

**UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE LA AMÉRICAS**

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**MODALIDAD DE PROYECTO PARA OPTAR POR EL GRADO  
DE BACHILLERATO EN  
INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**Implementación de paneles solares en la planta empacadora de  
banano de Chiquita Company, Costa Rica, Heredia, Sarapiquí**

**JOSSER ARBIZÚ PAIZ**

**TUTOR: MÁSTER BILLY RETANA PEÑA**

**SAN JOSE, COSTA RICA**

**2019-2020**

## Contenido

Índice de figuras.....	6
Índice de tablas.....	8
Índice de gráficos.....	10
Agradecimientos.....	11
Dedicatoria.....	12
<b>Capítulo I: Introducción.....</b>	<b>18</b>
Introducción.....	18
Planteamiento del problema.....	20
Objetivos generales.....	21
Objetivos específicos.....	21
Justificación.....	22
Proyecciones y limitaciones del proyecto.....	23
Proyecciones.....	23
Limitaciones.....	23
Antecedentes nacionales e internacionales.....	24
Antecedentes nacionales.....	24
Antecedentes internacionales.....	37
<b>Capítulo II: Marco teórico.....</b>	<b>42</b>
Historia de la energía fotovoltaica.....	42
Energía e irradiación solar.....	42
Efecto de la atmosfera.....	43
Irradiación sobre una superficie.....	45
Irradiancia.....	47
Irradiación.....	47
Radiación reflejada.....	48
Radiación global.....	48
Trayectoria del sol.....	48
Orientación de los paneles.....	50
Método de inclinación óptima.....	51
Estructura de anclaje a techo.....	51
La conversión eléctrica.....	52
Funcionamiento del sistema fotovoltaico.....	53

Sistema fotovoltaico.....	55
Células fotovoltaicas.....	55
Paneles fotovoltaicos. ....	56
Generador fotovoltaico .....	57
Definición de SFCR.....	58
Diferencias de un SFCR sobre el suelo y en edificación .....	58
SFCR sobre suelo .....	58
SFCR en edificación .....	60
Inversor DC/AC.....	61
Características de un inversor comercial.....	61
Tipos de inversores.....	62
Inversor centralizado .....	62
Agrupación de inversores o inversores en <i>string</i> .....	63
Panel integrado al inversor o microinversor .....	64
Principio de funcionamiento .....	65
Medidor bidireccional.....	66
Puesta a tierra.....	66
Elementos que forman una puesta a tierra .....	67
Tipos de conexión de los sistemas fotovoltaicos.....	68
Conexión en serie.....	68
Conexión en paralelo.....	69
Guía para el cálculo del sistema FV .....	70
Hora solar pico (HSP) .....	70
Procedimiento para el cálculo de un sistema fotovoltaico .....	71
Ley que regula los sistemas fotovoltaicos con interconexión a la Red Eléctrica Nacional de Costa Rica .....	71
Reglamento de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación y medición neta sencilla.....	71
VALOR ACTUAL NETO (VAN) Y TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) .....	74
Capítulo III: Marco metodológico .....	77
Enfoque de la investigación .....	77
Método de la investigación .....	77
Fuentes de información.....	79
Variables o unidades de análisis .....	80

