.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General.

Diseñar y evaluar una planta fotovoltaica conectada a la red para autoconsumo en Aromacacao S.A., utilizando los datos reales de consumo y las condiciones técnicas del sitio, para estimar su aporte en la reducción de energía tomada de la red, el ahorro en la facturación eléctrica y el desempeño energético de la instalación.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Analizar el comportamiento del consumo y la demanda eléctrica de Aromacacao S.A. a partir de las planillas del período de estudio.
- Evaluar el área disponible en cubierta y las condiciones técnicas de la infraestructura eléctrica existente para determinar la viabilidad de la instalación.

- Modelar el sistema fotovoltaico mediante software de simulación para estimar su generación de energía, el aporte en el autoconsumo y la reducción de la facturación eléctrica.
- Evaluar los resultados técnicos, económicos y ambientales obtenidos con la implementación del diseño de la planta fotovoltaica propuesta.

1.5 Hipótesis

El diseño de una planta fotovoltaica conectada a la red eléctrica en Aromacacao S.A. permitirá cubrir una parte del consumo eléctrico de la empresa mediante generación solar, lo que contribuirá a reducir la energía tomada de la red convencional, disminuir el valor anual de la facturación eléctrica y mejorar el aprovechamiento energético de la instalación.

1.6 Identificación de variables

1.6.1 Variable independiente.

Diseño de una planta fotovoltaica conectada a la red eléctrica para autoconsumo.

1.6.2 Variable dependiente.

Reducción del consumo de energía proveniente de la red convencional.

Disminución del costo anual de la facturación eléctrica.

Mejora del desempeño energético de la instalación.

1.7 Metodología de la investigación

Para el desarrollo de esta investigación se utilizó un enfoque mixto, porque el diseño y la evaluación de la planta fotovoltaica requirieron trabajar tanto con datos numéricos como con información técnica del sitio de instalación.

La información cuantitativa se empleó principalmente en la revisión de las planillas eléctricas de Aromacacao S.A., el análisis del consumo y la demanda, el dimensionamiento del sistema, la selección de los equipos principales, la estimación de la energía generada y el cálculo del ahorro económico esperado. Para complementar esta etapa, se utilizó software especializado de simulación fotovoltaica, lo que permitió obtener una proyección más clara del comportamiento energético de la planta.

La parte cualitativa se aplicó en la revisión de las condiciones físicas y técnicas del lugar donde se plantea instalar el sistema. En esta etapa se consideraron aspectos como el área

útil en cubierta, las condiciones de montaje y la integración de la planta con la infraestructura eléctrica existente.

Por su finalidad, el estudio es de tipo aplicado, ya que parte de una necesidad concreta de la empresa y plantea una solución técnica mediante el uso de energía solar fotovoltaica. Además, tiene un alcance descriptivo y evaluativo, porque primero analiza las condiciones actuales de consumo e infraestructura, y luego estima el aporte que tendría el sistema propuesto en la operación energética de la instalación.

La información utilizada provino principalmente de las planillas eléctricas del período de estudio, el levantamiento del área disponible en cubierta, las fichas técnicas de los equipos seleccionados y los resultados obtenidos durante el diseño y la simulación del sistema fotovoltaico.

Capítulo II: Marco Teórico

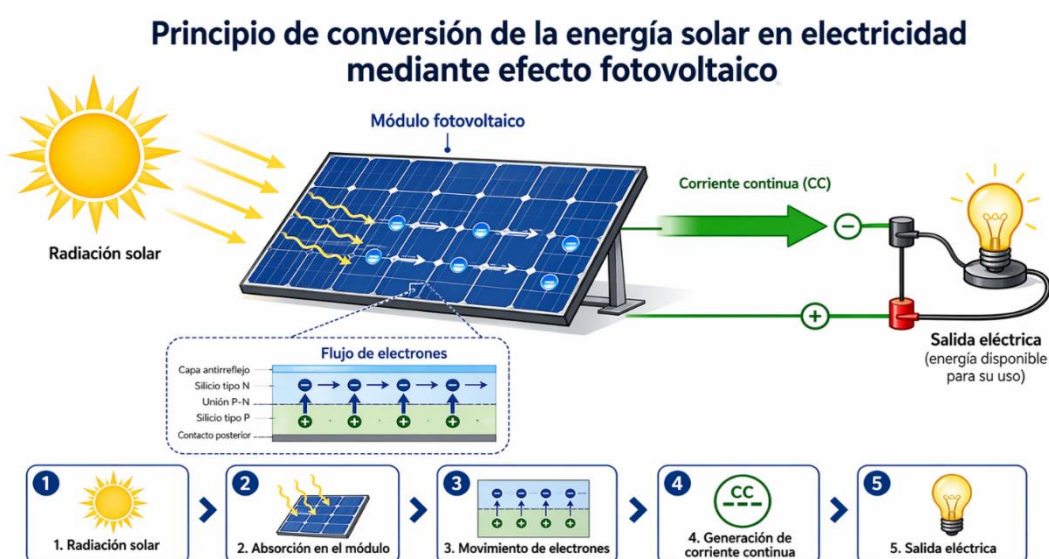
2.1 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica permite generar electricidad a partir de la radiación solar. Su funcionamiento se apoya en materiales semiconductores, sobre todo el silicio, que forman parte de las celdas fotovoltaicas. Estas celdas cuentan con capas tipo P y tipo N, cuya interacción crea un campo eléctrico interno.

Cuando la luz del sol llega al panel, los fotones transfieren energía a los electrones del material semiconductor. Este fenómeno produce corriente continua. Debido a que las instalaciones eléctricas utilizan corriente alterna, el inversor se encarga de realizar esa conversión antes de alimentar las cargas.

En un sistema de autoconsumo, la electricidad obtenida de los módulos se utiliza en el mismo lugar donde se genera. Una vivienda, un comercio o una industria puede cubrir así una parte de sus necesidades mientras exista producción solar. Al encontrarse cerca de las cargas, esta generación disminuye la energía solicitada a la red durante las horas de sol (IDAE y ENERAGEN, 2024).

Figura #2.- La energía solar fotovoltaica



Fuente: Elaboración propia

El crecimiento de esta tecnología se relaciona con su facilidad para adaptarse a distintos tipos de usuarios, desde viviendas, oficinas y comercios, hasta industrias con mayores niveles de consumo. Además, los sistemas fotovoltaicos pueden instalarse en diferentes superficies, como cubiertas, terrenos, estructuras elevadas e incluso sobre cuerpos de agua, siempre que existan condiciones adecuadas de radiación, espacio y montaje.

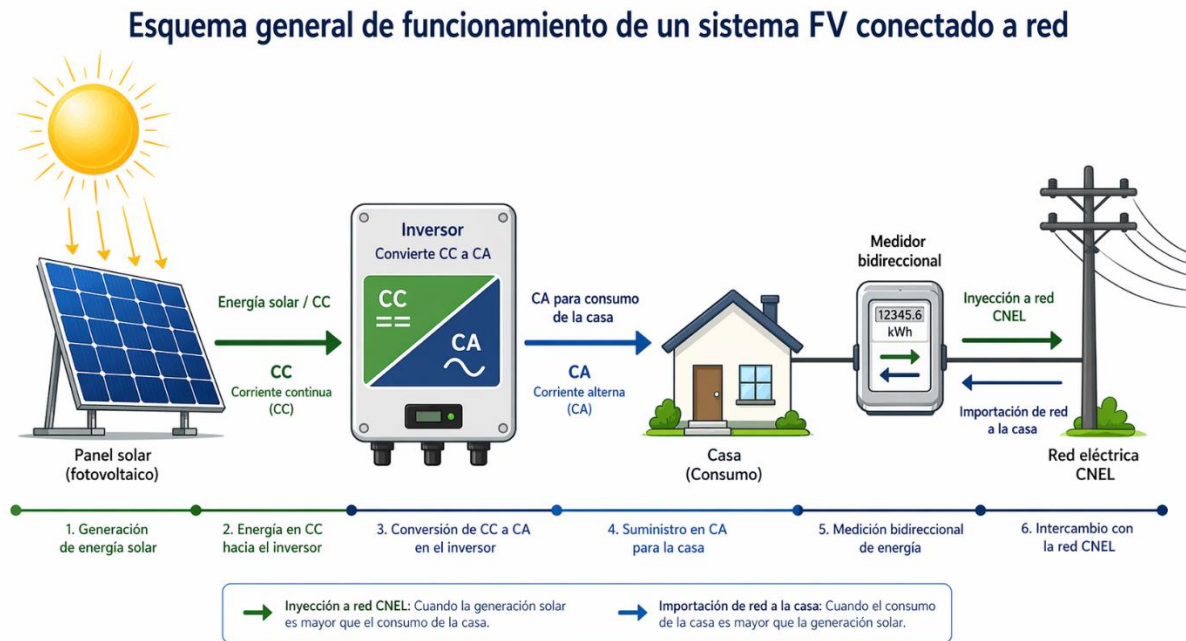
Esta flexibilidad ha permitido que los sistemas conectados a la red se utilicen cada vez más como una alternativa para reducir parte de la energía tomada de las redes convencionales. En instalaciones que mantienen consumo eléctrico durante las horas de sol, la generación fotovoltaica resulta especialmente útil, porque la energía producida puede ser aprovechada directamente en el sitio como autoconsumo.

2.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, también llamados sistemas *on-grid*, están diseñados para generar energía a partir de la radiación solar y trabajar de forma integrada con la red de distribución existente. Su operación se basa en aprovechar directamente la energía generada en el lugar de consumo. De esta forma, durante las horas de sol, la planta puede cubrir total o parcialmente la demanda de la instalación. Si la generación no alcanza, la red aporta la energía faltante; por el contrario, si la producción es mayor que el consumo interno, el excedente puede entregarse a la red conforme a las condiciones técnicas y regulatorias aplicables (IDAE, s. f.).

Bajo este modelo, la red eléctrica convencional actúa como un respaldo: suministra energía cuando la generación solar es insuficiente y, por el contrario, recibe los excedentes cuando la producción supera el consumo local. Este intercambio es contabilizado por un medidor bidireccional, siguiendo la normativa vigente (IDAE, s. f.). Finalmente, por seguridad técnica, el sistema incluye protocolos de desconexión automática ante fallos en el suministro externo, protegiendo tanto la infraestructura como al personal de mantenimiento.

Figura #3.- Esquema general de funcionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica



Fuente: Elaboración propia

Esta configuración resulta especialmente conveniente en instalaciones comerciales e industriales con consumo diurno, ya que existe coincidencia entre las horas de generación solar y una parte importante de la demanda operativa. Para registrar este intercambio energético, se emplea un medidor bidireccional, el cual diferencia la energía extraída de la red y los excedentes inyectados hacia ella. Por ello, los sistemas conectados a la red constituyen una alternativa adecuada para reducir la energía adquirida desde el sistema convencional y aprovechar la infraestructura eléctrica ya disponible en la instalación (IDAE, s. f.).

2.3 Balance de energía y medición

Desde una perspectiva operativa, el flujo de energía en un sistema fotovoltaico conectado a la red prioriza el abastecimiento de las cargas internas de la instalación. Por esta razón, la energía generada por los módulos es utilizada primero en el punto de consumo y solo los excedentes son transferidos a la red pública. Para registrar este intercambio se emplea un medidor bidireccional, capaz de contabilizar de forma independiente la energía importada desde la red y la energía exportada hacia ella (IDAE, s. f.).

Para evaluar el aporte real del sistema no basta con comparar la generación fotovoltaica y el consumo total de un año. También es necesario revisar si la producción solar coincide con las horas en las que funcionan las cargas. La energía generada durante esos períodos puede ser

utilizada directamente por la instalación, mientras que la producción que supera la demanda se convierte en excedente. Por esta razón, el perfil horario de consumo influye en los niveles de autoconsumo y cobertura energética alcanzados por la planta.

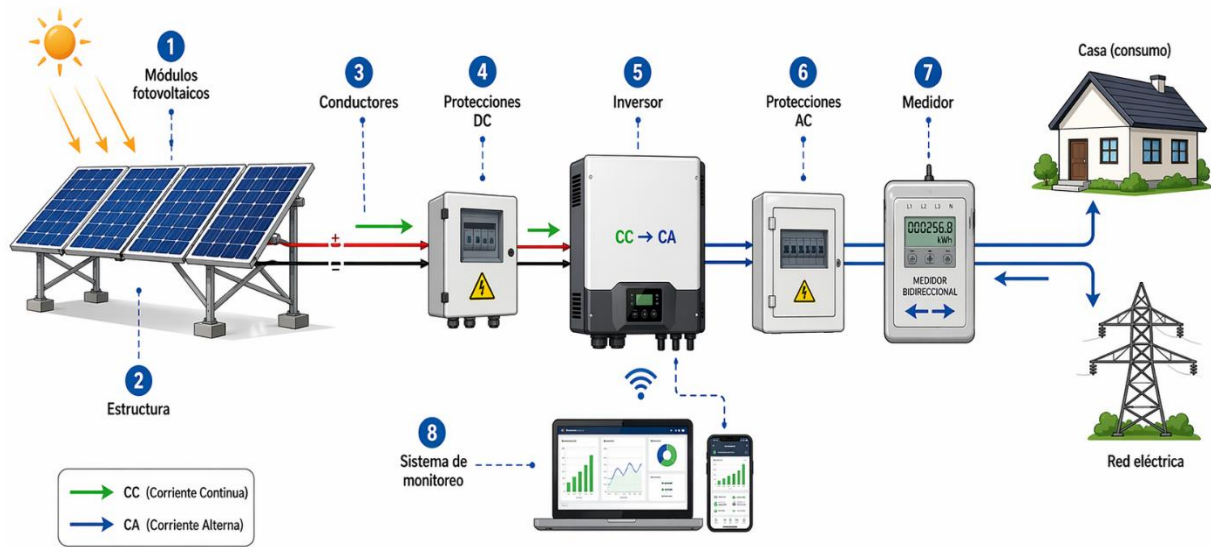
El dimensionamiento debe buscar una relación adecuada entre la potencia instalada, la demanda de la instalación y el aprovechamiento de la energía producida. Una planta de mayor capacidad puede generar más electricidad durante el año, pero también aumentar la cantidad de energía entregada a la red cuando no existen cargas suficientes para consumirla. Estudios recientes sobre sistemas fotovoltaicos de autoconsumo señalan que la potencia de la planta debe definirse considerando el comportamiento del consumo y la gestión prevista para los excedentes, y no únicamente a partir de la demanda anual acumulada (Garabitos Lara & Vallejo Díaz, 2024).

Según la regulación ecuatoriana vigente, estos kilovatios-hora (kWh) excedentes se acumulan a favor del usuario en un registro de energía, el cual puede ser utilizado para compensar consumos en períodos de menor generación. Este ciclo de acumulación tiene una vigencia de hasta dos años; transcurrido este periodo, el balance se reinicia, incentivando así un diseño de planta fotovoltaica dimensionado correctamente para el autoconsumo real de la instalación. Este mecanismo convierte al balance energético y a la medición bidireccional en elementos esenciales para el autoconsumo y para la evaluación del desempeño real del sistema fotovoltaico dentro del esquema de generación distribuida para autoabastecimiento (Agencia de Regulación y Control de Electricidad [ARCONEL], 2024).

2.4 Componentes principales de un sistema fotovoltaico on-grid

Un sistema fotovoltaico conectado a la red está conformado por distintos elementos que operan de manera integrada para captar la energía solar, transformarla en electricidad utilizable y suministrarla de forma segura a la instalación. Entre sus componentes principales se encuentran los módulos fotovoltaicos, el inversor y los equipos de balance del sistema (IDAE y ENERAGEN, 2024).

Figura #4.- Componentes principales de un sistema fotovoltaico conectado a red



Fuente: Elaboración propia

Los módulos fotovoltaicos son el elemento encargado de transformar la radiación solar en corriente continua. Estos módulos están formados por celdas conectadas eléctricamente para alcanzar niveles de tensión y potencia adecuados a la aplicación requerida. Su número y configuración influyen directamente en la capacidad instalada del sistema.

El inversor fotovoltaico cumple la función de convertir la corriente continua generada por los módulos en corriente alterna compatible con la red y con las cargas de la instalación. Además de la conversión de energía, este equipo puede incorporar funciones de seguimiento del punto de máxima potencia, supervisión del sistema, protección y monitoreo del desempeño operativo.

Dentro del balance del sistema se consideran componentes como la estructura de soporte, conductores, canalizaciones, tableros, seccionadores, fusibles, interruptores, dispositivos de protección contra sobretensiones, el sistema de puesta a tierra y los equipos de medición o monitoreo. Todos estos elementos son necesarios para garantizar una operación segura, mantener la estabilidad mecánica de la instalación y lograr una integración adecuada del sistema fotovoltaico con la infraestructura existente. En conjunto, una buena selección y organización de estos componentes permite que el sistema fotovoltaico funcione de forma eficiente, segura y confiable, especialmente en aplicaciones industriales, donde mantener la continuidad de la operación y una instalación eléctrica adecuada es fundamental (IDAE y ENERAGEN, 2024).

2.5 Parámetros de diseño de un sistema fotovoltaico

La radiación solar constituye uno de los parámetros más importantes, ya que determina el recurso energético disponible para la conversión fotovoltaica. A mayor radiación incidente sobre el plano de los módulos, mayor será la energía potencialmente generada. Sin embargo, la producción real del sistema también depende de la correcta disposición geométrica del generador fotovoltaico. En este sentido, la orientación y la inclinación de los paneles deben seleccionarse de manera que se maximice la captación solar dentro de las condiciones constructivas del sitio de instalación.

Figura #5.- Influencia de la orientación e inclinación en la captación solar del generador fotovoltaico



Fuente: Elaboración propia

Otro parámetro de gran relevancia es la temperatura de operación de los módulos. Aunque la radiación solar incrementa la generación eléctrica, el aumento excesivo de temperatura puede afectar negativamente el rendimiento del panel fotovoltaico. Por ello, en el proceso de diseño se deben considerar las condiciones térmicas del lugar, así como la ventilación y el montaje de los módulos sobre la cubierta.

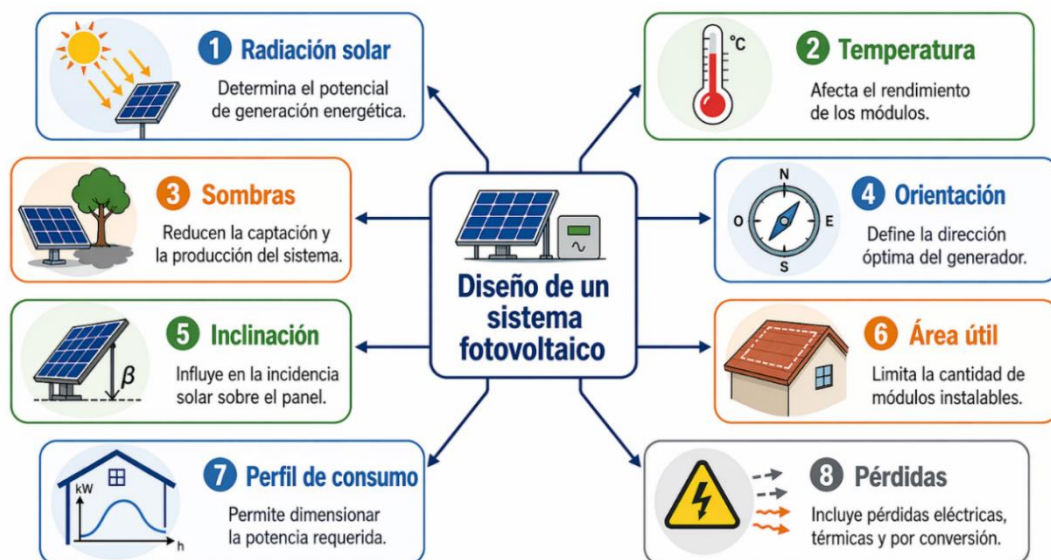
Durante la revisión de la cubierta también se debe comprobar si existen sombras a diferentes horas del día, pues una obstrucción sobre parte del arreglo reduce su producción. El espacio que realmente puede utilizarse determina la cantidad de módulos y esto podría limitar

la potencia de la planta. Estos datos deben compararse con el consumo y la demanda de la instalación para evitar un diseño sobredimensionado o alejado de las necesidades del usuario.

Por otra parte, el dimensionamiento también debe considerar las pérdidas asociadas con la temperatura, el cableado, la conversión en el inversor, el desajuste entre módulos, la suciedad y otros factores propios de la operación. Revisar estas variables en conjunto permite definir una planta acorde con las condiciones reales del lugar y estimar con mayor precisión la energía que puede entregar a la instalación.

El desempeño de una planta fotovoltaica también debe evaluarse mediante indicadores que permitan relacionar la energía producida con la potencia instalada y el recurso solar disponible. Entre los más utilizados se encuentran el rendimiento específico y el coeficiente de rendimiento o *Performance Ratio* (PR), ya que permiten identificar el efecto conjunto de las pérdidas y comparar el comportamiento de sistemas con diferentes capacidades y condiciones de instalación. Estudios recientes realizados en plantas de autoconsumo sobre cubiertas industriales muestran que la orientación de los módulos, las condiciones ambientales y las pérdidas del sistema influyen directamente en estos indicadores, por lo que deben considerarse tanto durante el diseño como en la evaluación posterior de la planta (Sánchez-Jiménez et al., 2025).

Figura #6.- Factores que influyen en el diseño de un sistema fotovoltaico



Fuente: Elaboración propia

2.6 Generación distribuida y autoconsumo en el Ecuador

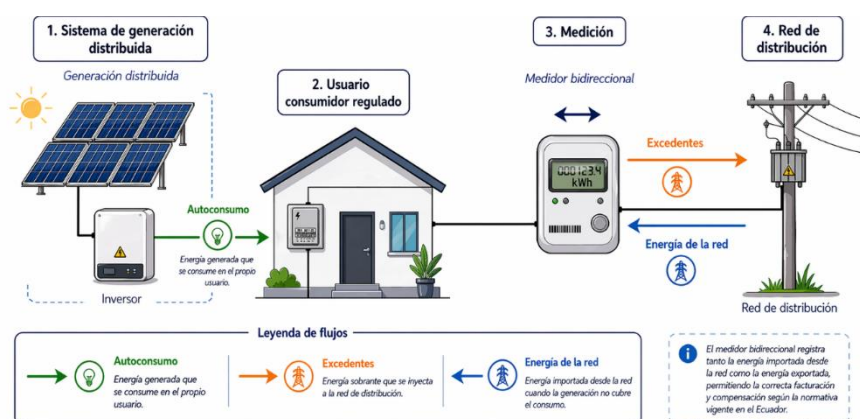
En el Ecuador, la generación distribuida para autoabastecimiento se encuentra regulada dentro del marco del servicio público de energía eléctrica y de las disposiciones emitidas por el ente regulador del sector. La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica establece el marco general para las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la organización y funcionamiento del sector eléctrico nacional (Asamblea Nacional del Ecuador, 2015).

En términos más concretos, la normativa ecuatoriana vigente para consumidores regulados define al Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento (SGDA) como el conjunto de equipos que permite generar energía eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales para cubrir el consumo propio del usuario, siempre en conexión con una red de distribución. Esta misma regulación también establece las condiciones bajo las cuales estos sistemas pueden ser habilitados, instalados, conectados, operados, mantenidos, medidos y facturados (ARCONEL, 2024).

En una instalación de autoabastecimiento, la energía fotovoltaica atiende primero las cargas del usuario. Como resultado, mientras hay producción solar disminuye la energía requerida desde la distribuidora. La regulación ecuatoriana contempla distintas configuraciones de SGDA y establece las condiciones para aplicarlas en viviendas, comercios e industrias.

Por lo tanto, el autoconsumo y la generación distribuida tienen reconocimiento normativo en Ecuador. Su aplicación permite incorporar fuentes renovables en el punto de uso y diversificar la forma en que los consumidores cubren sus necesidades eléctricas.

Figura #7.- Esquema conceptual de generación distribuida para autoabastecimiento en el Ecuador



Nota: Esquema conceptual referencial. La implementación debe cumplir la normativa vigente del ARCONEL y del RETE.

Fuente: Elaboración propia

2.7 Beneficios técnicos, económicos y ambientales de los sistemas fotovoltaicos en el marco ecuatoriano

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red para autoabastecimiento ofrecen varias ventajas que hoy tienen especial valor en el Ecuador. Su aporte no se limita a la generación de electricidad, sino que también influye en la forma en que los usuarios gestionan su consumo, enfrentan sus costos energéticos y reducen su impacto ambiental.

Desde el punto de vista técnico, producir electricidad en el sitio disminuye el suministro requerido desde la red mientras existe radiación solar. Este aporte resulta más evidente cuando las cargas funcionan durante el día, como ocurre en numerosas actividades productivas. En Ecuador, esta modalidad se encuentra respaldada por la regulación de los sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento conectados a las redes de distribución (ARCONEL, 2024).

También existe un beneficio económico importante. Al generar parte de la energía en la propia instalación, se reduce la electricidad que debe comprarse a la red y, con ello, disminuye la facturación del servicio. Esta condición es especialmente relevante en instalaciones comerciales e industriales, donde el costo de la energía representa una parte importante de los gastos de operación. En esa línea, la Ley Orgánica de Competitividad Energética promueve alternativas que favorecen un uso más eficiente de los recursos vinculados al sector eléctrico y fortalecen la competitividad mediante soluciones energéticas más eficientes (Asamblea Nacional del Ecuador, 2024).

A esto se suma el beneficio ambiental asociado con la energía fotovoltaica. Durante su operación, el sistema genera electricidad sin consumir combustibles y permite reducir parte de la energía que la instalación requiere de la red. Sin embargo, la valoración ambiental también puede considerar otras etapas, como la fabricación y el transporte de los módulos, la estructura de soporte, la instalación y el manejo de los equipos al final de su vida útil. Estudios recientes basados en análisis de ciclo de vida muestran que la orientación, los materiales empleados y la configuración del sistema pueden influir tanto en la energía producida como en su impacto ambiental (Rus et al., 2024).

En conjunto, la generación fotovoltaica para autoabastecimiento aporta beneficios que van más allá del ahorro de energía. Su aplicación también contribuye a mejorar la operación de las instalaciones, reducir costos y reforzar el uso de alternativas energéticas más limpias, todo ello dentro del marco normativo vigente en el país.

Figura #8.- Beneficios de los sistemas fotovoltaicos conectados a red



Fuente: Elaboración propia

2.8 Normativa técnica y legal aplicable al proyecto

En Ecuador, la conexión de una planta fotovoltaica a la red debe cumplir requisitos técnicos y legales relacionados con la seguridad, la medición y la calidad del servicio eléctrico. La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica constituye la base general de este marco, pues regula las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. También establece las responsabilidades de los diferentes participantes del sector eléctrico (Asamblea Nacional del Ecuador, 2015).

Para los usuarios regulados, las disposiciones sobre los Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento establecen el procedimiento que debe seguirse para autorizar y conectar una planta a la red. La regulación abarca su instalación, operación, mantenimiento, medición y facturación. También determina las modalidades mediante las

cuales un usuario puede generar electricidad con fuentes renovables para cubrir una parte de su consumo (ARCONEL, 2024).

Figura #9.- Estructura del marco legal y regulatorio aplicable a la generación distribuida en el Ecuador



Fuente: Elaboración propia

Además, el sector eléctrico ecuatoriano ha contado con regulaciones previas sobre microgeneración y generación fotovoltaica para autoabastecimiento, que han servido como antecedente del marco vigente. Entre ellas se encuentran disposiciones emitidas por ARCONEL y posteriormente actualizadas o derogadas por ARCERNNR, lo que evidencia la evolución normativa del país hacia esquemas más amplios de generación distribuida.

La normativa aplicable al proyecto comprende, por tanto, la legislación general del servicio público de energía eléctrica, la regulación específica para generación distribuida y las condiciones técnicas y administrativas establecidas por la empresa distribuidora para autorizar la interconexión del sistema.

2.8.1 Normativa técnica internacional de referencia.

Además de las disposiciones ecuatorianas, en el diseño se tomaron como referencia normas internacionales relacionadas con la seguridad, la instalación y la conexión de sistemas fotovoltaicos. Estas normas no sustituyen los requisitos del ente regulador ni de la empresa

distribuidora, pero aportan criterios técnicos para respaldar las decisiones planteadas en el proyecto.

La norma IEC 62548-1:2023+AMD1:2025 reúne requisitos para el diseño de arreglos fotovoltaicos. Entre los aspectos que contempla se encuentran el cableado en corriente continua, las protecciones eléctricas, los dispositivos de maniobra y las disposiciones de puesta a tierra. Estos criterios sirven de referencia para organizar los strings y definir las protecciones instaladas entre los módulos y el inversor (International Electrotechnical Commission [IEC], 2025a).

Por su parte, la IEC 60364-7-712:2025 establece requisitos aplicables a las instalaciones eléctricas de baja tensión que incorporan generación fotovoltaica. Su contenido resulta útil para la selección y aplicación de equipos, conductores y protecciones, así como para la integración de la planta con la instalación eléctrica existente. Esta edición reemplazó la versión publicada en 2017 (IEC, 2025b).

También se consideró la IEC 62446-1:2016+AMD1:2018, que establece la documentación que debe entregarse después de instalar un sistema conectado a la red, junto con las inspecciones y pruebas de puesta en servicio necesarias para verificar su seguridad y correcto funcionamiento (IEC, 2018).

Para la conexión con la red eléctrica, la IEEE 1547-2018 establece requisitos técnicos relacionados con el desempeño, la operación y la interoperabilidad de los recursos energéticos distribuidos. Como complemento, la IEEE 1547.2-2023 proporciona orientaciones para interpretar y aplicar estos requisitos durante el desarrollo de proyectos de interconexión (Institute of Electrical and Electronics Engineers [IEEE], 2018; IEEE, 2023).

En conjunto, estas normas respaldan los criterios de diseño, protección, verificación e interconexión considerados para la planta fotovoltaica de Aromacacao S.A. Antes de su construcción, será necesario revisar la ingeniería definitiva de acuerdo con las condiciones establecidas por CNEL EP, la regulación ecuatoriana vigente y las ediciones aplicables de las normas técnicas.

Capítulo III: Marco Metodológico

3.1 Enfoque de la investigación

El desarrollo de esta investigación se realizó mediante un enfoque mixto, debido a que fue necesario integrar información cuantitativa y cualitativa para el análisis, diseño y la evaluación de la planta fotovoltaica conectada a la red eléctrica en la empresa Aromacacao S.A.

El componente cuantitativo se aplicó en el análisis de las planillas eléctricas del período de estudio, en los cálculos de dimensionamiento del sistema fotovoltaico, en la selección de los equipos principales, en la estimación de la generación energética y en la evaluación del ahorro económico asociado al diseño del sistema. Por su parte, el componente cualitativo se utilizó para describir las características del sitio de instalación, las condiciones técnicas de la cubierta, los criterios de diseño del sistema y su integración con la infraestructura eléctrica existente.

3.2 Tipo de investigación

La investigación es de tipo aplicada, ya que se orienta a resolver una necesidad real de la empresa Aromacacao S.A. mediante la utilización de una solución técnica basada en energía solar fotovoltaica. Su carácter aplicado se evidencia en que no se limita al análisis teórico del problema, sino que incluye el desarrollo del diseño del sistema fotovoltaico y la evaluación de su desempeño energético, económico y técnico en las condiciones de la instalación estudiada.

Además, presenta un alcance descriptivo y evaluativo. Es descriptiva porque caracteriza el comportamiento del consumo y de la demanda eléctrica de la empresa, las condiciones físicas del sitio y los elementos técnicos del sistema fotovoltaico. Es evaluativa porque analiza el aporte del sistema diseñado en la reducción del consumo de energía proveniente de la red convencional, en la disminución del costo del servicio eléctrico y en la mejora del desempeño energético de la instalación.

3.3 Método de investigación

El método empleado en la investigación fue el método analítico-aplicado. Su aplicación permitió descomponer el problema en sus principales elementos de estudio, tales como el consumo eléctrico histórico, la demanda facturable, las condiciones de instalación, el dimensionamiento del sistema y los resultados obtenidos a partir de su evaluación.

A través de este método se analizaron las variables eléctricas y energéticas de la empresa, se definieron los criterios de diseño del sistema fotovoltaico y se evaluó la incidencia del sistema diseñado sobre el comportamiento energético de la instalación.

3.4 Técnicas e instrumentos de recolección de información

Para el desarrollo del estudio se recurrió a varias técnicas de recolección de información, principalmente la revisión documental, la observación técnica directa y el análisis de registros energéticos.

La revisión documental incluyó las doce planillas eléctricas correspondientes a 2025, las fichas técnicas de los equipos, el plano de la cubierta y la normativa relacionada con el proyecto.

Mediante la observación directa se verificaron las dimensiones del sitio, las condiciones físicas de la cubierta y los aspectos de la infraestructura que podían influir en el montaje y la conexión del sistema.

De igual forma, el análisis de registros energéticos permitió evaluar la generación del sistema, su comportamiento operativo y el efecto que tendría sobre el consumo de energía de la red y sobre el costo del servicio eléctrico.

Para ello se utilizaron como instrumentos las planillas eléctricas, las fichas técnicas de los equipos, los planos de cubierta, el software de simulación PV*SOL premium 2026 y los registros técnicos obtenidos durante el análisis y la evaluación del sistema.

3.5 Procedimiento metodológico

La metodología del estudio se desarrolló de manera ordenada por etapas. En primer lugar, se recopiló y analizó la información histórica del consumo y la demanda eléctrica de la empresa mediante las planillas del período evaluado. Después, se revisaron las condiciones físicas del sitio, con especial atención al área útil disponible en cubierta y a los criterios técnicos que debían considerarse para el diseño del sistema fotovoltaico.

Con esa información se calculó la potencia requerida, se seleccionaron los módulos y el inversor, y se definieron los conductores, las protecciones y la configuración de la planta. Por último, la simulación permitió estimar la generación, el autoconsumo, la energía que dejaría de comprarse a la red, el ahorro anual y la reducción de emisiones.

3.6 Población o unidad de análisis

La unidad de análisis de la presente investigación corresponde a la empresa Aromacacao S.A., específicamente a su sistema de consumo eléctrico, a las planillas eléctricas del período enero-diciembre de 2025, al área útil disponible en cubierta para la instalación del sistema fotovoltaico y al sistema fotovoltaico diseñado para autoconsumo conectado a la red.

Debido a la naturaleza aplicada del estudio, no se trabaja con muestra estadística, sino con la totalidad de los datos disponibles relacionados con el caso de estudio, incluyendo el registro completo de planillas eléctricas del período analizado, las condiciones técnicas del sitio y los parámetros de operación del sistema diseñado.

Capítulo IV: Desarrollo del Proyecto Fotovoltaico

4.1 Caracterización del caso de estudio

El caso de estudio corresponde a la empresa Aromacacao S.A., ubicada en el cantón Quinindé, provincia de Esmeraldas. La instalación analizada desarrolla actividades productivas relacionadas con el procesamiento y manejo de cacao, por lo que requiere un suministro continuo de energía eléctrica para el funcionamiento de sus procesos y equipos. Esta condición convierte al consumo eléctrico en una variable relevante dentro de los costos de operación de la empresa.

La investigación se desarrolló sobre una instalación real en la que se evaluó la posibilidad de reducir el consumo de energía proveniente de la red convencional mediante el diseño de una planta fotovoltaica conectada a la red para autoconsumo. Para ello, se consideraron como insumos principales las planillas eléctricas correspondientes al período de enero a diciembre de 2025, el análisis del área útil disponible en cubierta y la información técnica necesaria para el dimensionamiento y evaluación del sistema.

El estudio se orientó a tres componentes principales. El primero correspondió al análisis histórico del consumo y de la demanda eléctrica de la empresa. El segundo se enfocó en la evaluación física del sitio de instalación y en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico. El tercero comprendió la evaluación del aporte esperado del sistema sobre la reducción del consumo de energía de la red y del costo del servicio eléctrico.

La elección de Aromacacao S.A. como caso de estudio resulta pertinente porque permite documentar un proyecto desarrollado dentro del contexto ecuatoriano, integrando análisis energético y diseño eléctrico de una solución de generación distribuida para autoabastecimiento parcial.

4.2 Análisis histórico del consumo y la demanda eléctrica

Para desarrollar este análisis se revisaron las planillas eléctricas de la empresa correspondientes al período de estudio. A partir de esa información fue posible identificar cómo se comportaron el consumo de energía, la demanda facturable y el costo del servicio eléctrico a lo largo del año. Esta revisión fue necesaria porque permitió contar con una base real para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico y para valorar su posible aporte técnico y económico.

La lectura de las planillas mostró que la operación de la empresa mantiene una necesidad constante de energía. Esto se refleja no solo en el nivel de consumo registrado, sino también en la estabilidad de la demanda facturable. Por esa razón, el historial eléctrico resultó clave para plantear una solución fotovoltaica que respondiera a las condiciones reales de la instalación y no a una estimación teórica alejada de la operación de la empresa.

Para este análisis se tomaron en cuenta los siguientes parámetros:

- Energía consumida en cada período de facturación
- Demanda facturable registrada
- Costo del servicio eléctrico
- Comportamiento mensual del consumo
- Variación de la facturación durante el período evaluado.

Con esos datos se elaboró una tabla de consolidación mensual, la cual permitió observar con mayor claridad el comportamiento energético de la empresa y sirvió como base para el diseño del sistema fotovoltaico.

Tabla #1.- Resumen de consumo y demanda eléctrica de Aromacacao S.A. en 2025

Mes	Energía consumida (kWh)	Demanda facturable (kW)	Costo del servicio eléctrico (USD)
Enero	6.671,00	76,00	1.061,67
Febrero	9.730,80	75,89	1.345,70
Marzo	7.833,60	75,89	1.169,26
Abril	10.159,20	75,89	1.385,55
Mayo	8.690,40	75,89	1.248,95
Junio	9.792,00	75,89	1.351,40
Julio	7.833,60	75,89	1.169,26
Agosto	8.200,80	75,89	1.408,43
Septiembre	10.281,60	75,89	1.653,97
Octubre	12.117,60	75,89	1.870,62
Noviembre	14.810,40	75,89	2.188,37
Diciembre	14.259,60	75,89	2.123,37

Fuente: planillas eléctricas

Elaborado por: El autor

Con la información presentada en la Tabla 1, se puede observar que el consumo eléctrico de Aromacacao S.A. presentó variaciones importantes durante el período analizado. Los valores mensuales oscilaron entre 6.671,00 kWh en enero y 14.810,40 kWh en noviembre, con un consumo anual acumulado de 120.381,00 kWh y un promedio mensual de 10.031,72 kWh.

Estos resultados muestran que el consumo de la empresa no se mantuvo estable a lo largo del año. Por el contrario, presentó un incremento progresivo, sobre todo en el último cuatrimestre. En cambio, la demanda facturable se mantuvo prácticamente constante durante casi todo el período de estudio. En enero se registró un valor de 76,00 kW, mientras que de febrero a diciembre fue de 75,89 kW. Ese comportamiento refleja una exigencia de potencia sostenida, propia de una instalación productiva con requerimientos permanentes de operación.