<b>Instrumentos</b> .....	80
<b>Proceso para la recolección y análisis de datos</b> .....	81
<b>Capítulo IV Análisis de resultados</b> .....	82
<b>Descripción de la empresa</b> .....	82
<b>El diseño</b> .....	83
<b>Propuesta para el aprovechamiento de la energía renovable por medio de un sistema fotovoltaico</b> .....	86
<b>Propuestas de diseño del sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica de COOPELESCA</b> .....	87
<b>Consumos mensuales y anual de electricidad</b> .....	87
<b>Tarifas de energía eléctrica de la planta empacadora</b> .....	90
<b>Promedio mensual de irradiación solar</b> .....	92
<b>Estudio de techos para la implementación de paneles solares</b> .....	95
<b>Estimado del número de paneles para el caso 1, a 100% de la demanda</b> .....	108
<b>Configuración y energía generada por los 1 404 paneles</b> .....	111
<b>Estimado del número de paneles para el caso 2, a 75% de la demanda</b> .....	116
<b>Estimado del número de paneles para el caso 3 a 49% de la demanda.</b> .....	120
<b>Cálculo de los inversores</b> .....	123
<b>Estimación del número de microinversores</b> .....	124
<b>Estimación del inversor central</b> .....	125
<b>Cálculo para el inversor central de los casos 1, 2 y 3.</b> .....	125
<b>Selección del calibre de los conductores y elementos de protección</b> .....	130
<b>Selección del conductor de corriente directa DC</b> .....	132
<b>Selección del conductor de corriente alterna AC</b> .....	133
<b>Selección del conductor de corriente directa DC</b> .....	136
<b>Selección del conductor de corriente alterna AC.</b> .....	137
<b>Selección del conductor de corriente directa DC.</b> .....	138
<b>Selección del conductor de corriente alterna AC.</b> .....	139
<b>Ángulo para los paneles solares</b> .....	140
<b>Cálculo del equipo de anclaje de los paneles</b> .....	141
<b>Análisis financiero de las propuestas</b> .....	142
<b>Análisis de consumo energético</b> .....	148
<b>Análisis financieros de la propuesta 1</b> .....	152
<b>Análisis financiero del caso 2</b> .....	155

<b>Análisis financiero del caso 3</b> .....	159
<b>Análisis financiero del caso 4</b> .....	161
<b>Análisis financiero del caso 5</b> .....	165
<b>Análisis financiero del caso 6</b> .....	168
<b>Bibliografía</b> .....	182
<b>Anexos</b> .....	184

## Índice de figuras

Figura 1. 1 Imagen satelital de la planta empacadora .....	18
Figura 1. 2 Diagrama unifilar .....	25
Figura 1. 3 Diagrama unifilar del sistema de generación eléctrica de la radio base .....	27
Figura 1. 4 Diagrama de un SFCR .....	37
Figura 1. 5 Ilustración de un sistema fotovoltaico de conexión a red en el suelo.....	38
Figura 1. 6 Imagen que ilustra los efectos que se originan en la atmosfera debido a la luz solar. ....	44
Figura 1. 7 Diagrama de irradiación sobre una superficie .....	45
Figura 1. 8 Diagrama de la dirección de los rayos solares.....	46
Figura 1. 9 Diagrama de dirección de los rayos solares.....	46
Figura 1. 10 Diagrama de dirección de los rayos solares.....	47
Figura 1. 11 Diagrama de ángulos y altura en la trayectoria del sol.....	49
Figura 1. 12 Esquema del proceso en una célula fotovoltaica. ....	54
Figura 1. 13 Descripción general de un sistema fotovoltaico.....	55
Figura 1. 14 Esquema de un generador FV compuesto por 2 ramas de 3 módulos en serie .....	57
Figura 1. 15 Esquema de un SFCR. ....	58
Figura 1. 16 Esquema de inversor centralizado.....	63
Figura 1. 17 Esquema de inversores en <i>string</i> (a) múltiples inversores, (b) inversor centralizado. ....	64
Figura 1. 18 Esquema de microinversores. ....	65
Figura 1. 19 Ilustración del sistema de puesta a tierra de una estructura. ....	68
Figura 1. 20 Conexión de paneles solares en serie. ....	69
Figura 1. 21 Conexión de paneles solares en paralelo.....	70
Figura 1. 22 Imagen satelital de planta empacadora Coyol.....	84
Figura 1. 23 Imagen de la estructura metálica del techo.....	85
Figura 1. 24 Imagen del medidor de la planta .....	88
Figura 1. 25 Imagen satelital de la ubicación geográfica de la planta .....	93
Figura 1. 26 Imagen satelital del seccionado de sectores.....	94
Figura 1. 27 Imagen del sector A con pasillo de mantenimiento para los paneles. ....	96
Figura 1. 28 Imagen del sector B con pasillo de mantenimiento para los paneles. ....	97
Figura 1. 29 Imagen del sector B con sus respectivas cotas.....	97
Figura 1. 30 Imagen del arreglo de paneles del sector C con pasillos de mantenimiento. ....	98
Figura 1. 31 Imagen del sector C con sus respectivas cotas.....	98
Figura 1. 32 Imagen del arreglo de paneles del sector D con pasillos de mantenimiento. ....	99
Figura 1. 33 Imagen del sector D con sus respectivas cotas.....	100
Figura 1. 34 Imagen del arreglo de paneles del sector E con pasillos de mantenimiento. ....	101
Figura 1. 35 Imagen del sector E con sus respectivas cotas.....	101