También es importante aclarar que el aumento del costo del servicio eléctrico no estuvo relacionado únicamente con el crecimiento del consumo. Durante 2025 se produjo una modificación oficial en el pliego tarifario del servicio público de energía eléctrica. Mediante la Resolución Nro. ARCONEL-006/25, emitida el 30 de junio de 2025, ARCONEL aprobó la modificación del Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica para 2025 y su correspondiente versión codificada (Agencia de Regulación y Control de Electricidad [ARCONEL], 2025a).

Esa actualización tuvo un efecto directo en los valores facturados en dólares. En la tarifa de media tensión industrial con demanda aplicable al caso de estudio, el cargo por energía pasó de USD 0,093/kWh a USD 0,118/kWh, mientras que el cargo por demanda se mantuvo en USD 4,790/kW-mes. Esto hace que, en el segundo semestre de 2025, el aumento de la facturación responda tanto al comportamiento del consumo como al nuevo valor del kWh consumido (ARCONEL, 2025b).

Ese efecto se aprecia con claridad al comparar algunas planillas. En febrero se registraron 9.730,80 kWh con un Valor Consumo de USD 904,96, equivalente a un costo unitario cercano a USD 0,093/kWh. En agosto, en cambio, se registraron 8.200,80 kWh con un Valor Consumo de USD 967,69, lo que representa un costo unitario cercano a USD 0,118/kWh. Aunque en agosto el consumo fue menor que en febrero, el valor del rubro energía resultó más alto, lo que confirma el efecto del cambio tarifario aprobado por ARCONEL (ARCONEL, 2025b).

En términos generales, el análisis histórico del consumo y la demanda eléctrica de Aromacacao S.A. muestra que la empresa mantiene un requerimiento energético importante durante todo el período evaluado, con una demanda facturable prácticamente constante y un consumo mensual variable, más alto en el segundo semestre del año.

A partir de estos resultados, el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red se justifica como una alternativa viable para reducir la energía tomada de la red convencional y disminuir el efecto del incremento tarifario sobre la facturación eléctrica. Sin embargo, no se consideró una planta orientada a cubrir el 100 % del consumo anual, principalmente por las limitaciones económicas del proyecto. De acuerdo con lo planteado con el cliente, se definió como criterio de diseño una cobertura aproximada del 65 % del consumo anual de energía eléctrica. Esta información sirve como base para el dimensionamiento técnico del sistema desarrollado en las secciones siguientes.

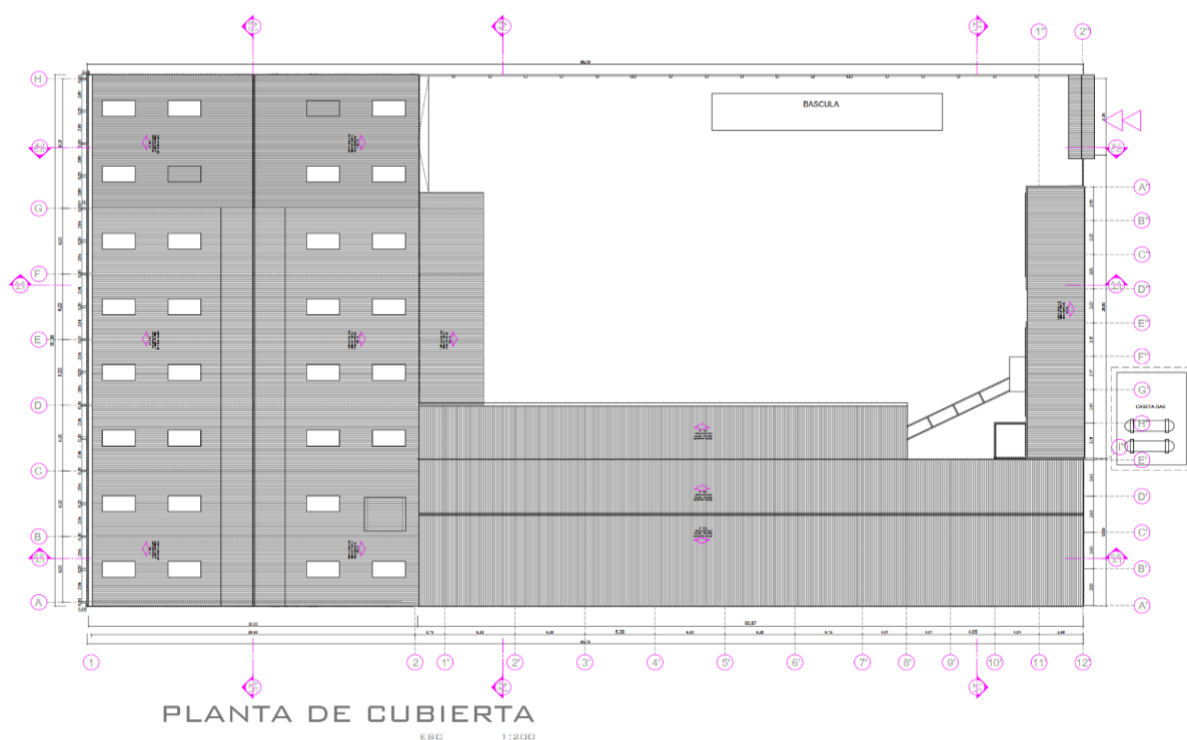
4.3 Evaluación del sitio y del área útil disponible en cubierta

La evaluación del sitio se realizó con el propósito de determinar la factibilidad física de instalar la planta fotovoltaica en la empresa Aromacacao S.A. Para ello, se revisó la planta de cubierta del galpón, identificando las áreas disponibles, las restricciones geométricas de montaje y los elementos constructivos que debían considerarse durante el dimensionamiento del sistema. El plano arquitectónico del almacén de cacao en grano muestra una cubierta con diferentes zonas y pendientes, así como las dimensiones generales de la edificación, entre ellas

50,36 m x 30,00 m, 60,67 m x 13,95 m, que sirven como base para la delimitación de las áreas de análisis.

A partir del plano se separó la cubierta en dos zonas. Se denominó Área 1 al sector principal ubicado hacia el lado izquierdo y Área 2 a la franja longitudinal inferior. Esta división permitió comparar sus dimensiones y limitaciones antes de escoger el espacio destinado a los módulos.

Figura #10.- Planta de cubierta del galpón evaluado para la instalación del sistema fotovoltaico en la empresa Aromacacao S.A.

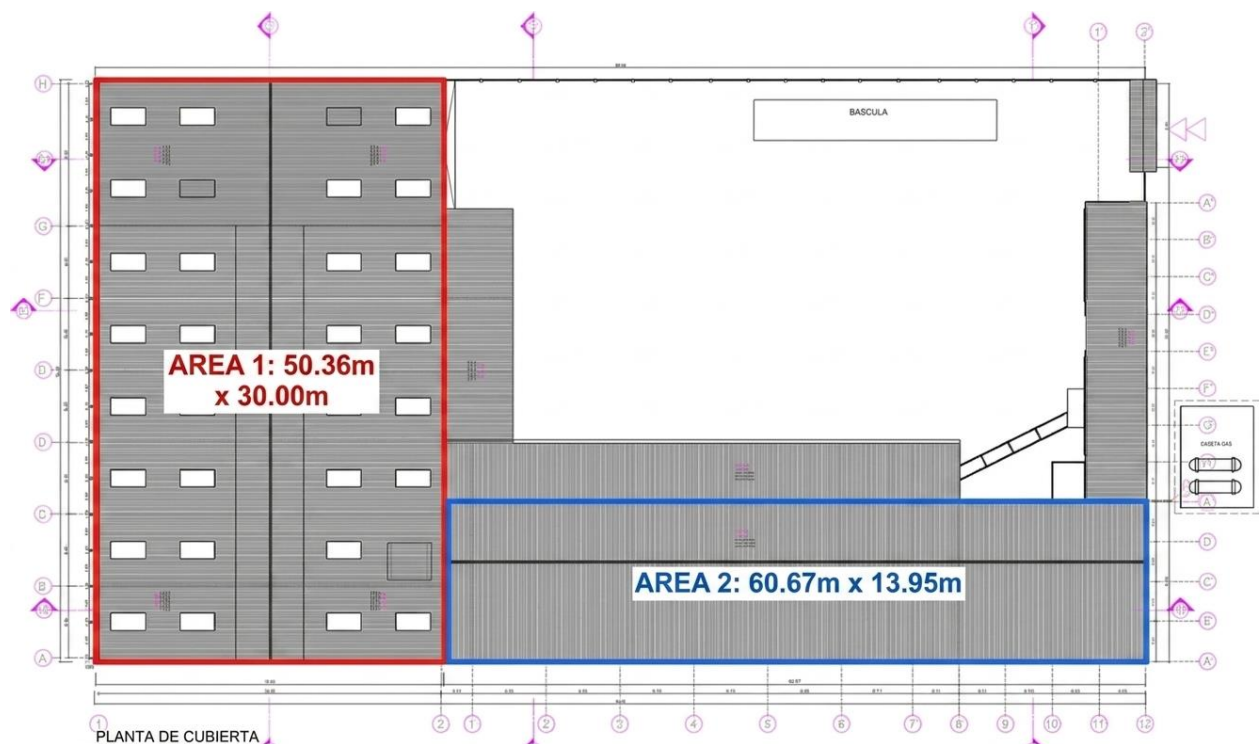


Fuente: Plano arquitectónico de cubierta de la planta de Aromacacao S.A.

El Área 1, seleccionada para el emplazamiento del sistema fotovoltaico, presenta dimensiones aproximadas de 50,36 m de largo por 30,00 m de ancho, lo que representa una superficie geométrica bruta de 1.510,80 m². Esta zona fue considerada apta para el desarrollo del proyecto debido a su disponibilidad de espacio y a su conveniencia técnica para el montaje del arreglo fotovoltaico.

Dentro del Área 1 se identificó la presencia de tragaluces de 3,00 m x 1,00 m, distribuidos regularmente sobre la cubierta. De acuerdo con la disposición observada en el plano suministrado, se contabilizaron 32 tragaluces, por lo que el área ocupada por estos elementos equivale a 96,00 m². En consecuencia, el área útil preliminar disponible para la colocación de módulos fotovoltaicos en esta zona se estimó en 1.414,80 m², valor obtenido al descontar el área de los tragaluces respecto del área geométrica total.

Figura #11.- Delimitación de áreas evaluadas en la cubierta del galpón



Fuente: Elaboración a partir de la planta arquitectónica de cubierta.

El Área 2, ubicada en la parte longitudinal inferior de la cubierta, presenta dimensiones de 60,67 m x 13,95 m, equivalentes a un área aproximada de 846,35 m². Sin embargo, esta zona no fue contemplada dentro del diseño del sistema fotovoltaico. La razón principal de su exclusión es que, en la parte interna de la planta ubicada bajo esa cubierta, se encuentran instaladas cuatro secadoras de cacao a gas de 12 toneladas, lo que convierte a esta área en una zona no conveniente para el montaje del arreglo fotovoltaico. Por tanto, se descartó su utilización dentro del diseño del sistema.

La selección del Área 1 y la exclusión del Área 2 obedecen, por tanto, a criterios relacionados con la distribución funcional de la planta, la existencia de equipos de proceso bajo

cubierta, la conveniencia de concentrar la instalación en una sola zona y la facilidad de integración con la infraestructura eléctrica existente. De esta manera, el proceso de dimensionamiento del sistema se desarrolló a partir del área útil neta identificada en el Área 1, al constituir la superficie realmente aprovechable para la colocación de los módulos.

Tabla #2.- Resumen de áreas evaluadas en la cubierta

Área	Dimensiones (m)	Área bruta (m ²)	Restricciones	Área útil (m ²)
Área 1	50,36 x 30,00	1.510,80	32 tragaluces de 3x1 m	1.414,80
Área 2	60,67 x 13,95	846,35	Presencia de 4 secadoras de cacao a gas de 12 t bajo cubierta	0,00

Fuente: Elaboración con base en la planta de cubierta y en el criterio de selección del área de montaje.

Elaborado por: El autor

4.4 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

4.4.1 Determinación de la potencia teórica requerida para cubrir el 100 % del consumo anual.

Como punto de partida del dimensionamiento, se consideró el consumo anual de energía eléctrica de la empresa Aromacacao S.A., obtenido a partir del análisis de las planillas eléctricas del período de estudio. El consumo anual registrado fue de 120.381,00 kWh/año, valor que constituye la referencia energética para estimar la potencia fotovoltaica necesaria.

Para estimar la potencia de la planta capaz de satisfacer el 100 % del consumo anual, se utilizó la relación entre la energía anual demandada, la irradiación disponible en el sitio y el factor global de desempeño del sistema. La energía producida por una planta fotovoltaica puede expresarse mediante la ecuación:

$$E_{FV} = P_{FV} \times H_{anual} \times PR$$

donde:

E_{FV} = energía anual generada por el sistema fotovoltaico (kWh/año)

P_{FV} = potencia pico del sistema (kWp)

H_{anual} = irradiación anual equivalente sobre el plano del generador (kWh/m² · año)

PR = factor global de desempeño del sistema

Para este estudio se adoptó la irradiación global sobre módulo reportada en la simulación del proyecto (Software PV*SOL premium 2026), ya que este valor ya incorpora la inclinación real de las cubiertas, su orientación y el efecto del sombreado en el sitio (Valentin Software, 2026).

Figura #12.- Resultados de simulación del proyecto en PV*SOL premium 2026

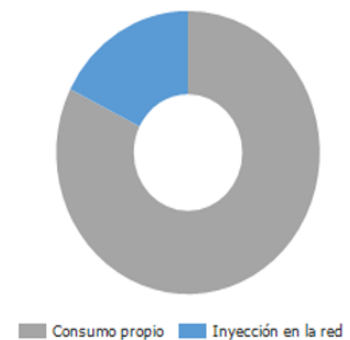
Resultados de simulación

Resultados Sistema completo

Instalación FV

Potencia generador FV	79,20 kWp
Rendimiento anual espec.	989,86 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	82,85 %
Reducción de rendimiento por sombreado	0,9 %
Energía de generador FV (Red CA)	78.420 kWh/año
Consumo propio	64.603 kWh/año
Inyección en la red	13.817 kWh/año
Proporción de consumo propio	82,4 %
Emisiones de CO ₂ evitadas	29.791 kg / año

Energía de generador FV (Red CA)



Fuente: Elaboración propia usando el software PV*SOL premium 2026

Figura #13.- Resultados de Balance energético de instalación en PV*SOL premium 2026

Balance energético de instalación fotovoltaica

Balance energético de instalación fotovoltaica

Radiación global horizontal	1.252,75 kWh/m²	
Desviación del espectro estandar	-12,53 kWh/m ²	-1,00 %
Reflexión del suelo (albedo)	7,48 kWh/m ²	0,60 %
Orientación y inclinación de la superficie de módulos	-44,20 kWh/m ²	-3,54 %
Sombreado independiente del módulo	-8,88 kWh/m ²	-0,74 %
Reflexión en la superficie del módulo	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Irradiancia en el lado posterior del módulo	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Irradiación global sobre módulo	1.194,62 kWh/m²	

Fuente: Elaboración propia usando el software PV*SOL premium 2026

El reporte indica una irradiación global horizontal de 1.252,75 kWh/m² por año, una irradiación global sobre módulo de 1.194,62 kWh/m² por año y un coeficiente de rendimiento de la instalación (PR) de 82,85 %. Además, la reducción de rendimiento atribuida al sombreado fue de apenas 0,9 %, lo que confirma que la irradiación adoptada representa de mejor manera las condiciones reales del generador propuesto.

Despejando la potencia del sistema, se tiene:

$$P_{FV} = \frac{E_{FV}}{H_{anual} \times PR}$$

Sustituyendo los valores del caso de estudio:

$$P_{FV} = \frac{120.381,00}{1.194,62 \times 0,8285}$$

$$P_{FV} = \frac{120.381,00}{989,74}$$

$$P_{FV} = 121,63 \text{ kWp}$$

Por lo tanto, la potencia teórica requerida para cubrir el 100 % del consumo anual de la empresa Aromacacao S.A. es de aproximadamente 121,63 kWp.

Para este estudio se decidió trabajar con los módulos fotovoltaicos Jinko Solar JKM720N-66HL5-BDV de 720 W, el número teórico de paneles requeridos sería (JinkoSolar, 2024b):

$$N_{\text{paneles}} = \frac{121,63 \text{ kWp}}{0,72 \text{ kWp/módulo}} = 168,93 \text{ módulos}$$

Por tanto, serían necesarios aproximadamente 169 módulos de 720 W para cubrir teóricamente el 100 % del consumo anual.

No obstante, esta solución no fue adoptada como diseño final, ya que responde a un escenario de cobertura total que no se ajusta a las condiciones económicas del proyecto ni a los criterios de inversión acordados con el cliente.

4.4.2 Determinación de la potencia objetivo para cubrir el 65 % del consumo anual.

Para el diseño no se consideró una planta orientada a cubrir la totalidad del consumo anual. El presupuesto asignado al proyecto establecía un límite de inversión y, además, era necesario mantener una relación adecuada entre la potencia de la planta y la infraestructura eléctrica existente. Con estas condiciones, se acordó trabajar con una meta equivalente al 65 % del consumo anual de energía de Aromacacao S.A.

La energía correspondiente a esta meta se calculó mediante:

$$\begin{aligned} E_{\text{objetivo}} &= 0,65 \times E_{FV} \\ E_{\text{objetivo}} &= 0,65 \times 120.381,00 \\ E_{\text{objetivo}} &= 78.247,65 \text{ kWh/año} \end{aligned}$$

A partir de este valor, y utilizando la irradiación global sobre los módulos y el factor de desempeño empleados en el cálculo anterior, se obtuvo la potencia requerida:

$$\begin{aligned} P_{FV(65\%)} &= \frac{78.247,65}{1.194,62 \times 0,8285} \\ P_{FV(65\%)} &= \frac{78.247,65}{989,74} \\ P_{FV(65\%)} &= 79,06 \text{ kWp} \end{aligned}$$

De acuerdo con el cálculo, una planta de aproximadamente 79,06 kWp permitiría alcanzar la meta energética planteada. Al utilizar módulos de 720 W, la cantidad necesaria sería:

$$N_{\text{paneles}} = \frac{79,06 \text{ kWp}}{0,720 \text{ kWp/módulo}} = 109,81 \text{ módulos}$$

Como no es posible instalar una fracción de módulo, se adoptó una cantidad de 110 módulos, con lo cual la potencia final del generador sería de 79,20 kWp.

La elección de esta alternativa no se basó únicamente en el presupuesto disponible. Un sistema orientado a generar el equivalente al 100 % del consumo anual habría requerido una planta de mayor capacidad, junto con un inversor y una infraestructura de conexión acordes con ese nivel de potencia. Esta alternativa también habría obligado a revisar con mayor detalle el comportamiento de las cargas, el flujo de energía hacia la red, las protecciones y las condiciones de interconexión establecidas por CNEL EP.

Frente a esta condición, la alternativa de 79,20 kWp ofrece una relación más equilibrada entre la energía que se desea cubrir, la capacidad de la instalación existente y el presupuesto asignado. La potencia calculada en esta etapa sirvió como punto de partida para definir la configuración final del sistema. En la siguiente sección se verifica su compatibilidad con el inversor, la red trifásica de 220 V, el transformador, la relación DC/AC y la disposición de los strings.

Para calcular estos indicadores se utilizó el consumo anual de 120.404 kWh registrado en el modelo de PV*SOL. Este valor presenta una diferencia de 23 kWh respecto de los 120.381 kWh obtenidos de las planillas eléctricas, debido al ajuste realizado al construir el perfil de consumo utilizado en la simulación.