Figura 1. 36 Imagen del arreglo de paneles del sector F con pasillos de mantenimiento.	102
Figura 1. 37 Imagen del sector F con sus respectivas cotas.	102
Figura 1. 38 Diagrama del arreglo para el caso 1	128
Figura 1. 39 Diagrama del arreglo para el caso 2	129
Figura 1. 40 Diagrama del arreglo para el caso 3	130
Figura 1. 41 Diagrama del arreglo para el caso 1	181
Figura 1. 42 Cotización de los equipos para el sistema FV	187
Figura 1. 43 Tipo de cambio del euro	187
Figura 1. 44 Tipo de cambio del dólar	188
Figura 1. 45 Cotización de mantenimiento preventivo ofrecido por la empresa PURASOL.	189
Figura 1. 46 Tarifas de acceso de COOPELESCA del periodo 2018-2019.	190
Figura 1. 47 Hoja de datos del sistema de anclaje	191
Figura 1. 48 factura de las cotizaciones	192
Figura 1. 49 PROFORMA	193
Figura 1. 50 BROCHURE DE COOPELESCA	194
Figura 1. 51 Requisitos para interconexión de sistemas de generación distribuida para autoconsumo.	197
Figura 1. 52 Costos del medidor	198
Figura 1. 53 Factura de electricidad de la planta empacadora.	198

## Índice de tablas

Tabla 1. 1	Tabla de resumen para el caso 1 .....	29
Tabla 1. 2	Tabla de resumen para el caso 2 .....	30
Tabla 1. 3	Tabla de resumen del caso 3 .....	31
Tabla 1. 4	Tabla de resumen del caso 4 .....	32
Tabla 1. 5	Radiación global dependiendo de las condiciones climatológicas.....	44
Tabla 1. 6	Compuestos de una célula fotovoltaica. ....	56
Tabla 1. 7	Tabla de consumos mensuales de la planta empacadora Coyoil, periodo 2018-2019.....	89
Tabla 1. 8	Tabla de consumos respecto al periodo 2018-2019.....	92
Tabla 1. 9	Descripción de las dimensiones de los techos.....	95
Tabla 1. 10	Resumen del número total de paneles que se pueden instalar. ....	103
Tabla 1. 11	Distancia de los sectores hasta la acometida. ....	104
Tabla 1. 12	Tabla de irradiación solar promedio, Puerto Viejo, Sarapiquí, Heredia. ....	105
Tabla 1. 13	Tabla de horas solares pico. ....	107
Tabla 1. 14	Tabla de potencia generada por 1 264 paneles.....	112
Tabla 1. 15	Tabla de comparación de energía generada por los 353 paneles vrs energía demandada en el periodo 2018-2019. ....	115
Tabla 1. 16	Tabla de generación de potencia por los 948 paneles. ....	117
Tabla 1. 17	Tabla de generación de potencia por los 265 paneles. ....	118
Tabla 1. 18	Tabla de generación de potencia con 620 paneles.....	120
Tabla 1. 19	Tabla de comparación de energía generada por los 173 paneles vrs energía demandada en el periodo 2018-2019. ....	121
Tabla 1. 20	Tabla de resumen de las seis propuestas de diseño. ....	123
Tabla 1. 21	Tabla de inversores de cada caso.....	127
Tabla 1. 22	Tabla donde se resume la cantidad de rieles que debe tener cada caso. ....	142
Tabla 1. 23	Tabla de costos detallado de los equipos para la propuesta 1.....	146
Tabla 1. 24	Tabla de costos detallado de los equipos para la propuesta 2.....	146
Tabla 1. 25	Tabla de costos detallado de los equipos para la propuesta 3.....	147
Tabla 1. 26	Tabla de costos detallado de los equipos para la propuesta 4.....	147
Tabla 1. 27	Tabla de costos detallado de los equipos para la propuesta 5.....	148
Tabla 1. 28	Tabla de costos detallado de los equipos para la propuesta 6.....	148
Tabla 1. 29	Tabla del caso 1 y 4 del análisis de consumo energético por el periodo 2018-2019.....	150
Tabla 1. 30	Tabla del caso 2 y 5 del análisis de consumo energético por el periodo 2018-2019.....	151
Tabla 1. 31	Tabla de los casos 3 y 6 del análisis de consumo energético por el periodo 2018-2019.....	152
Tabla 1. 32	Resumen de datos de interés. ....	153
Tabla 1. 33	VAN y TIR del sistema fotovoltaico del caso 1.....	154
Tabla 1. 34	Resumen de datos de interés .....	156
Tabla 1. 35	VAN y TIR del sistema fotovoltaico del caso 2.....	157

Tabla 1. 36 Recuperación de la inversión.....	158
Tabla 1. 37 Resumen de datos de interés .....	159
Tabla 1. 38 VAN y TIR del sistema fotovoltaico del caso 3.....	160
Tabla 1. 39 Resumen de datos de interés .....	162
Tabla 1. 40 VAN y TIR del sistema fotovoltaico del caso 4.....	163
Tabla 1. 41 Recuperación de la inversión.....	164
Tabla 1. 42 Resumen de datos de interés .....	165
Tabla 1. 43 VAN y TIR del sistema fotovoltaico del caso 5.....	166
Tabla 1. 44 Resumen de datos de interés .....	168
Tabla 1. 45 VAN y TIR del sistema fotovoltaico del caso 6.....	169
Tabla 1. 46 VAN y TIR del sistema fotovoltaico del caso 1.....	178

## Índice de gráficos

Gráfico 1. 1 Gráfico de consumos en KWh/mes. ....	90
Gráfico 1. 2 Gráfico de eficiencia del panel solar durante 25 años.....	144
Gráfico 1. 3 Recuperación de la inversión. ....	154
Gráfico 1. 4 Análisis financiero del caso 3. ....	161
Gráfico 1. 5 Recuperación de la inversión. ....	167
Gráfico 1. 6 Análisis financiero del caso 6. ....	170

### **Agradecimientos**

Quiero agradecer primero a Dios por brindarme la oportunidad de cumplir un sueño más, a la compañía de CHIQUITA COMPANY y personal administrativo por su colaboración en esta investigación y a mi familia por el apoyo incondicional durante todo el proceso de mi educación.

### **Dedicatoria**

Quiero dedicarle este logro, a mis padres Cenelia Paiz Blanco y Cristian Arvizu Gutiérrez, por sus palabra y consejos que siempre me brindaron siempre por ser mis pilares.

## Capítulo I: Introducción

### Introducción

La presente investigación corresponde a la tarea de diseñar un sistema electromecánico más adecuado que el actual para la planta empacadora de banano de la empresa Chiquita Company, para la instalación de uno en el que se use energía renovable, como en el caso de los paneles fotovoltaicos, en los que se utilizan inversores o microinversores del calibre adecuado del cableado. También corresponde determinar la ubicación específica de los equipos y la del centro de carga que protege el sistema fotovoltaico, de tal forma que se puedan ubicar lo más cerca posible del centro de carga de la planta empacadora. Finalmente, corresponderá determinar la rentabilidad y viabilidad de proyecto con tales innovaciones, lo cual se estimará por medio de indicadores financieros como el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

Figura 1. 1 Imagen satelital de la planta empacadora



Fuente: Google Maps, generada para la presente investigación, 2020.  
(MAPS, 2019)