La meta del 65 % se utilizó como referencia para definir la cantidad de energía que la planta debía generar durante el año. Con una producción estimada de 78.420 kWh y un consumo anual de 120.404 kWh, el sistema alcanzaría una generación equivalente al 65,13 % del consumo de la empresa:

$$\frac{78.420}{120.404} \times 100 = 65,13\%$$

Este porcentaje no debe confundirse con la cobertura real del consumo. De la energía producida, 64.603 kWh serían utilizados directamente por las cargas de Aromacacao S.A., mientras que 13.817 kWh se entregarían a la red en los momentos en que la generación supere la demanda interna. Por esta razón, la energía fotovoltaica cubriría directamente el 53,66 % del consumo anual:

$$\frac{64.603}{120.404} \times 100 = 53,66\%$$

La diferencia entre ambos valores se debe a que no toda la energía generada coincide con las horas de consumo de la empresa. El 65,13 % representa la relación entre la generación anual y el consumo total, mientras que el 53,66 % corresponde a la energía que realmente sería aprovechada dentro de la instalación.

4.4.3 Selección definitiva del número de módulos y del inversor.

Definida la potencia del generador fotovoltaico, el siguiente paso consistió en seleccionar un inversor capaz de operar adecuadamente con dicha capacidad instalada y, al mismo tiempo, compatible con la infraestructura eléctrica existente en la empresa. Aromacacao S.A. dispone de un transformador de 125 kVA, 13,8 kV/220 V, trifásico, por lo que la planta debía interconectarse a una red de 220 V trifásica. Esta condición restringió la selección del inversor a equipos que trabajaran con ese nivel de tensión y que no comprometieran la capacidad operativa del transformador.

La potencia aparente nominal del transformador es:

$$S_{trafo} = 125 \text{ kVA}$$

En un sistema trifásico, la relación entre potencia aparente, tensión y corriente se expresa como:

$$S = \sqrt{3} \times V_L \times I_L$$

donde:

S = potencia aparente (VA)

V_L = tensión de línea (V)

I_L = corriente de línea (A)

Despejando la corriente máxima en el lado de baja tensión:

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_L}$$

Sustituyendo:

$$I_L = \frac{125.000}{1,732 \times 220}$$

$$I_L = 328,04 \text{ A}$$

Por lo tanto, la corriente máxima teórica del transformador en el lado de 220 V trifásico es de aproximadamente 328,04 A.

Si se considera un factor de potencia unitario, la potencia activa máxima teórica asociada al transformador sería:

$$P_{max} = S_{trafo} \times \cos \varphi$$

$$P_{max} = 125 \times 1$$

$$P_{max} = 125 \text{ kW}$$

No obstante, este valor representa un límite teórico y no debe asumirse como potencia de diseño para la planta fotovoltaica, ya que el transformador también debe atender las cargas propias de

la instalación y conservar margen operativo. En consecuencia, el inversor seleccionado debía mantenerse claramente por debajo de ese valor.

Bajo estas condiciones, el inversor que cumple con las características requeridas es el Huawei SUN2000-80K-MGL0, cuya ficha técnica reporta (Huawei, s. f.-a):

- Potencia nominal AC: 80.000 W
- Potencia aparente máxima: 88.000 VA
- Tensión nominal de salida: 220 V
- Número de fases: 3
- Número de seguidores MPPT: 7
- Corriente máxima por MPPT: 48 A
- Rango de tensión MPPT: 160 V a 750 V
- Eficiencia máxima: 98 %

Estas características lo hacen compatible con la red trifásica de 220 V de la empresa. Para verificar que la potencia del inversor no excede la capacidad del transformador, se comparó la potencia aparente máxima del inversor con la potencia nominal del transformador:

$$\% \text{ ocupación} = \frac{S_{inv}}{S_{trafo}} \times 100$$

donde:

S_{inv} = potencia aparente máxima del inversor (kVA)

S_{trafo} = potencia aparente nominal del transformador (kVA)

Sustituyendo:

$$\% \text{ ocupación} = \frac{88}{125} \times 100$$

$$\% \text{ ocupación} = 70,4\%$$

La potencia aparente máxima del inversor representa el 70,4 % de la potencia nominal del transformador. Esta relación muestra que la capacidad del equipo fotovoltaico es inferior a la capacidad nominal del transformador; sin embargo, no permite establecer por sí sola el margen disponible de operación. La condición real dependerá del comportamiento simultáneo de las cargas, de la producción fotovoltaica y de los posibles flujos de potencia hacia la red. Antes de ejecutar la planta será necesario verificar estas condiciones mediante un estudio de flujo de carga y de interconexión aprobado por CNEL EP.

Una vez seleccionado el inversor, se verificó la relación entre la potencia DC del generador y la potencia AC del equipo de conversión:

$$\frac{P_{DC}}{P_{AC}} = \frac{79,20}{80,00} = 0,99$$

Este valor representa una relación DC/AC prácticamente unitaria, lo que permite un aprovechamiento eficiente de la capacidad nominal del inversor.

Los módulos seleccionados presentan las siguientes características eléctricas nominales en condiciones STC (JinkoSolar, 2024b):

- Potencia máxima (P_{max}): 720 W
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mp}): 40,89 V
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mp}): 17,61 A
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): 49,04 V
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): 18,67 A
- Eficiencia del módulo: 23,18 %

Por lo cual, la configuración de 110 módulos mantiene compatibilidad eléctrica con el inversor. La simulación adoptó una disposición de 10 strings de 11 módulos, distribuidos en

los MPPT del inversor. Con 11 módulos por string, se obtiene una tensión de operación aproximada de:

$$V_{mp/string} = 11 \times 40.89 = 449,79 \text{ V}$$

y una tensión de circuito abierto de:

$$V_{oc/string} = 11 \times 49,04 = 539,44 \text{ V}$$

Ambos valores se encuentran dentro del rango de operación MPPT del inversor, que va de 160 V a 750 V, y por debajo de su tensión máxima de entrada. De igual manera, la corriente por string es de 17,61 A, por lo que incluso con dos strings en paralelo por MPPT se tiene:

$$I = 2 \times 17,61 = 35,22 \text{ A}$$

Valor inferior a la corriente máxima de 48 A por MPPT permitida por el inversor.

Desde el punto de vista físico, la solución también resulta viable. Cada módulo ocupa aproximadamente:

$$A_{panel} = 2,384 \times 1,303 = 3,106 \text{ m}^2$$

Por tanto, el área ocupada por los 110 módulos es:

$$A_{total} = 110 \times 3,106 = 341,66 \text{ m}^2$$

Este valor coincide prácticamente con la superficie necesaria calculada para el generador fotovoltaico de 341,7 m² reportada en la simulación y es muy inferior al área útil disponible en la cubierta seleccionada, estimada en 1.414,80 m², por lo que la superficie de instalación no fue el factor limitante del diseño.

En consecuencia, la selección final de 110 módulos de 720 W y un inversor Huawei SUN2000-80K-MGL0 de 80 kW se justifica porque la cantidad de módulos requerida para cumplir la meta energética del 65 % conduce a una potencia instalada de 79,20 kWp, y el inversor seleccionado resulta compatible con esa potencia, con la red trifásica de 220 V, con la capacidad del transformador de 125 kVA y con la configuración eléctrica del arreglo fotovoltaico.

Aunque para cubrir el 100 % del consumo anual de la empresa se requería una potencia teórica de 121,63 kWp, las condiciones económicas del proyecto hicieron más conveniente trabajar con una solución de 79,20 kWp, integrada por 110 módulos de 720 W y un inversor Huawei de 80 kW. Esta alternativa resultó compatible con la red trifásica de 220 V, con la capacidad del transformador existente y con el área útil disponible en la cubierta. A esto se suma que, de acuerdo con la simulación, el sistema permite cubrir aproximadamente el 53,7 % del consumo anual de la planta.

Tabla #3.- Resumen del dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Parámetro	Valor
Consumo anual de la planta	120.381,00 kWh/año
Irradiación global horizontal	1.252,75 kWh/m ² ·año
Irradiación global sobre módulo	1.194,62 kWh/m ² ·año
Coefficiente de rendimiento del sistema (PR)	82,85 %
Potencia teórica para cubrir el 100 % del consumo	121,63 kWp
Número teórico de módulos para 100 %	169 módulos
Cobertura objetivo acordada con el cliente	65 %
Energía objetivo anual	78.247,65 kWh/año
Potencia teórica para cubrir el 65 % del consumo	79,06 kWp
Número teórico de módulos para 65 %	110 módulos
Modelo de módulo seleccionado	Jinko Solar JKM720N-66HL5-BDV
Potencia unitaria del módulo	720 W
Número final de módulos adoptado	110 módulos
Potencia final instalada	79,20 kWp
Modelo de inversor seleccionado	Huawei SUN2000-80K-MGL0
Potencia nominal del inversor	80 kW
Potencia aparente máxima del inversor	88 kVA
Capacidad del transformador existente	125 kVA
Porcentaje de ocupación del transformador por el inversor	70,4 %
Relación DC/AC	0,99
Número de strings	10
Módulos por string	11
Tensión de operación por string (V _{mp,string})	449,79 V
Tensión de circuito abierto por string (V _{oc,string})	539,44 V
Corriente por string (I _{mp,string})	17,61 A
Corriente máxima con 2 strings en paralelo por MPPT	35,22 A
Área aproximada ocupada por módulos	341,66 m ²
Área útil disponible en cubierta	1.414,80 m ²
Energía anual generada en simulación	78.420 kWh/año
Consumo propio estimado	64.603 kWh/año
Inyección anual a la red	13.817 kWh/año
Proporción de consumo propio	82,4 %
Fracción de cobertura solar simulada	53,7 %

Fuente: planillas eléctricas, fichas técnicas de los módulos e inversor seleccionado

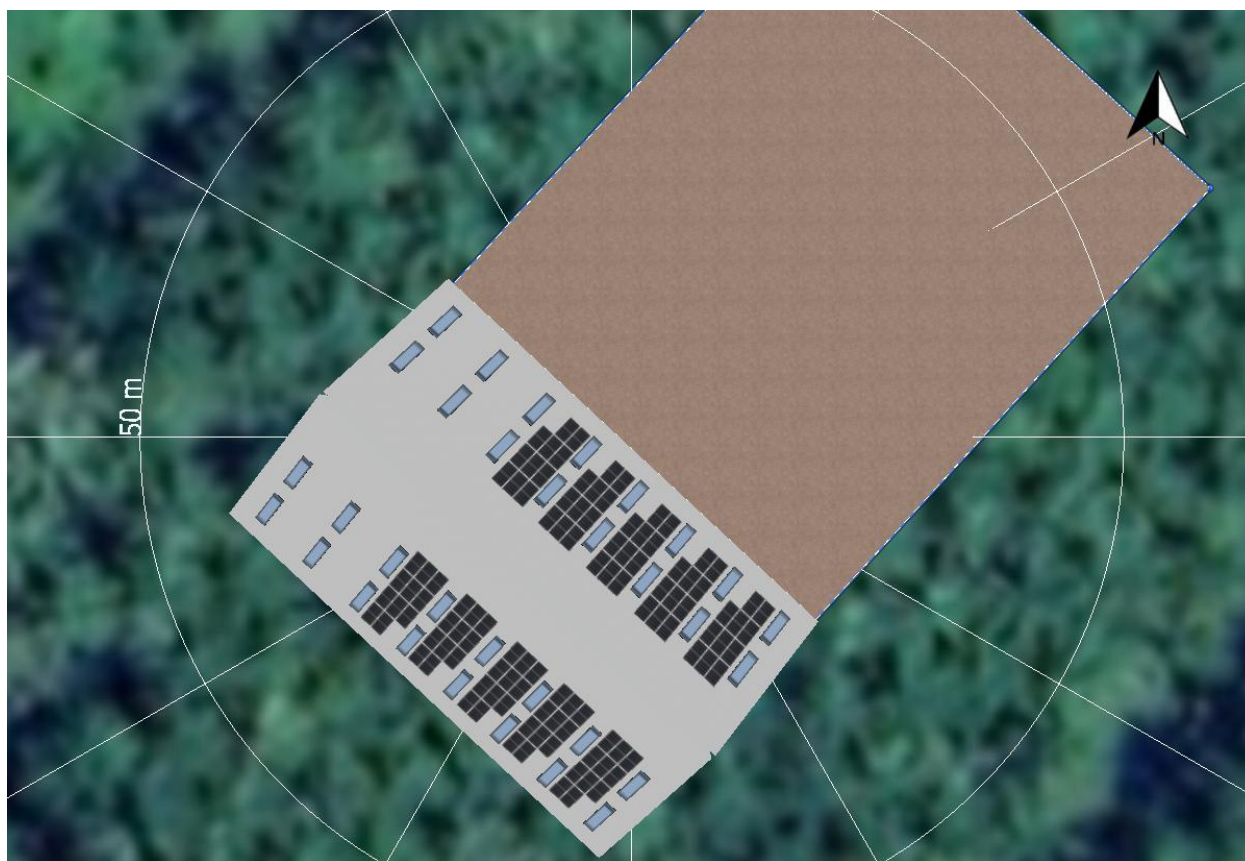
Elaborado por: El autor utilizando software PV*SOL premium 2026

4.5 Desarrollo del diseño eléctrico y disposición del sistema fotovoltaico

4.5.1 Disposición de los módulos sobre la cubierta.

Una vez definida la potencia de la planta, los 110 módulos Jinko Solar JKM720N-66HL5-BDV de 720 W se distribuyeron en los dos faldones seleccionados, con 55 unidades en cada uno. En PV*SOL premium 2026 se modeló una superficie orientada al suroeste, con azimut de 223° , y otra al noreste, con azimut de 43° . En ambos casos se mantuvo la inclinación de 20° de la cubierta y una instalación paralela a ella.

Figura #14.- Disposición general de los módulos fotovoltaicos sobre la cubierta del galpón

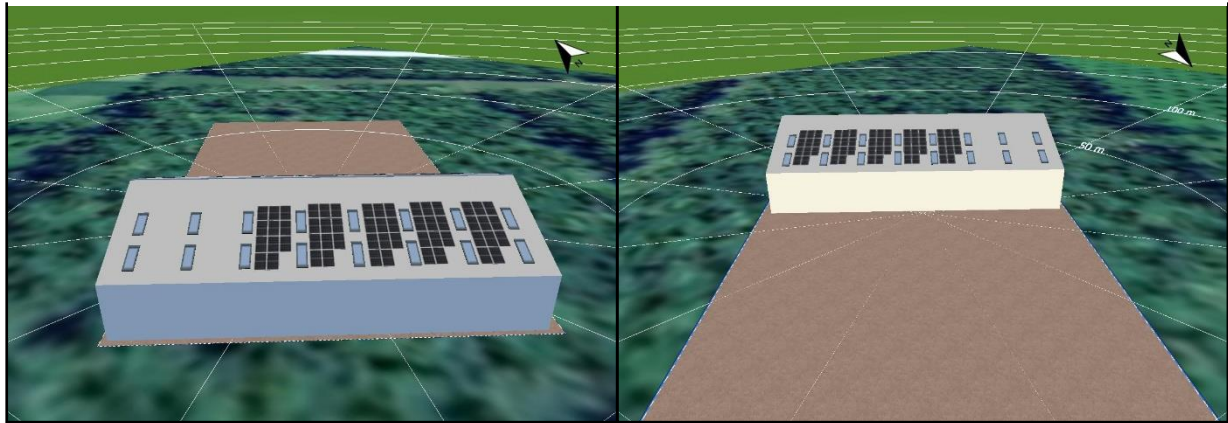


Fuente: Elaboración propia usando el software PV*SOL premium 2026

La primera superficie, identificada en la simulación como Edificio 01 – Superficie del tejado suroeste, contiene 55 módulos y ocupa una superficie aproximada de $170,8 \text{ m}^2$. La segunda, denominada Edificio 02 – Superficie del tejado noreste, contiene igualmente 55

módulos y ocupa también 170,8 m². En conjunto, el generador fotovoltaico abarca una superficie total de 341,7 m².

Figura #15.- Distribución de los módulos en la cubierta suroeste y noreste



Fuente: Elaboración propia usando el software PV*SOL premium 2026

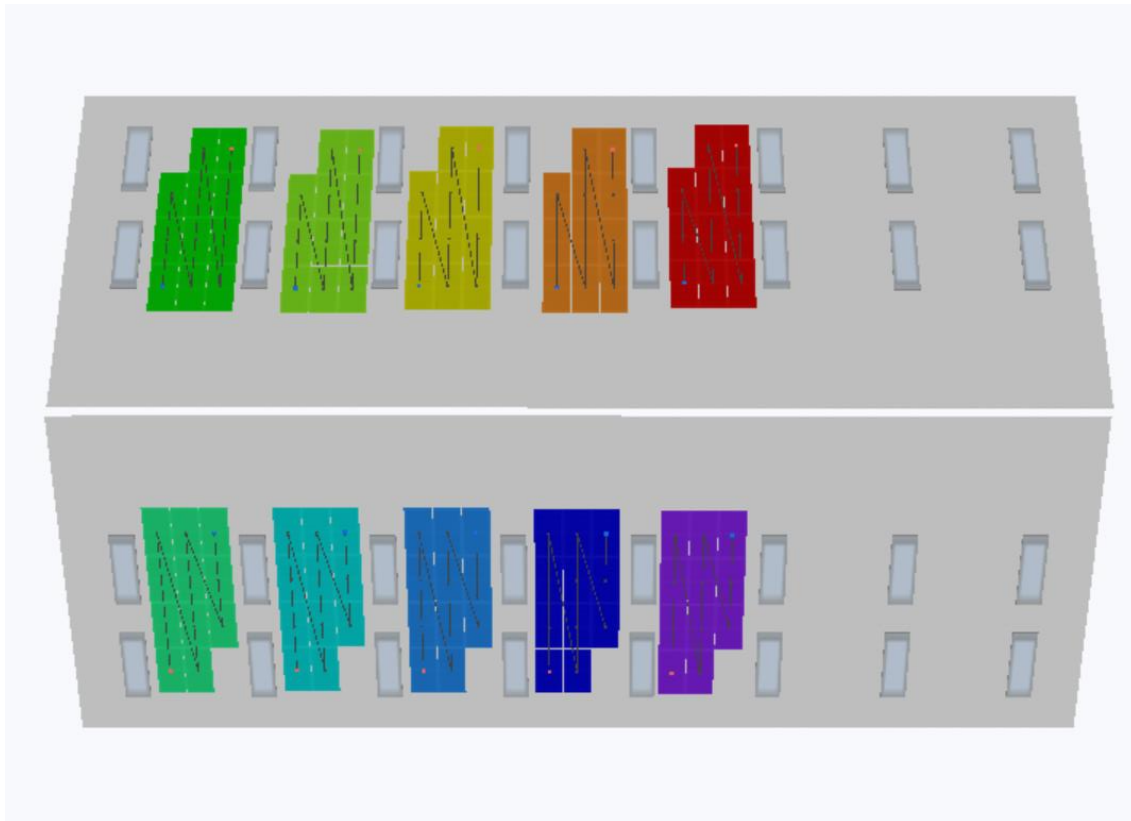
Esta ocupación es compatible con el área útil disponible en cubierta, estimada previamente en 1.414,80 m², por lo que la disposición de los módulos no se vio limitada por falta de espacio. En consecuencia, la selección del área y la configuración adoptada permitieron alojar el generador fotovoltaico con suficiente margen para respetar la geometría de la cubierta y la distribución de los tragaluces identificados en la evaluación del sitio.