Mediante la implementación del proyecto se espera que la compañía empacadora de banano (ubicada en el cantón de Sarapiquí de la provincia de Heredia, coordenadas **(10°29'55,1''N 83°58'52,6''O)**) pueda reducir sus costos energéticos mediante el uso de paneles solares, a fin de que pueda reducir el pago de la factura de energía eléctrica mensual. Con el proyecto también se espera que la compañía pueda reducir el impacto ambiental que genera al adoptar el uso de los paneles solares. También propondrá de una forma técnica y responsable la implementación del proyecto mediante el uso de fondos económicos propios de la empresa y mediante financiamiento por medio de una entidad bancaria, comparadas ambas formas para conocer cuál es la opción más rentable para la empresa, y de esta forma que sea posible determinar cuál de las dos opciones es la más viable en el corto o largo plazo.

Como se ha evidenciado, lo que también se desea con esta investigación es aportar para la reducción del uso de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica y motivar a que se use tecnología de generación eléctrica mediante el uso de energías renovables, como la irradiación solar, y poder contribuir con el ambiente en la mitigación de los efectos que causan el cambio climático, el calentamiento global y la acumulación de CO<sub>2</sub> en el ambiente, para así poder reducir el efecto invernadero que tanto afecta al planeta.

### **Planteamiento del problema**

¿Cuál es el sistema de paneles solares más conveniente para el aprovechamiento de energías renovables mediante el uso de paneles solares por parte de la empresa Chiquita Company, ubicada en Sarapiquí de Heredia, Costa Rica?

### **Objetivos generales**

- 1- Efectuar el diseño más adecuado para el aprovechamiento de energías renovables mediante el uso de paneles solares por parte de la empresa Chiquita Company, ubicada en Sarapiquí, Heredia, Costa Rica.

### **Objetivos específicos**

- 1- Determinar cuál es el monto de la facturación de energía eléctrica KWh/mes de la empacadora de banano en estudio, por medio de información que ofrezca la empresa Chiquita Company.
- 2- Analizar las condiciones de radiación solar que tiene la zona de Sarapiquí para las propuestas de diseño, esto por medio de la ubicación del sistema fotovoltaico.
- 3- Determinar si el diseño del sistema fotovoltaico con inversor central conectado a la red, a 100%, 75% y a 49% de la demanda energética en KWh/mes, respectivamente, es el óptimo para la empresa.
- 4- Determinar si el diseño del sistema fotovoltaico con microinversores conectado a la red a 100%, 75% y a 49% de la demanda energética en KWh/mes, respectivamente, es el óptimo para la empresa.
- 5- Determinar la rentabilidad de paneles solares por medio de análisis e indicadores financieros y a la vez seleccionar cuál es la mejor opción; a la vez que indicar cuáles son las leyes de control y regulación del uso de energías renovables.

## **Justificación**

Lo que principalmente motiva la realización de la presente investigación es buscar una reducción de la factura eléctrica de la compañía mediante el uso de sistemas fotovoltaicos y con ello promover el uso de energías renovables.

Debido al cambio climático, que es una realidad actual, las consecuencias día a día se hacen notar más, no obstante que con el desarrollo de la tecnología han surgido distintas alternativas que ayudan a reducir el daño producido por el uso de combustible fósiles.

Ya es bien conocido que el uso de energías renovables se viene del uso de paneles solares para el aprovechamiento de la energía solar, y esto es posible debido al crecimiento tecnológico y a que, gracias a ello, se han desarrollado los módulos fotovoltaicos.

Su principal función es la de convertir la energía solar en energía eléctrica dada su gran aceptación en el campo de generación eléctrica. Esta opción se ha popularizado enormemente ya que sus beneficios son muchos, como la reducción del uso de combustibles fósiles. No emite  $CO_2$  en el ambiente, reduce los efectos del calentamiento global y genera un equilibrio en el desarrollo sostenible.

Dados el descubrimiento y el desarrollo de la tecnología fotovoltaica las empresas han comenzado a emigrar a esta, ya que sus ventajas son muchas, como el ahorro económico en la facturación eléctrica que le puede dar esta tecnología. Se puede producir energía eléctrica en lugares con una geografía de difícil acceso, y por ser estos lugares una fuente de energía renovable la producción de dióxido de carbono es nula.

Dadas las circunstancias actuales del cambio climático en el mundo esta tecnología cuenta con más ventajas que desventajas, con la única problemática de que los beneficios económicos van a reflejarse en el largo plazo.

## **Proyecciones y limitaciones del proyecto**

### **Proyecciones**

De la presente investigación lo que se desea finalmente es entregar a la empresa Chiquita Company, con sede en el lugar llamado Coyol, en Sarapiquí de Heredia, los resultados de las seis propuestas con dos tecnologías, tres propuestas con inversor central y otras tres propuestas con microinversores.

Los resultados de la investigación, como los planos, el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico, la cotización y los presupuestos de los equipos necesarios para el uso de los paneles solares se adjuntarán en un CD, para su posterior entrega.

### **Limitaciones**

En la empresa se presentó la limitante de que no se pudo tener acceso a los planos de la planta debido a unos protocolos de confidencialidad que se tienen.

Por otra parte, se tiene la limitante con la obtención de la cotización completa del sistema debido a que los proveedores no brindan los costos de instalación y mano de obra, debido a sus políticas de confidencialidad con las que cuentan los proveedores.

Otra de las limitantes que se presentó en el desarrollo de la presente investigación es que la tarifa eléctrica que se le cobra a la empresa es de un valor distinto al que se ve en la página web de la Aresep, por lo que esta limitante se abordó de una forma que no truncara el estudio que se estaba realizando.

También se presentó la limitante de que acceso a los techos de la planta empacadora, debido a las normas de salud ocupacional que tiene la empresa, no es posible si no se pertenece a la nómina de la empresa y si no se cuenta con una póliza de seguro que cubra un eventual accidente dentro de las instalaciones, por lo cual los funcionarios no permitieron el acceso al techo.

## **Antecedentes nacionales e internacionales**

### **Antecedentes nacionales**

#### **N.º 1 Esquivel Chinchilla**

Según (Esquivel Chinchilla , 2017) Realizó una investigación por medio de un análisis financiero para determinar si la implementación de un sistema fotovoltaico era el adecuada para una granja avícola ubicada en la zona de Esparza, Puntarenas, Costa Rica, con base en la facturación del consumo energético en el año 2016.

En la investigación se realizaron tres configuraciones de sistemas fotovoltaicos con el objetivo de implementar uno de paneles solares para reducir la facturación eléctrica mensual de la granja avícola. En esto se tenía como fin determinar cuál de las tres configuraciones era la más atractiva económicamente, que tuviera la mayor eficiencia de producción energética y cumpliera con las necesidades de electricidad que demandaba la granja avícola.