Desde el punto de vista de la distribución general, la división del sistema en dos superficies respondió a la propia configuración arquitectónica del galpón. La presencia de dos faldones principales permitió organizar el campo fotovoltaico de forma simétrica, equilibrando la cantidad de módulos instalados en cada lado de la cubierta y facilitando la disposición eléctrica posterior de los strings.

4.5.2 Disposición de strings y asignación en los MPPT del inversor.

Con base en el dimensionamiento previamente definido, el generador fotovoltaico quedó constituido por 110 módulos, organizados en 10 strings de 11 módulos en serie. La disposición de estas cadenas se planteó para mantener una distribución equilibrada entre las dos superficies de cubierta y aprovechar de manera adecuada los seguidores MPPT del inversor seleccionado.

Figura #16.- Disposición de strings del generador fotovoltaico sobre las cubiertas suroeste y noreste



Fuente: Elaboración propia usando el software PV*SOL premium 2026

La simulación final del proyecto estableció la siguiente asignación de strings en el inversor Huawei SUN2000-80K-MGL0: MPPT1 = 2x11, MPPT2 = 2x11, MPPT3 = 1x11, MPPT4 = 2x11, MPPT5 = 2x11 y MPPT6 = 1x11, quedando el MPPT7 sin uso. Esta disposición permite repartir el generador fotovoltaico entre los distintos seguidores disponibles y facilita la gestión del sistema frente a las diferencias de irradiación asociadas a las dos orientaciones de cubierta consideradas en el diseño (Huawei, s. f.-a).

Los strings se organizaron de forma que ambas superficies del galpón aporten al sistema de manera balanceada, con 55 módulos en la cubierta suroeste y 55 módulos en la cubierta noreste. Esto permitió conservar una distribución simétrica del campo fotovoltaico y, al mismo tiempo, ordenar mejor el conexionado dentro del esquema general del proyecto.

A su vez, distribuir las cadenas en varios MPPT da mayor flexibilidad al sistema, porque el inversor puede trabajar por separado con grupos de módulos que no reciben la misma

irradiación. En una cubierta con orientaciones distintas, como la de este proyecto, eso resulta conveniente para la operación del sistema.

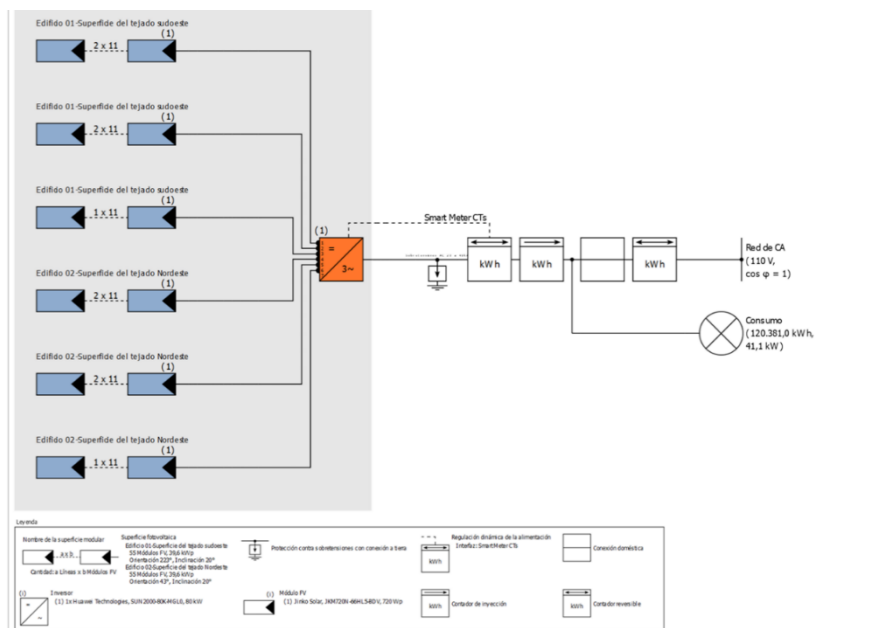
En consecuencia, la disposición adoptada para los strings y su asignación en los MPPT no responde a una nueva etapa de dimensionamiento, sino al desarrollo del diseño eléctrico del sistema fotovoltaico previamente definido, asegurando una organización coherente entre la disposición física de los módulos en cubierta y su integración con el inversor seleccionado.

4.5.3 Diseño del sistema de conversión e interconexión.

Una vez definida la disposición de los strings y su asignación en los seguidores MPPT, se estableció el esquema de conversión e interconexión del sistema fotovoltaico. La energía en corriente continua generada en las dos superficies de cubierta se conduce hacia un inversor central, encargado de convertirla en corriente alterna trifásica compatible con la red interna de la empresa.

El sistema se planteó para conectarse a la red de baja tensión existente en la planta, correspondiente a 220 V trifásica, nivel asociado al secundario del transformador de 125 kVA, 13,8 kV/220 V. Con esta configuración, la energía generada por el campo fotovoltaico puede abastecer directamente las cargas de la empresa y, cuando la producción supere el consumo instantáneo, los excedentes pueden inyectarse a la red.

Figura #17.- Esquema general de conversión e interconexión del sistema fotovoltaico con la red interna de la empresa



Fuente: Elaboración propia usando el software PV*SOL premium 2026

En términos de funcionamiento, el esquema de interconexión incluye la llegada de los strings al inversor central, la conversión de corriente continua a corriente alterna, el sistema de medición asociado y el punto de acople con la red interna de la empresa. Esta configuración permite concentrar la conversión de energía en un solo equipo, lo que facilita la supervisión del sistema y mantiene una integración eléctrica ordenada dentro del proyecto.

La conexión del sistema también debe responder de forma segura ante cambios en la tensión, la frecuencia o el estado de la red. Por esta razón, el inversor debe supervisar continuamente estas condiciones y desconectarse cuando se presenten valores fuera de los límites permitidos. Estos criterios se relacionan con los requisitos de interconexión establecidos en la IEEE 1547-2018 y con su guía de aplicación IEEE 1547.2-2023. La configuración final deberá ajustarse, además, a los estudios y condiciones que establezca CNEL EP antes de autorizar la conexión de la planta (IEEE, 2018, 2023).

La simulación final muestra que el esquema de conexión propuesto responde de forma adecuada a las condiciones del sistema. Los resultados estiman una generación anual de 78.420 kWh, un consumo propio de 64.603 kWh/año y una inyección anual a la red de 13.817 kWh/año. En conjunto, estos valores reflejan que existe coherencia entre la disposición del generador, el sistema de conversión elegido y la forma en que se planteó la interconexión del proyecto.

4.5.4 Criterios generales de protección eléctrica.

El diseño eléctrico del sistema fotovoltaico exigió definir criterios de protección tanto en corriente continua como en corriente alterna, con el propósito de asegurar una operación segura y una integración adecuada con la red interna de la empresa. Debido a que el arreglo fotovoltaico trabaja con niveles importantes de tensión y corriente, fue necesario incorporar elementos de protección, maniobra, medición y puesta a tierra como parte esencial del diseño.

Para definir las protecciones se tomaron como referencia la IEC 62548-1 y la IEC 60364-7-712. Estas normas orientan la selección de los dispositivos de corte, la protección de los conductores, la puesta a tierra y la conexión del sistema fotovoltaico con la instalación de baja tensión. Su uso sirve como respaldo técnico del diseño, sin reemplazar los requisitos nacionales ni las condiciones particulares que establezca la distribuidora (IEC, 2025a, 2025b).

En corriente continua se consideró un tablero para proteger y seccionar cada string antes de su llegada al inversor. De acuerdo con el diseño, el tablero incorpora 20 fusibles DC de 25

A y 10 interruptores DC de 25 A, además de la identificación de los circuitos. Con estos elementos es posible aislar una parte del generador durante el mantenimiento o ante una falla, sin intervenir directamente sobre todo el arreglo.

Para seleccionar los fusibles de cada string se tomó como referencia la corriente de cortocircuito del módulo, cuyo valor es de 18,67 A. Al aplicar un factor de seguridad de 1,25, la corriente de diseño resulta de 23,34 A:

$$I_{\text{fusible}} = 1,25 \times I_{\text{sc}}$$

$$I_{\text{fusible}} = 1,25 \times 18,67 = 23,34 \text{ A}$$

Con este resultado se seleccionaron fusibles fotovoltaicos de 25 A, valor comercial inmediatamente superior. La selección también deberá mantenerse dentro del límite máximo de protección en serie indicado por el fabricante del módulo. El tablero DC contará con 20 fusibles, correspondientes a los polos positivo y negativo de los 10 strings, además de 10 interruptores DC de 25 A para su seccionamiento.

Para la salida de corriente alterna se proyectó un tablero adicional a 220 V con barraje de cobre. El primer interruptor de 250 A se ubicará entre el inversor y el barraje; el segundo, también de 250 A, protegerá el tramo comprendido entre ese barraje y el tablero principal de Aromacacao S.A. La conexión utilizará conductores 4/0 AWG y un conductor de puesta a tierra 2 AWG. Esta disposición permite seccionar por separado la salida del inversor y el circuito de acople con la red interna.

Tabla #4.- Resumen de protecciones y equipos de medición del sistema fotovoltaico

Componente / sistema	Elemento	Cantidad / característica	Función dentro del diseño
Tablero DC	Fusibles DC	20 unidades de 25 A	Protección de strings en corriente continua
Tablero DC	Breakers DC	10 unidades de 25 A	Maniobra y seccionamiento de strings
Tablero DC	Rotulado de strings y circuitos	Según instalación	Identificación de circuitos y protecciones
Tablero AC	Breakers AC	2 unidades de 250 A	Protección y maniobra en corriente alterna
Tablero AC	Barras de cobre	Según diseño	Distribución de corriente en tablero AC
Interconexión AC	Conductores de inyección	4/0 AWG	Conducción de energía hacia la red interna
Puesta a tierra	Conductor de tierra	2 AWG	Conexión a tierra del sistema
Protección AC	Protección contra sobretensiones	Incluida en el diseño	Protección frente a sobretensiones transitorias
Medición	Smart Power Sensor DTSU666-H 250A/50 mA	1 unidad	Medición y control de energía
Monitoreo	Smart Dongle WLAN-FE (SDONGLEA-05)	1 unidad	Monitoreo y conectividad del sistema
Seguridad operativa	Seccionamiento en AC y DC	Según diseño	Parada segura y aislamiento para mantenimiento
Seguridad general	Señalización y rotulado	Según instalación	Identificación de tableros, circuitos y puntos de corte

Fuente: Resultados obtenidos del diseño**Elaborado por:** El autor

Además de los elementos de protección, el sistema incorpora equipos de medición y monitoreo asociados al esquema de interconexión. En la documentación del proyecto se considera el uso de un Huawei Smart Power Sensor DTSU666-H 250A/50 mA para medición y control de energía, así como un Smart Dongle WLAN-FE (SDONGLEA-05) para monitoreo y conectividad. Estos equipos complementan el diseño del sistema, ya que permiten supervisar la generación, la energía inyectada a la red y el comportamiento operativo del inversor (Huawei, s. f.-b, s. f.-c).

La relación de transformación de los CT deberá definirse durante la ingeniería de detalle, considerando el punto de medición y la corriente máxima esperada. Si el sensor se instala en la alimentación general de la empresa, será necesario seleccionar una relación compatible con la corriente del transformador.

De igual manera, el diseño contempla el seccionamiento seguro en corriente continua y alterna, la puesta a tierra, la equipotencialidad y la identificación de tableros, circuitos y puntos de corte. También se consideran condiciones de acceso que eviten la manipulación no autorizada de los equipos.

Antes de poner la planta en funcionamiento será necesario comprobar la polaridad y continuidad de los strings, el estado de las protecciones en corriente continua y alterna, la resistencia de puesta a tierra y la configuración del inversor. También deberán revisarse el sincronismo con la red y el funcionamiento de los equipos de medición y monitoreo. Estas verificaciones coinciden con los criterios de inspección y puesta en servicio establecidos en la IEC 62446-1 para sistemas fotovoltaicos conectados a red (IEC, 2018).

4.5.5 Integración general del diseño del sistema fotovoltaico.

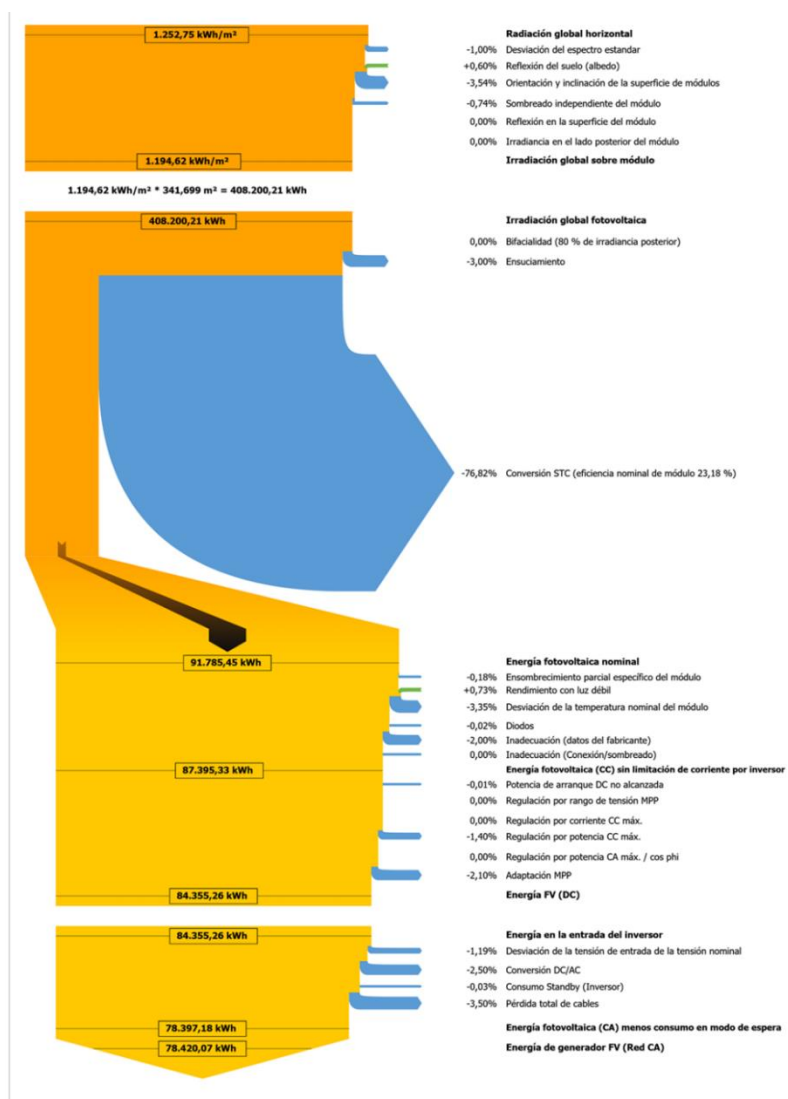
Las definiciones desarrolladas en las subsecciones anteriores permitieron estructurar el diseño del sistema fotovoltaico de manera coherente con las condiciones físicas y eléctricas de la empresa Aromacacao S.A. La disposición de los módulos sobre la cubierta, la organización de strings, la asignación de cadenas en los MPPT del inversor, el esquema de interconexión y los criterios generales de protección eléctrica conforman, en conjunto, una propuesta técnicamente consistente con el objetivo energético del proyecto y con la infraestructura existente en la planta.

De esta manera, el diseño planteado establece la base técnica para evaluar el desempeño energético esperado del sistema fotovoltaico, aspecto que se desarrolla en la siguiente sección.

4.6 Evaluación del desempeño energético del sistema fotovoltaico

La evaluación del desempeño energético del sistema fotovoltaico se desarrolló a partir de los resultados obtenidos en la simulación final del proyecto. Para ello se consideró una planta de 79,20 kWp, conformada por 110 módulos fotovoltaicos y un inversor Huawei SUN2000-80K-MGL0, tomando como referencia el consumo real anual de la empresa durante el año 2025. En esta etapa se buscó conocer cuánto puede aportar el sistema a la instalación, cuánto consumo de red puede desplazarse y cuál sería su nivel de autoconsumo e inyección de excedentes.

Figura #18.- Flujo de energía y balance general del sistema fotovoltaico

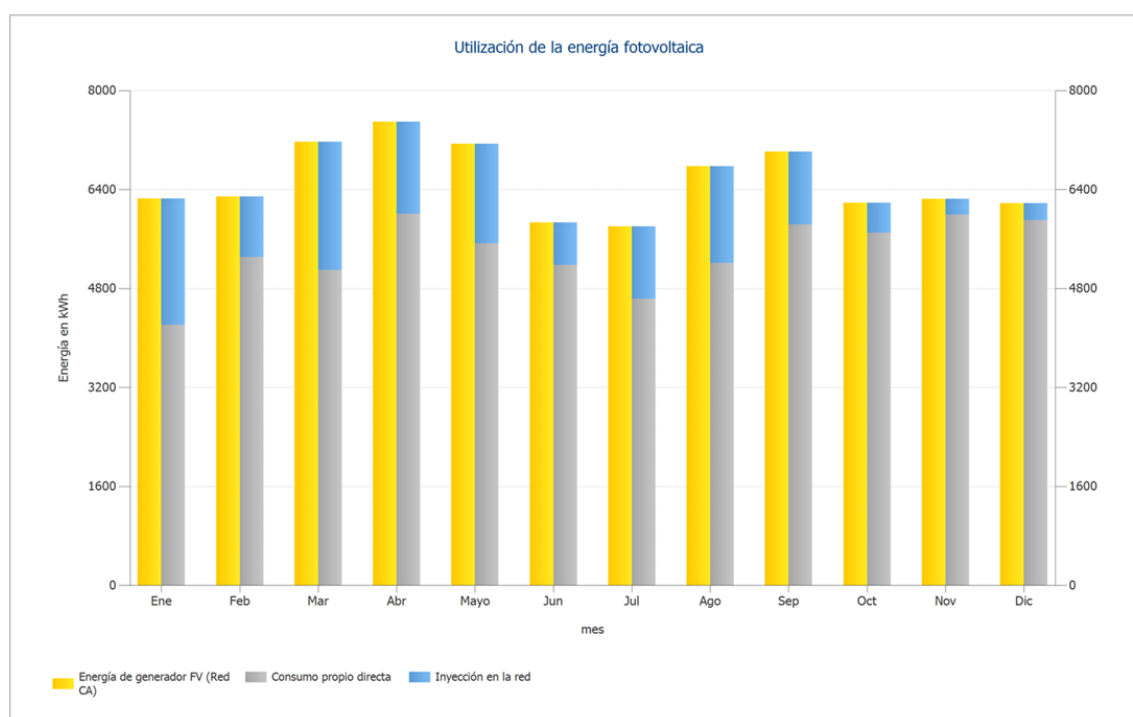


Fuente: Elaboración propia usando el software PV*SOL premium 2026

PV*SOL premium 2026 calculó una producción anual en corriente alterna de 78.420 kWh, un rendimiento específico de 989,86 kWh/kWp y un PR de 82,85 %. La pérdida asociada con las sombras fue de 0,9 %. En el modelo utilizado, su incidencia sobre la producción total es reducida.

La simulación indica que la empresa aprovecharía directamente 64.603 kWh de los 78.420 kWh producidos cada año. Los 13.817 kWh restantes se entregarían a la red cuando la generación supere el consumo instantáneo. Por consiguiente, el 82,4 % de la producción permanecería dentro de la instalación, proporción que muestra una buena coincidencia entre el horario de las cargas y la generación solar.

Figura #19.- Utilización de la energía fotovoltaica generada por el sistema

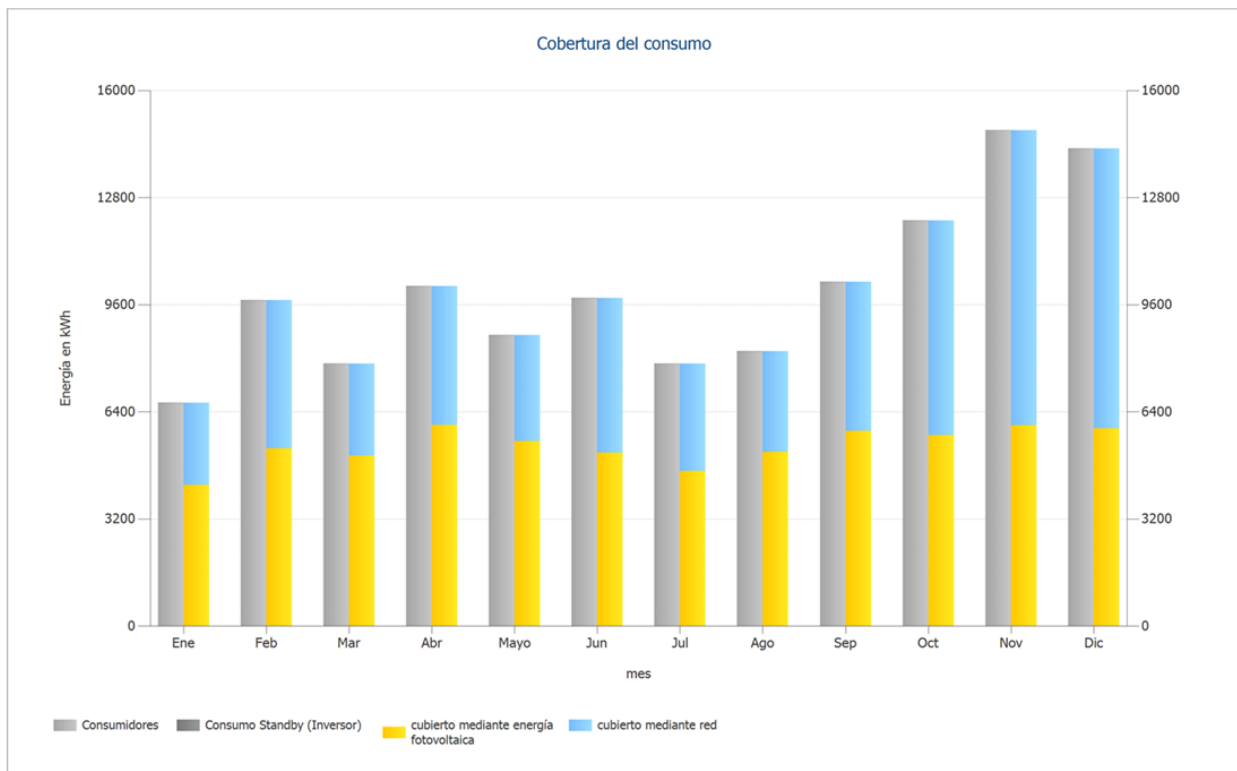


Fuente: Elaboración propia usando el software PV*SOL premium 2026

Si se analiza la cobertura energética, el consumo total considerado en la simulación fue de 120.404 kWh/año, de los cuales 64.603 kWh/año serían cubiertos con energía fotovoltaica

y 55.801 kWh/año seguirían siendo abastecidos por la red. Esto representa una fracción de cobertura solar o grado de autarquía de 53,7 %. En otras palabras, el diseño final del sistema permitiría cubrir algo más de la mitad del consumo anual de la planta bajo las condiciones simuladas.

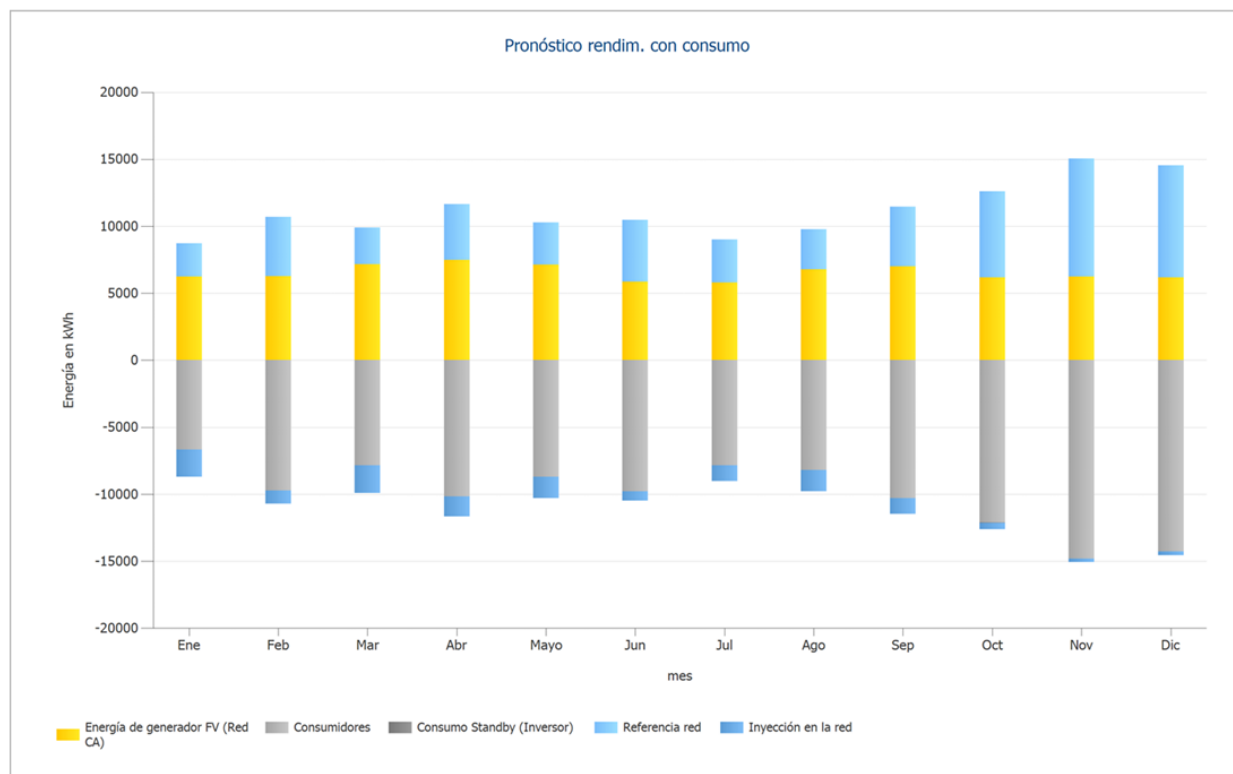
Figura #20.- Cobertura del consumo eléctrico mediante energía fotovoltaica y red



Fuente: Elaboración propia usando el software PV*SOL premium 2026

La generación fotovoltaica no se comporta de la misma manera en todos los meses del año. De acuerdo con el pronóstico de rendimiento, los valores mensuales oscilan entre 5.805,6 kWh en julio y 7.497,3 kWh en abril. Los meses con mayor generación son marzo, abril, mayo y septiembre, mientras que los valores más bajos se presentan principalmente en junio, julio, octubre, noviembre y diciembre. Esta variación responde al comportamiento estacional de la irradiación disponible sobre las superficies donde se ubicó el generador fotovoltaico.

Figura #21.- Pronóstico mensual de rendimiento del sistema fotovoltaico y relación con el consumo



Fuente: Elaboración propia usando el software PV*SOL premium 2026

En relación con el consumo propio mensual, la simulación muestra los valores más altos en abril, con 6.004,5 kWh, en noviembre, con 5.996,1 kWh, y en diciembre, con 5.902,7 kWh. Esto sugiere que, aunque la generación no alcanza su máximo en todos esos meses, la energía fotovoltaica sigue siendo bien aprovechada debido a la coincidencia entre la producción solar y la demanda interna de la empresa. Algo similar ocurre con la inyección de excedentes: sus valores más altos aparecen en enero (2.042,7 kWh) y marzo (2.072,1 kWh), mientras que disminuyen notablemente en noviembre (253,6 kWh) y diciembre (277,3 kWh), meses en los que el consumo interno absorbe casi toda la energía producida.

El análisis mensual también muestra que la red sigue siendo necesaria durante todo el año, aunque en menor proporción que si no existiera el sistema fotovoltaico. Por ejemplo, en enero el sistema cubriría 4.211,7 kWh de un consumo mensual de 6.671 kWh, mientras que en noviembre cubriría 5.996,1 kWh de un consumo de 14.810,4 kWh. Esto demuestra que el

aporte fotovoltaico es importante, pero no elimina totalmente la dependencia de la red, sobre todo en los meses de mayor consumo.

En cuanto al balance energético general del sistema, la simulación reporta una energía fotovoltaica nominal de 91.785,45 kWh, una energía FV en corriente continua de 84.355,26 kWh y una energía final del generador fotovoltaico en red CA de 78.420,07 kWh/año. Las pérdidas más relevantes identificadas en el modelo corresponden a ensuciamiento (-3,00 %), desviación de la temperatura nominal del módulo (-3,35 %), adaptación MPP (-2,10 %), conversión DC/AC (-2,50 %) y pérdidas totales en cables (-3,50 %). Estos resultados ayudan a entender que la diferencia entre la energía solar disponible y la energía finalmente aprovechable responde al comportamiento normal de los componentes del sistema y a sus condiciones reales de operación.

En la parte ambiental, la simulación estima que la planta fotovoltaica podría evitar aproximadamente 29.791 kg de CO₂ por año, lo que representa un beneficio adicional del proyecto más allá de la reducción del consumo de red y del ahorro en la factura eléctrica.

En términos generales, los resultados muestran que la planta fotovoltaica diseñada para Aromacacao S.A. tendría un comportamiento energético favorable. El sistema presenta un nivel alto de autoconsumo, una cobertura solar superior al 50 % del consumo anual y una inyección de excedentes moderada. Todo esto indica que la solución propuesta guarda coherencia con el perfil energético de la empresa y representa una alternativa viable para reducir la energía tomada de la red convencional.

4.7 Evaluación económica del sistema fotovoltaico

La evaluación económica del sistema fotovoltaico permite analizar si la propuesta planteada es conveniente para Aromacacao S.A., tomando en cuenta el ahorro que podría obtenerse al reducir el consumo de energía de la red y la inversión necesaria para poner en marcha el proyecto. Para este análisis se utilizaron como base los resultados energéticos obtenidos en la simulación del sistema y las condiciones tarifarias aplicables al suministro eléctrico de la empresa.

Debido a que el mayor beneficio del sistema proviene del autoconsumo, la estimación económica se enfocó principalmente en la energía generada que sustituye parte del consumo de red. Por eso, la energía autoconsumida es la variable que tiene mayor efecto sobre el ahorro anual del proyecto. En cambio, la energía excedente inyectada a la red no fue considerada en

esta etapa como un ingreso económico directo, con el propósito de mantener un criterio conservador de evaluación.

A esto se suma que durante 2025 la empresa estuvo bajo la tarifa de media tensión industrial con demanda, en la cual el cargo por energía se actualizó de USD 0,093/kWh a USD 0,118/kWh, mientras que el cargo por demanda se mantuvo en USD 4,790/kW-mes. Esto hace que la reducción del consumo desde la red no solo sea favorable por el ahorro energético que representa, sino también porque ayuda a disminuir el efecto del incremento tarifario sobre la factura eléctrica.

4.7.1 Estimación del ahorro económico anual.

Para estimar el ahorro económico anual del sistema, se considera que la energía fotovoltaica autoconsumida sustituye energía que, de otro modo, sería adquirida desde la red. En consecuencia, el ahorro anual por autoconsumo puede expresarse mediante:

$$A_{anual} = E_{autoc} \times T_e$$

donde:

A_{anual} = ahorro económico anual por autoconsumo (USD/año)

E_{autoc} = energía fotovoltaica autoconsumida (kWh/año)

T_e = tarifa de energía aplicable (USD/kWh)

Sustituyendo los valores del caso de estudio:

$$A_{anual} = 64.603 \times 0,118$$

$$A_{anual} = 7.623,15 \text{ USD/año}$$

Por lo tanto, el ahorro económico anual estimado por efecto del autoconsumo fotovoltaico es de aproximadamente USD 7.623,15 por año.

Con el fin de resumir los parámetros principales empleados en la evaluación económica del sistema fotovoltaico, en la Tabla 5 se presentan los valores base utilizados para la estimación del ahorro anual por autoconsumo.

Tabla #5.- Parámetros base para la evaluación económica del sistema fotovoltaico

Parámetro	Valor
Energía anual generada	78.420 kWh/año
Energía autoconsumida	64.603 kWh/año
Energía inyectada a la red	13.817 kWh/año
Tarifa de energía aplicada	USD 0,118/kWh
Ahorro anual estimado por autoconsumo	USD 7.623,15/año

Fuente: Resultados obtenidos de los cálculos realizados

Elaborado por: El autor

4.7.2 Estimación referencial de la inversión inicial y período simple de recuperación.

Como complemento de la evaluación económica del sistema fotovoltaico, se estimó un valor referencial de inversión inicial a partir de precios PVP publicados en el mercado ecuatoriano para los principales componentes del sistema, junto con rangos comerciales de costo por potencia instalada en proyectos fotovoltaicos conectados a red. En el mercado nacional, distintas referencias ubican el costo de proyectos solares llave en mano entre USD 750 y USD 1.200 por kW instalado (Rising Sun Ecuador, s. f.).

Si se considera que la planta diseñada tiene una capacidad de 79,20 kWp, ese rango representa una inversión aproximada entre USD 59.400 y USD 95.040. Para esta evaluación se adoptó como valor base una inversión referencial de USD 75.000, por considerarse representativa para una planta industrial sobre cubierta de esta capacidad y acorde con los precios observados en el mercado para equipos y materiales principales. Entre las referencias consultadas se encuentran, por ejemplo, el inversor Huawei SUN2000-80K-MGL0 con un precio publicado de USD 6.629, rieles de aluminio de 4,7 m desde USD 39 y tornillería inoxidable desde USD 0,50 (Rising Sun Ecuador, s. f.).

Bajo este criterio, el período simple de recuperación de la inversión puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$PRI = \frac{I_0}{A_{anual}}$$

donde:

PRI = período simple de recuperación de la inversión (*años*)

I_0 = inversión inicial del proyecto (*USD*)

A_{anual} = ahorro económico anual (*USD/año*)

Sustituyendo el valor referencial adoptado para la inversión inicial y el ahorro anual previamente calculado:

$$PRI = \frac{75.000}{7.623,15}$$
$$PRI = 9,84 \text{ años}$$

El cálculo dio como resultado un período simple de recuperación de 9,84 años. Esto significa que, si se mantiene la tarifa, el nivel de autoconsumo y los demás supuestos utilizados, el ahorro acumulado igualaría la inversión en un plazo cercano a diez años.

Este plazo debe interpretarse como una referencia académica y no como el resultado de una oferta comercial. La inversión se estimó mediante precios PVP y rangos encontrados en el mercado; por ello, antes de ejecutar el proyecto será necesario solicitar cotizaciones actualizadas.

Tabla #6.- Estimación referencial de inversión y período simple de recuperación

Parámetro	Valor
Potencia instalada	79,20 kWp
Rango referencial de mercado	USD 59.400 – 95.040
Valor referencial adoptado	USD 75.000
Ahorro anual estimado	USD 7.623,15/año
Período simple de recuperación	9,84 años

Fuente: Resultados obtenidos de los cálculos realizados

Elaborado por: El autor

4.7.3 Criterios utilizados en la evaluación financiera

El período simple de recuperación permite conocer en cuántos años el ahorro acumulado igualaría la inversión inicial. Sin embargo, este indicador no considera que el valor del dinero cambia con el tiempo ni incorpora algunos gastos propios de la operación del sistema. Por esta razón, la evaluación se complementó con el cálculo del Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno.

Para preparar el flujo de caja se estableció un tiempo de evaluación de 25 años, período que permite analizar el comportamiento económico del proyecto durante una parte representativa de la vida útil de los módulos fotovoltaicos. Este mismo horizonte se utiliza en propuestas comerciales de sistemas fotovoltaicos desarrolladas para instalaciones de pequeña y gran capacidad en Ecuador.

La inversión inicial se mantuvo en USD 75.000, valor referencial adoptado previamente para la planta de 79,20 kWp. Como ingreso del proyecto se consideró el ahorro generado por la energía fotovoltaica consumida directamente por Aromacacao S.A. Durante el primer año, este ahorro corresponde a USD 7.623,15, calculado a partir de los 64.603 kWh/año de autoconsumo y la tarifa de USD 0,118/kWh.

Para actualizar los flujos futuros se utilizó una tasa de descuento del 6 %. Este valor se tomó como referencia de una propuesta comercial para una planta fotovoltaica industrial de

392,40 kWp, en la cual se emplea el mismo porcentaje como costo de oportunidad para calcular el VAN del proyecto. La tasa no representa el costo de un crédito, sino el rendimiento mínimo utilizado para valorar los beneficios económicos futuros.

También se consideró un crecimiento anual del 1,50 % en la tarifa eléctrica. Este porcentaje aparece en los análisis financieros revisados tanto para instalaciones residenciales como industriales. Debido a que no es posible conocer con certeza la evolución futura de la tarifa, este valor se utilizó como criterio para construir el flujo de caja del proyecto.

La producción fotovoltaica se redujo de forma gradual para representar la degradación de los módulos. Se consideró una pérdida del 1 % durante el primer año y del 0,40 % anual a partir del segundo año, de acuerdo con las condiciones de desempeño del módulo Jinko Solar seleccionado. Esta disminución afecta directamente la energía autoconsumida y, por tanto, el ahorro estimado para cada año.

Los costos anuales de operación, limpieza y mantenimiento se estimaron en USD 300. Este valor incluye de manera referencial la limpieza de los módulos, la inspección de conexiones, estructuras, protecciones, tableros, puesta a tierra, inversor y sistema de monitoreo. La estimación se estableció tomando como referencia los costos presentados en una propuesta comercial para una planta de mayor capacidad, pero se ajustó al tamaño de la instalación de Aromacacao S.A. y a la necesidad de movilizar personal técnico hasta el sitio.

Además, se incorporó un gasto extraordinario de USD 700 en el año 15, destinado a cubrir una posible reparación mayor o sustitución de componentes electrónicos del inversor. Este valor no representa el reemplazo completo del equipo, sino una reserva referencial para atender una intervención que podría presentarse durante el período evaluado.

La energía excedente inyectada a la red no se consideró como un ingreso económico independiente. Aunque el sistema entregaría aproximadamente 13.817 kWh/año, su beneficio dependerá de las condiciones regulatorias y del mecanismo de compensación aplicable al proyecto. Al excluir este posible ingreso, la evaluación mantiene un criterio prudente y concentra el análisis en el ahorro generado por el autoconsumo.

Tampoco se incluyó un valor residual para los equipos al terminar los 25 años. Debido a la dificultad de estimar con precisión su valor futuro, se adoptó un valor igual a cero. Este criterio evita incorporar beneficios que no pueden comprobarse con la información disponible.

Tabla #7.- Criterios utilizados en la evaluación financiera del sistema fotovoltaico

Parámetro	Valor adoptado
Potencia instalada	79,20 kWp
Inversión inicial	USD 75.000
Ahorro estimado del primer año	USD 7.623,15
Período de evaluación	25 años
Tasa de descuento	6,00 %
Incremento anual de la tarifa eléctrica	1,50 %
Degradación durante el primer año	1,00 %
Degradación anual posterior	0,40 %
Operación, limpieza y mantenimiento	USD 300/año
Reparación de componentes del inversor	USD 700 en el año 15
Ingreso directo por excedentes	No considerado
Valor residual al finalizar el período	USD 0
Financiamiento	No considerado

Fuente: Resultados del diseño, documentación técnica del módulo y propuestas comerciales revisadas.

Elaborado por: El autor.

Con estos valores se puede elaborar el flujo de caja anual y calcular el VAN y la TIR del proyecto. Como la inversión y algunos costos todavía se basan en referencias de mercado, los resultados deben entenderse como una aproximación para evaluar la conveniencia económica de la planta. Antes de su ejecución será necesario actualizar las cotizaciones y repetir los cálculos con los valores reales.

4.7.4 Cálculo del Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno

El flujo de caja del proyecto se elaboró a partir del ahorro generado por la energía fotovoltaica que Aromacacao S.A. dejaría de comprar a la red. Para el primer año se tomó el ahorro ya calculado de USD 7.623,15. En los años siguientes, este valor se ajustó considerando un incremento anual de la tarifa del 1,50 % y una disminución de la producción de los módulos del 0,40 % anual.

El ahorro de USD 7.623,15 corresponde al primer año de operación estimado por PV*SOL. Por ello, no se aplicó una reducción adicional sobre este valor. A partir del segundo año se incorporó una degradación anual del 0,40 %, de acuerdo con la garantía de desempeño del módulo seleccionado.

El ahorro bruto para cada período se calculó mediante:

$$A_t = A_1[(1 + g)(1 - d)]^{t-1}$$

Donde:

- A_t : ahorro bruto correspondiente al año t ;
- A_1 : ahorro estimado durante el primer año;
- g : incremento anual de la tarifa eléctrica;
- d : degradación anual de la producción;
- t : año evaluado.

Sustituyendo los valores definidos:

$$A_t = 7.623,15[(1 + 0,015)(1 - 0,004)]^{t-1}$$

El factor anual combinado es:

$$(1 + 0,015)(1 - 0,004) = 1,01094$$

Esto significa que el ahorro bruto aumenta aproximadamente un 1,094 % anual, debido a que el crecimiento supuesto de la tarifa es mayor que la disminución anual de la producción.

Para el primer año:

$$A_1 = 7.623,15 \text{ USD}$$

Para el segundo año:

$$A_2 = 7.623,15 \times 1,01094$$

$$A_2 = 7.706,55 \text{ USD}$$

Para el tercer año:

$$A_3 = 7.623,15 \times 1,01094^2$$

$$A_3 = 7.790,86 \text{ USD}$$

A cada ahorro anual se le descontó el costo de operación, limpieza y mantenimiento, estimado en USD 300 por año. Además, en el año 15 se incluyó un gasto adicional de USD 700 por una posible reparación de componentes electrónicos del inversor.

El flujo neto anual se calculó mediante:

$$FC_t = A_t - C_{\text{OyM}} - C_{\text{extra},t}$$

Donde:

- FC_t : flujo neto del año t ;
- C_{OyM} : costo anual de operación y mantenimiento;
- $C_{\text{extra},t}$: gasto adicional previsto para el año correspondiente.

Para el primer año:

$$FC_1 = 7.623,15 - 300$$

$$FC_1 = 7.323,15 \text{ USD}$$

Para el segundo año:

$$FC_2 = 7.706,55 - 300$$

$$FC_2 = 7.406,55 \text{ USD}$$

Para el año 15, donde se considera la reparación del inversor:

$$A_{15} = 7.623,15 \times 1,01094^{14}$$

$$A_{15} = 8.877,48 \text{ USD}$$

$$FC_{15} = 8.877,48 - 300 - 700$$

$$FC_{15} = 7.877,48 \text{ USD}$$

Valor Actual Neto

El Valor Actual Neto permite expresar todos los flujos futuros en términos del valor que tienen al inicio del proyecto. Para ello, cada flujo anual se descontó utilizando una tasa del 6 %.

La expresión utilizada fue:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

Donde:

- I_0 : inversión inicial;
- FC_t : flujo neto del año t ;
- r : tasa de descuento;
- t : período evaluado.

Sustituyendo la inversión inicial y la tasa de descuento:

$$VAN = -75.000 + \sum_{t=1}^{25} \frac{FC_t}{(1+0,06)^t}$$

Por ejemplo, el flujo actualizado del primer año es:

$$FC_{1,\text{actual}} = \frac{7.323,15}{1,06}$$

$$FC_{1,\text{actual}} = 6.908,63 \text{ USD}$$

Para el segundo año:

$$FC_{2,\text{actual}} = \frac{7.406,55}{1,06^2}$$

$$FC_{2,\text{actual}} = 6.591,80 \text{ USD}$$

Al actualizar y sumar los 25 flujos se obtuvo:

$$\sum_{t=1}^{25} \frac{FC_t}{(1 + 0,06)^t} = 103.735,12 \text{ USD}$$

Por tanto:

$$VAN = -75.000 + 103.735,12$$

$$\boxed{VAN = 28.735,12 \text{ USD}}$$

El resultado es positivo, lo que indica que el valor presente de los ahorros supera la inversión inicial en USD 28.735,12 bajo los supuestos utilizados.

Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Retorno corresponde a la tasa que hace que el VAN sea igual a cero. Su expresión es:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t}$$

Para el proyecto:

$$0 = -75.000 + \sum_{t=1}^{25} \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t}$$

La tasa que satisface esta igualdad es:

$$\boxed{TIR = 9,56\%}$$

La TIR supera la tasa de descuento del 6 %, por lo que el rendimiento estimado del proyecto se encuentra por encima del costo de oportunidad empleado en el análisis.

Período de recuperación simple ajustado

Para calcular el período de recuperación se acumularon los flujos netos anuales sin descontarlos. Al finalizar el año 9, el saldo acumulado todavía era negativo:

$$Flujo\ acumulado_9 = -6.011,44\ USD$$

El flujo neto del año 10 fue:

$$FC_{10} = 8.107,42\ USD$$

La fracción del año necesaria para recuperar el saldo pendiente se calculó como:

$$f = \frac{6.011,44}{8.107,42}$$

$$f = 0,74$$

Por tanto:

$$PRI = 9 + 0,74$$

$$\boxed{PRI = 9,74\ años}$$

Período de recuperación descontado

Para este indicador se utilizaron los flujos actualizados al 6 %. Al finalizar el año 14, todavía quedaba un saldo negativo de:

$$\text{Flujo descontado acumulado}_{14} = -2.439,31 \text{ USD}$$

El flujo actualizado del año 15 fue:

$$FC_{15,\text{actual}} = 3.287,00 \text{ USD}$$

La fracción del año se obtuvo mediante:

$$f = \frac{2.439,31}{3.287,00}$$
$$f = 0,74$$

Entonces:

$$PRD = 14 + 0,74$$

$$PRD = 14,74 \text{ años}$$

Tabla #8.- Flujo de caja del proyecto fotovoltaico

Año	Ahorro bruto (USD)	O&M (USD)	Gasto adicional (USD)	Flujo neto (USD)	Flujo actualizado (USD)
1	7.623,15	300,00	0,00	7.323,15	6.908,63
2	7.706,55	300,00	0,00	7.406,55	6.591,80
3	7.790,86	300,00	0,00	7.490,86	6.289,47
4	7.876,09	300,00	0,00	7.576,09	6.000,97
5	7.962,25	300,00	0,00	7.662,25	5.725,68
6	8.049,36	300,00	0,00	7.749,36	5.462,99

Año	Ahorro bruto (USD)	O&M (USD)	Gasto adicional (USD)	Flujo neto (USD)	Flujo actualizado (USD)
7	8.137,42	300,00	0,00	7.837,42	5.212,33
8	8.226,44	300,00	0,00	7.926,44	4.973,15
9	8.316,44	300,00	0,00	8.016,44	4.744,92
10	8.407,42	300,00	0,00	8.107,42	4.527,14
11	8.499,40	300,00	0,00	8.199,40	4.319,34
12	8.592,38	300,00	0,00	8.292,38	4.121,06
13	8.686,38	300,00	0,00	8.386,38	3.931,86
14	8.781,41	300,00	0,00	8.481,41	3.751,34
15	8.877,48	300,00	700,00	7.877,48	3.287,00
16	8.974,60	300,00	0,00	8.674,60	3.414,72
17	9.072,78	300,00	0,00	8.772,78	3.257,90
18	9.172,04	300,00	0,00	8.872,04	3.108,26
19	9.272,38	300,00	0,00	8.972,38	2.965,49
20	9.373,82	300,00	0,00	9.073,82	2.829,26
21	9.476,37	300,00	0,00	9.176,37	2.699,28
22	9.580,04	300,00	0,00	9.280,04	2.575,26
23	9.684,85	300,00	0,00	9.384,85	2.456,93
24	9.790,80	300,00	0,00	9.490,80	2.344,02
25	9.897,91	300,00	0,00	9.597,91	2.236,30

Fuente: Resultados obtenidos del flujo de caja del proyecto.

Elaborado por: El autor.

Tabla #9.- Resultados de la evaluación financiera

Indicador	Resultado
Inversión inicial	USD 75.000
Período de evaluación	25 años
Tasa de descuento	6,00 %
Valor Actual Neto	USD 28.735,12
Tasa Interna de Retorno	9,56 %
Recuperación simple ajustada	9,74 años
Recuperación descontada	14,74 años

Los resultados obtenidos muestran que la planta presenta una valoración económica favorable con los supuestos considerados. El VAN es positivo y la TIR supera la tasa de descuento del 6 %, lo que indica que los ahorros generados durante el período evaluado permitirían recuperar la inversión y obtener un beneficio adicional. La recuperación simple ajustada se alcanza en 9,74 años, mientras que al considerar el valor del dinero en el tiempo el período se extiende a 14,74 años. Estos resultados deben entenderse como una estimación, ya que la inversión inicial, los costos de mantenimiento y la evolución futura de la tarifa pueden variar cuando el proyecto sea ejecutado.

4.7.5 Consideración final de la conveniencia económica del proyecto.

La evaluación económica del sistema fotovoltaico diseñado para Aromacacao S.A. muestra resultados favorables bajo los criterios utilizados. Para una inversión referencial de USD 75.000, el ahorro del primer año se estimó en USD 7.623,15. En el análisis realizado para 25 años y con una tasa de descuento del 6 %, se obtuvo un VAN de USD 28.735,12 y una TIR de 9,56 %. La recuperación simple ajustada se estimó en 9,74 años, mientras que la recuperación descontada alcanzó 14,74 años.

A esto se suma que el sistema puede reducir el efecto del incremento del cargo por energía eléctrica, ya que parte del consumo de la red sería reemplazado por energía fotovoltaica destinada al autoconsumo. Por esa razón, la planta propuesta representa una alternativa que puede ayudar a disminuir el costo del servicio eléctrico y a mejorar el desempeño energético de la empresa en el mediano plazo.

Con estos resultados, puede decirse que el diseño desarrollado responde de forma adecuada a las condiciones de consumo, a la infraestructura existente y al recurso solar disponible en Aromacacao S.A.

Conclusiones

El análisis de las planillas eléctricas de Aromacacao S.A. permitió identificar que la empresa mantiene un consumo energético considerable durante todo el año, con un consumo anual de 120.381,00 kWh y una demanda facturable prácticamente constante de 75,89 kW. También se evidenció que el incremento del costo del servicio eléctrico en 2025 no estuvo dado únicamente por la variación del consumo, sino también por la actualización tarifaria aplicada en el segundo semestre. Esto confirma que existía una necesidad concreta de evaluar una alternativa capaz de disminuir la energía tomada de la red convencional.

La inspección confirmó que el Área 1 dispone de 1.414,80 m² útiles, espacio suficiente para los 110 módulos considerados. La red trifásica de 220 V y el transformador de 125 kVA también son compatibles con la potencia propuesta. El Área 2, en cambio, fue descartada porque las secadoras de cacao ubicadas debajo de esa cubierta generan condiciones menos favorables para instalar y operar los módulos.

El dimensionamiento dio como resultado una planta de 79,20 kWp con 110 módulos Jinko Solar de 720 W y un inversor Huawei SUN2000-80K-MGL0 de 80 kW. La simulación estimó 78.420 kWh de producción anual y 64.603 kWh de autoconsumo. Este último valor cubre el 53,7 % de la energía utilizada por Aromacacao S.A. durante 2025. La configuración propuesta es compatible con la red de 220 V y con la capacidad del transformador existente.

Los resultados técnicos, económicos y ambientales permiten considerar favorable la propuesta. La configuración de los módulos, los strings, los MPPT, las protecciones y el punto de conexión mantienen coherencia entre sí. El ahorro estimado para el primer año es de USD 7.623,15. Al evaluar el proyecto durante 25 años con una tasa de descuento del 6 %, se obtuvo un VAN de USD 28.735,12 y una TIR de 9,56 %. La recuperación simple ajustada se estimó en 9,74 años, mientras que la recuperación descontada alcanzó 14,74 años. Por su parte, la simulación calcula que dejarían de emitirse aproximadamente 29.791 kg de CO₂ por año. En las condiciones evaluadas, la planta aportaría una reducción medible del consumo de red y del gasto eléctrico de Aromacacao S.A.

Recomendaciones

Antes de contratar la instalación se recomienda actualizar los precios de los módulos, el inversor, las estructuras, las protecciones y la mano de obra. Los valores empleados en esta investigación son referenciales y pueden variar según el proveedor, la disponibilidad de equipos y las condiciones comerciales del momento.

Antes de ejecutar el proyecto se recomienda actualizar la inversión inicial, los costos de mantenimiento y las condiciones tarifarias utilizadas en el flujo de caja. Con estos valores deberá repetirse el cálculo del VAN, la TIR y los períodos de recuperación, a fin de contar con una evaluación financiera basada en las cotizaciones y condiciones reales del momento.

En futuras etapas, convendría revisar con mayor detalle el tratamiento regulatorio y comercial de la energía excedente inyectada a la red, así como dar seguimiento a la evolución del consumo eléctrico de la empresa, especialmente si cambian las condiciones de operación.

Del mismo modo, podría considerarse una posible expansión del sistema, aprovechando que el área útil disponible en cubierta es mayor que la utilizada en el diseño actual. Además, sería útil comparar otras tecnologías de módulos, inversores y configuraciones de conexión para identificar alternativas que mejoren el desempeño o la conveniencia del proyecto.

Finalmente, este estudio puede servir como referencia para el diseño de sistemas fotovoltaicos conectados a red en otras empresas del sector productivo ecuatoriano con condiciones similares de consumo, demanda eléctrica y disponibilidad de cubierta.

Referencias

- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2025a). *Resolución Nro. ARCONEL-006/25: Modificación del Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica del año 2025*. https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/07/Resolucion-ARCONEL-006-25_PTSPEE-2025-codificado_certificado.pdf
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2025b). *Pliego tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica codificado, año 2025*. https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/07/PTSPEE-2025-Codificado_Resol-006-25_certificado.pdf
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2024). *Regulación Nro. ARCONEL-005/24 codificada: Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*. https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/10/Regulacion-005_24-Codificada-signed-1.pdf
- Asamblea Nacional del Ecuador. (2015). *Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica*. <https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/01/LOSPEE-Ene-25-1.pdf>
- Asamblea Nacional del Ecuador. (2024). *Ley Orgánica de Competitividad Energética. Segundo Suplemento del Registro Oficial No. 475*. https://www.sri.gob.ec/o/sri-portlet-biblioteca-alfresco-internet/descargar/dc355762-1161-4144-92c1-4d0b2ada359e/Ley_Competitividad_Energ%C3%A9tica_11012024.pdf
- Garabitos Lara, E., & Vallejo Díaz, A. (2024). Sizing of photovoltaic systems for self-consumption without surpluses through on-site measurements: Case study of the

Dominican Republic. *Renewable Energy*, 236, Artículo 121422.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121422>

Huawei Technologies Co., Ltd. (s. f.-a). *SUN2000-80K-MGL0: Smart PV controller—Technical specifications* [Ficha técnica].

Huawei Technologies Co., Ltd. (s. f.-b). *Smart Power Sensor DTSU666-H 250A/50 mA—Technical specifications* [Ficha técnica].
<https://solar.huawei.com/~media/Solar/attachment/pdf/es/datasheet/SmartPowerSensor.pdf>

Huawei Technologies Co., Ltd. (s. f.-c). *Smart Dongle-WLAN-FE SDongleA-05—Technical specifications* [Ficha técnica]. <https://solar.huawei.com/~media/Solar/attachment/pdf/mea/datasheet/SmartDongle-WLAN-FE.pdf>

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2018). *IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces (IEEE Std 1547-2018)*. IEEE Standards Association.
<https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112>

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2023). *IEEE Application Guide for IEEE Std 1547-2018, IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces (IEEE Std 1547.2-2023)*. IEEE Standards Association.

International Electrotechnical Commission. (2018). *Photovoltaic (PV) systems—Requirements for testing, documentation and maintenance—Part 1: Grid connected systems—Documentation, commissioning tests and inspection (IEC 62446-1:2016+AMD1:2018)*. IEC.

International Electrotechnical Commission. (2025a). *Photovoltaic (PV) arrays—Part 1: Design requirements (IEC 62548-1:2023+AMD1:2025)*. IEC.

International Electrotechnical Commission. (2025b). *Low-voltage electrical installations—Part 7-712: Requirements for special installations or locations—Solar photovoltaic (PV) power supply installations (IEC 60364-7-712:2025)*. IEC.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2024). *Guía profesional de tramitación del autoconsumo* (v. 6). IDAE; ENERAGEN.
https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/20240709_Guia_Profesional_Tramitacion_autoconsumo_v.6.pdf

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (s. f.). *Guía #05: Pasos para convertirse en autoconsumidor*. <https://www.idae.es/publicaciones/guia-practica-para-convertirse-en-autoconsumidor-en-5-pasos>

JinkoSolar. (2024a). *JinkoSolar photovoltaic modules: Installation manual*.
https://www.jinkosolar.com/uploads/JinkoSolar%20Global%20Installation%20Manual_20240814_A1.pdf

JinkoSolar. (2024b). *Tiger Neo 66HL5-BDV 695–720 W: JKM695-720N-66HL5-BDV technical specifications* [Ficha técnica].

Ministerio de Ambiente y Energía. (2025). *Balance Energético Nacional 2024* (1.a ed.). Instituto de Investigación Geológico y Energético.
<https://www.recursosyenergia.gob.ec>

Rising Sun Ecuador. (s. f.). *Inversor Huawei SUN2000-80K-MGL0*.
<https://risingsunecuador.com.ec/sun2000-80k-mglo>

- Rus, T., Moldovan, R.-P., & Pardo Picazo, M. Á. (2024). LCA analysis of a roof mounted PV system: A Romanian case study. *Frontiers in Environmental Science*, 12, 1413629. <https://doi.org/10.3389/fenvs.2024.1413629>
- Sánchez-Jiménez, J. L., Jiménez-Castillo, G., Rus-Casas, C., Martínez-Calahorro, A. J., & Muñoz-Rodríguez, F. J. (2025). Performance evaluation of photovoltaic self-consumption systems on industrial rooftops under continental Mediterranean climate conditions with multi-string inverter topology. *Energy Reports*, 14, 1020–1042. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2025.06.047>
- Valentin Software. (2026). PV*SOL premium. <https://valentin-software.com/en/products/pvsol-premium/>

Anexo 1. Panel Solar

www.jinkosolar.com



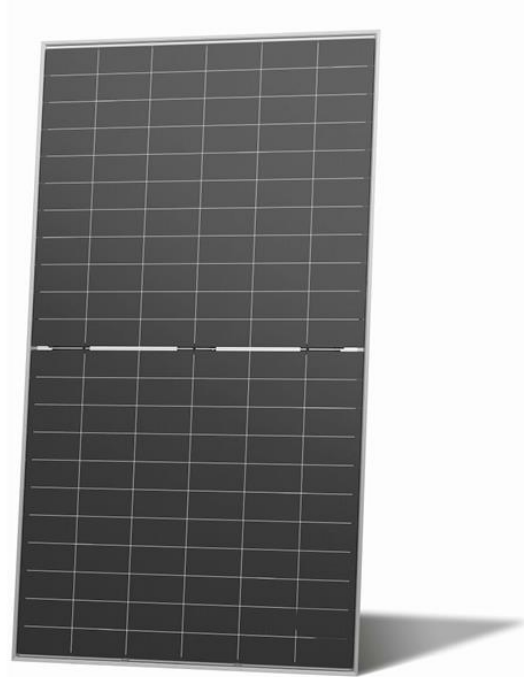
TIGER Neo

66HL5-BDV

695-720 Watt

BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS

N-type



N-Type Technology

N-Type modules with Tunnel Oxide Passivating Contacts (TOPcon) technology offer lower LID/LeTID degradation and better low light performance.



HOT 3.0 Technology

N-type modules with JinkoSolar's HOT 3.0 technology offer better reliability and efficiency.



Dual-Sided Power Generation

Dual-sided power generation gain increases with backside exposure to light, significantly reducing LCOE.



Mechanical Load Enhanced

Certified to withstand:
5400 Pa front side max static test load
2400 Pa rear side max static test load



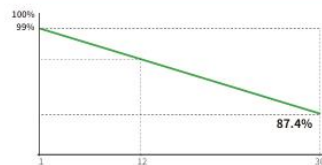
SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Anti-PID Guarantee

Minimizes the chance of degradation caused by PID phenomena through optimization of cell production technology and material control.



12 Year Product Warranty | **30 Year** Linear Power Warranty | **1%** First-year Degradation | **0.40%** Annual Degradation Over 30 Years

- IEC61215:2021 / IEC61730:2023
- IEC61701 / IEC62716 / IEC60068 / IEC62804
- ISO9001:2015: Quality Management System
- ISO14001:2015: Environment Management System
- ISO45001:2018: Occupational health and safety management systems



JKM695-720N-66HL5-BDV-Z2-EN

66HL5-BDV 695-720 Watt

Mechanical Characteristics

Cell Type	N- type Mono-crystalline
No. of cells	132 (66×2)
Dimensions	2384×1303×33 mm
Weight	37.5 kg
Front Glass	2.0 mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0 mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Protection Class	Class II
IEC Fire Type	Class C
Connector Type	JK03M/MC4/others
Output Cables	4.0 mm ² (+): 400 mm , (-): 200 mm or Customized Length

Packaging Configuration

Pallet Dimentions	1325×1121×2496 mm
Packing Detail (Two pallets = One stack)	33 pcs/pallets, 594 pcs/ 40'HQ Container

Specifications (STC)

Maximum Power - Pmax [Wp]	695	700	705	710	715	720
Maximum Power Voltage - Vmp [V]	40.29	40.42	40.53	40.65	40.77	40.89
Maximum Power Current - Imp [A]	17.25	17.32	17.40	17.47	17.54	17.61
Open-circuit Voltage - Voc [V]	48.24	48.40	48.56	48.73	48.88	49.04
Short-circuit Current - Isc [A]	18.33	18.40	18.46	18.53	18.60	18.67
Module Efficiency STC [%]	22.37	22.54	22.70	22.86	23.02	23.18
Power Tolerance	0 ~ + 3 %					
Temperature Coefficients of Pmax	-0.29 %/°C					
Temperature Coefficients of Voc	-0.25 %/°C					
Temperature Coefficients of Isc	0.045 %/°C					

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

Specifications (BNPL)

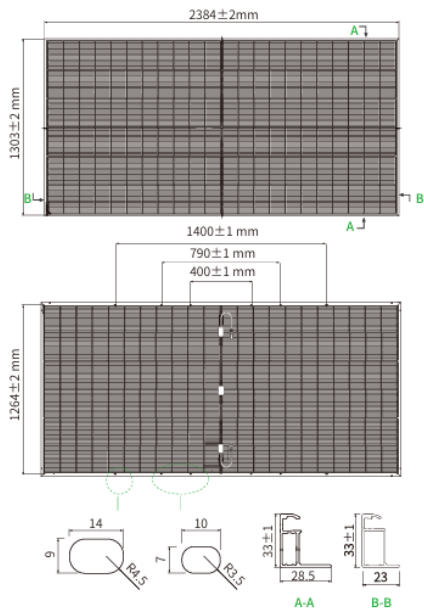
Maximum Power - Pmax [Wp]	767	773	779	784	790	795
Maximum Power Voltage - Vmp [V]	40.26	40.41	40.55	40.66	40.80	40.92
Maximum Power Current - Imp [A]	19.05	19.13	19.21	19.28	19.36	19.43
Open-circuit Voltage - Voc [V]	48.34	48.47	48.59	48.72	48.85	48.99
Short-circuit Current - Isc [A]	20.25	20.33	20.40	20.48	20.55	20.63

BNPL: Irradiance: front 1000W/m², rear 135W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

Application Conditions

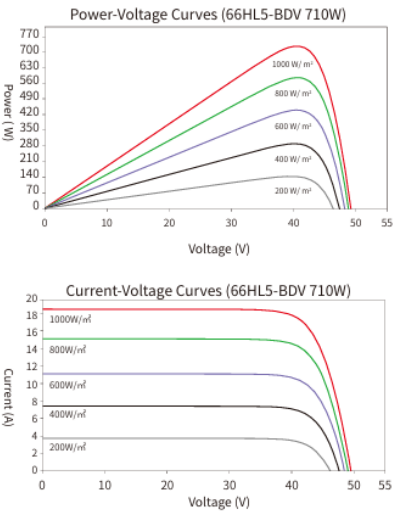
Operating Temperature	-40 °C ~ +70 °C
Maximum System Voltage	1500 VDC (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	35 A
Bifaciality Coefficient	φVoc: 98±5 %, φIsc: 80±5 %, φPmax: 80±5 %

Engineering Drawings



*Note: For specific dimensions and tolerance ranges, please refer to the corresponding detailed module drawings.

Electrical Performance



© 2024 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.

Note: Please read the safety and installation manual before using the product. We reserve the right of final interpretation. The specifications in this datasheet are subject to change without notice.

JKM695-720N-66HL5-BDV-Z2-EN
www.jinkosolar.com

Anexo 2. Inversor

SUN2000-80K-MGL0
Smart PV Controller



Arc Fault Protection



PV Ground-Fault Protection



PID Recovery



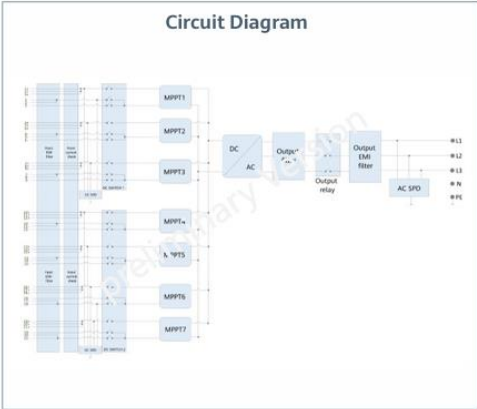
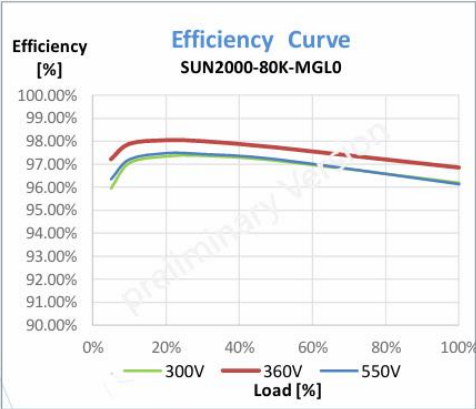
Smart String Level Disconnect



Smart Connector Temperature Detection



MBUS



• This datasheet only shows Preliminary Version, the information may change. Please contact with HW local supplier for the latest version

SOLAR.HUAWEI.COM/

SUN2000-80K-MGL0
Technical Specification

Technical Specification		SUN2000-80K-MGL0
		Efficiency
Max. efficiency		98% @ 220V
European efficiency		97.5%
		Input
Max. Input Voltage ¹		750 V
Max. Current per MPPT		48 A
Max. Short Circuit Current per MPPT		66 A
Start Voltage		160 V
MPPT Operating Voltage Range ²		160 V ~ 750 V
Number of MPP trackers		7
Max. input number per MPP tracker		3
		Output
Nominal AC Active Power		80,000 W
Max. AC Apparent Power		88,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		88,000 W
Nominal Output Voltage		127Vac 220Vac, 3W/N+PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current		210.0 A
Max. Output Current		231.0 A
Adjustable Power Factor Range		0.8 leading... 0.8 lagging
alternating current THDI		<3%
		Protection
Input-side Disconnection Device		Yes
Anti-islanding Protection		Yes
AC Overcurrent Protection		Yes
DC Reverse-polarity Protection		Yes
PV-array String Fault Monitoring		Yes
DC Surge Arrester		Type II
AC Surge Arrester		Type II
DC Insulation Resistance Detection		Yes
Residual Current Monitoring Unit		Yes
Smart String Level Disconnecter		Yes
Arc Fault Protection		Yes
Terminal Temperature Detection		Yes
PID Recovery		Yes
PV Ground-Fault Protection		Yes
		Communication
Display		LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485		Yes
USB		Yes
Smart Dongle-4G		Smart Dongle – 4G / WLAN (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)		Yes (isolation transformer required)
		General Data
Dimensions (W x H x D)		1,000 x 710 x 395 mm
Weight (with mounting plate)		98 kg
Operating Temperature Range		-25°C ~ 60°C
Cooling Method		Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude		4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity		0 ~ 100%
DC Connector		Amphenol HH4
AC Connector		Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree		IP66
Topology		Transformerless
		Standard Compliance (more available upon request)
Certificate		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

* This datasheet only shows Preliminary Version, the information may change. Please contact with HW local supplier for the latest version

*1 The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

*2 Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operation.

SOLAR.HUAWEI.COM/

Anexo 3. Cubierta



Anexo 4. Área seleccionada para el diseño del sistema fotovoltaico



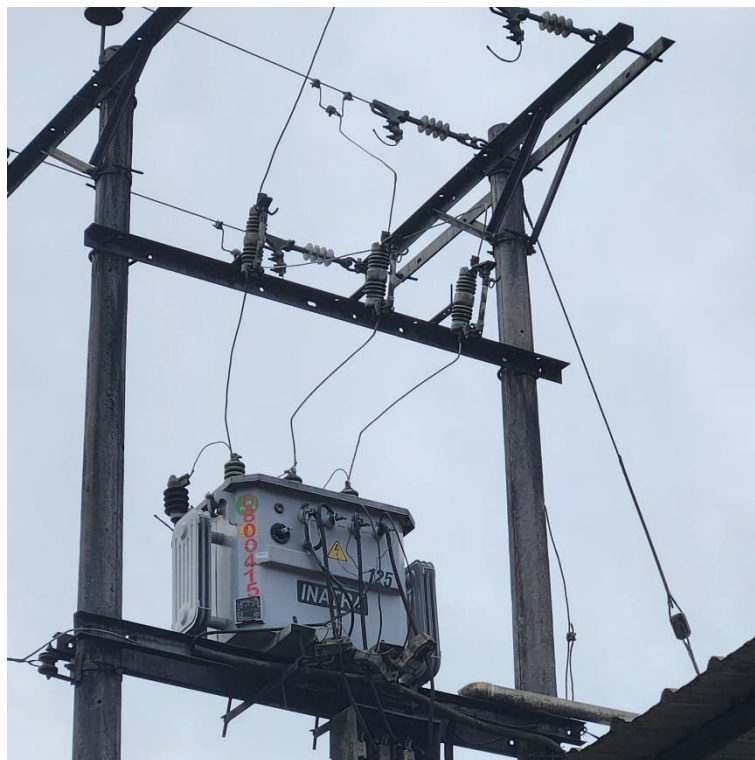
**Anexo 5. Área descartada para el diseño del sistema fotovoltaico por las
secadoras de cacao**



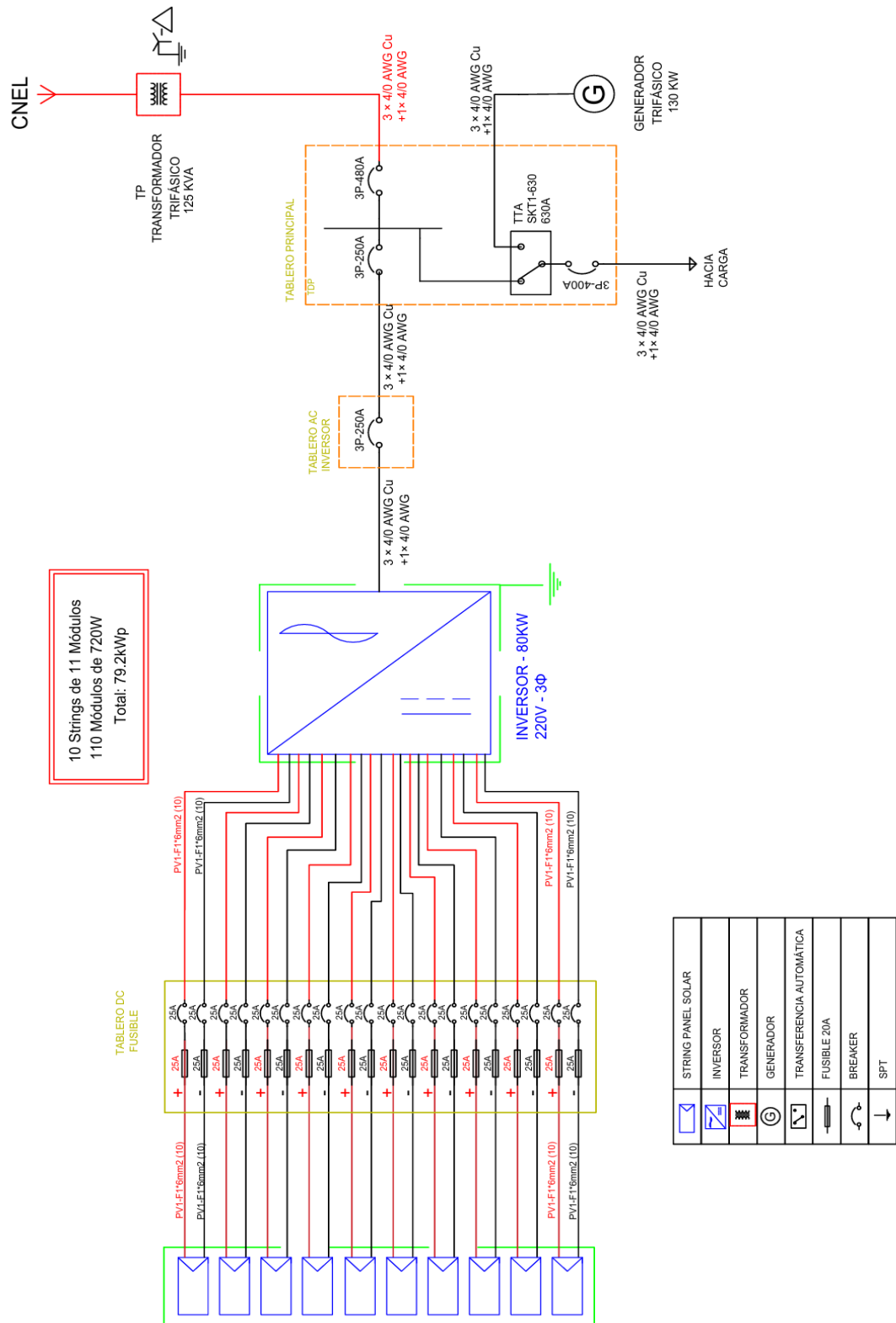
Anexo 6. Punto de Inyección



Anexo 7. Transformador trifásico de 125 kVA, 13,8 kV/220 V



Anexo 8. Diagrama Unifilar





**Presidencia
de la República
del Ecuador**



**Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes**



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **William Arturo Solano Ramírez**, con C.C: # **0919650598** autor del trabajo de titulación: **Diseño de una planta fotovoltaica conectada a red para disminuir el costo de la planilla eléctrica en la empresa Aromacacao S.A.** previo a la obtención del título de **Magister en Electricidad mención energías renovables y eficiencia energética** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 7 de agosto de 2026

Nombre: William Arturo Solano Ramírez

C.C: 0919650598



REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA			
FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN			
TEMA Y SUBTEMA:		Diseño de una planta fotovoltaica conectada a red para disminuir el costo de la planilla eléctrica en la empresa Aromacacao S.A.	
AUTOR(ES)		William Arturo Solano Ramírez	
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)		Ing. Kety Peñafiel Olivo, MSc/Ing. Ronnie Bonilla Sánchez, MSc/Ing. Daniel Bohórquez Heras, MSc	
INSTITUCIÓN:		Universidad Católica de Santiago de Guayaquil	
FACULTAD:		Sistema de Posgrado	
CARRERA:		Maestría en Electricidad	
TÍTULO OBTENIDO:		Magister en Electricidad mención energías renovables y eficiencia energética	
FECHA DE PUBLICACIÓN:	7 de agosto del 2026	No. DE PÁGINAS:	84
ÁREAS TEMÁTICAS:		Generación fotovoltaica, ahorro energético, electricidad	
PALABRAS CLAVES/KEYWORDS:		Energía solar fotovoltaica, autoconsumo, generación distribuida, diseño fotovoltaico, ahorro en la factura eléctrica	
RESUMEN/ABSTRACT: Esta investigación presenta el diseño y evaluación de una planta fotovoltaica conectada a la red para Aromacacao S.A. El estudio se realizó con las planillas eléctricas de 2025, las características de la instalación existente y el espacio disponible en la cubierta. Durante ese año, la empresa registró un consumo de 120.381,00 kWh. Con esta información se definió una planta de 79,20 kWp, compuesta por 110 módulos Jinko Solar de 720 W y un inversor Huawei SUN2000-80K-MGL0 de 80 kW. Los equipos seleccionados son compatibles con la red trifásica de 220 V y con el transformador de 125 kVA de la empresa. La simulación desarrollada en PV*SOL premium 2026 estimó una producción de 78.420 kWh al año. De esta energía, 64.603 kWh serían utilizados directamente por las cargas de Aromacacao S.A., lo que permitiría cubrir el 53,7 % de su consumo anual. Los 13.817 kWh restantes se entregarían a la red de CNEL. Para una inversión referencial de USD 75.000, se calculó un ahorro anual de USD 7.623,15 y un período simple de recuperación de 9,84 años. La reducción de emisiones alcanzaría aproximadamente 29.791 kg de CO₂ por año. Los resultados muestran que la propuesta es compatible con la infraestructura de la empresa y que su implementación reduciría la energía comprada a la red y el costo anual del servicio eléctrico. La evaluación financiera, realizada para un período de 25 años y una tasa de descuento del 6 %, dio como resultado un VAN de USD 28.735,12 y una TIR de 9,56 %. La recuperación simple ajustada se estimó en 9,74 años y la recuperación descontada en 14,74 años.			
ADJUNTO PDF:		☒ SI	☐ NO
CONTACTO CON AUTOR/ES:		+593-996000769	E-mail: wsolanor@netsolsa.ec
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE):		Nombre: PHD. Bayardo Bohórquez Escobar Teléfono: +593-995147293 E-mail: celso.bohorquez@cu.ucsg.edu.ec	
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			