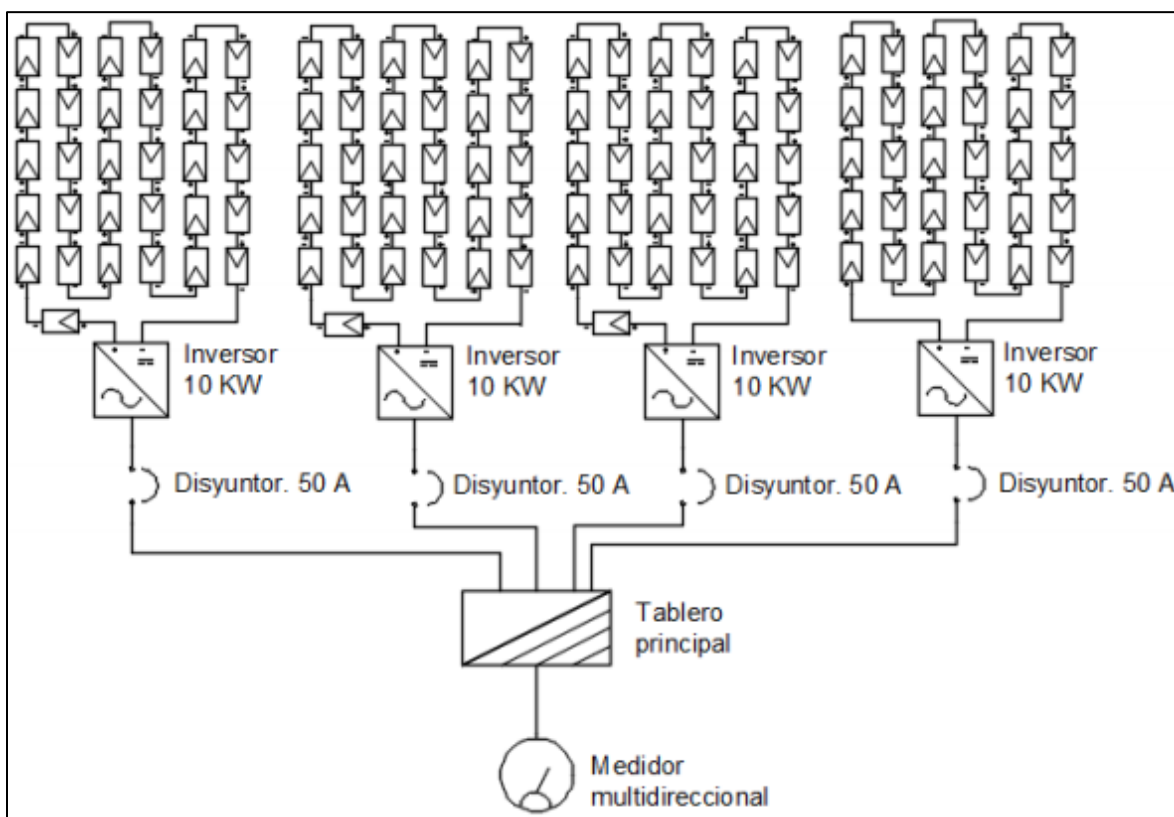
También se elaboró un diagrama unifilar de los paneles con una configuración en serie. De acuerdo con los datos específicos que suministró el fabricante de los paneles solares que se seleccionaron estos presentan una limitación de 1000 v por circuito, y una diferencia de tensión de 31.7 v por panel solar; por lo que al primero, al segundo y al tercer inversor se les conectó una cantidad de 31 paneles. En otras palabras, a cada uno de los inversores mencionados anteriormente le corresponde la conexión de 31 paneles solares y se le hizo la conexión de 30 paneles solares a un inversor final.

Como el sistema fotovoltaico tiene una configuración en serie la corriente será la misma para cada circuito. De acuerdo con los datos que suministró el fabricante de los paneles solares la corriente máxima es de 9.57 amperios, según las normas eléctricas que rigen para estos sistemas (NEC, edición 2008). El sistema se sobredimensionó en 125% de la corriente máxima calculada de 11,96 amperios.

Dado lo anterior a cada inversor le corresponde una protección que cumpla con los 11,96 amperios

A su vez se hizo el cálculo para tener conocimiento del calibre del cable que se deberá usar en el sistema:

Figura 1. 2 Diagrama unifilar



Fuente: (Esquivel Chinchilla , 2017)

De este trabajo se utilizará como referencia técnica el cálculo indicado por el autor en las páginas 77, 78 y 79, que establece las series o paralelos que coinciden con el sistema fotovoltaico por diseñar.

## **N.º 2 Valverde Picado**

Este antecedente es el del trabajo final de graduación de (Valverde Picado, 2018), que consiste en determinar y valorar la alternativa para alimentar eléctricamente una radio base de telecomunicaciones que se ubica en las cercanías del albergue base Crestones, en el cerro Chirripó. Al ser un lugar de difícil acceso se optó por instalar un sistema fotovoltaico, ya que este es muy apropiado cuando la red eléctrica comercial no llega por la lejanía y condiciones geográficas extremas.

Del análisis de datos estadísticos de una radio base con ciertas similitudes a las que se desea alimentar, se recopilaron datos y con esa información se meditó sobre dos posibles configuraciones para alimentar la radio base que se desea instalar en el cerro Chirripó.

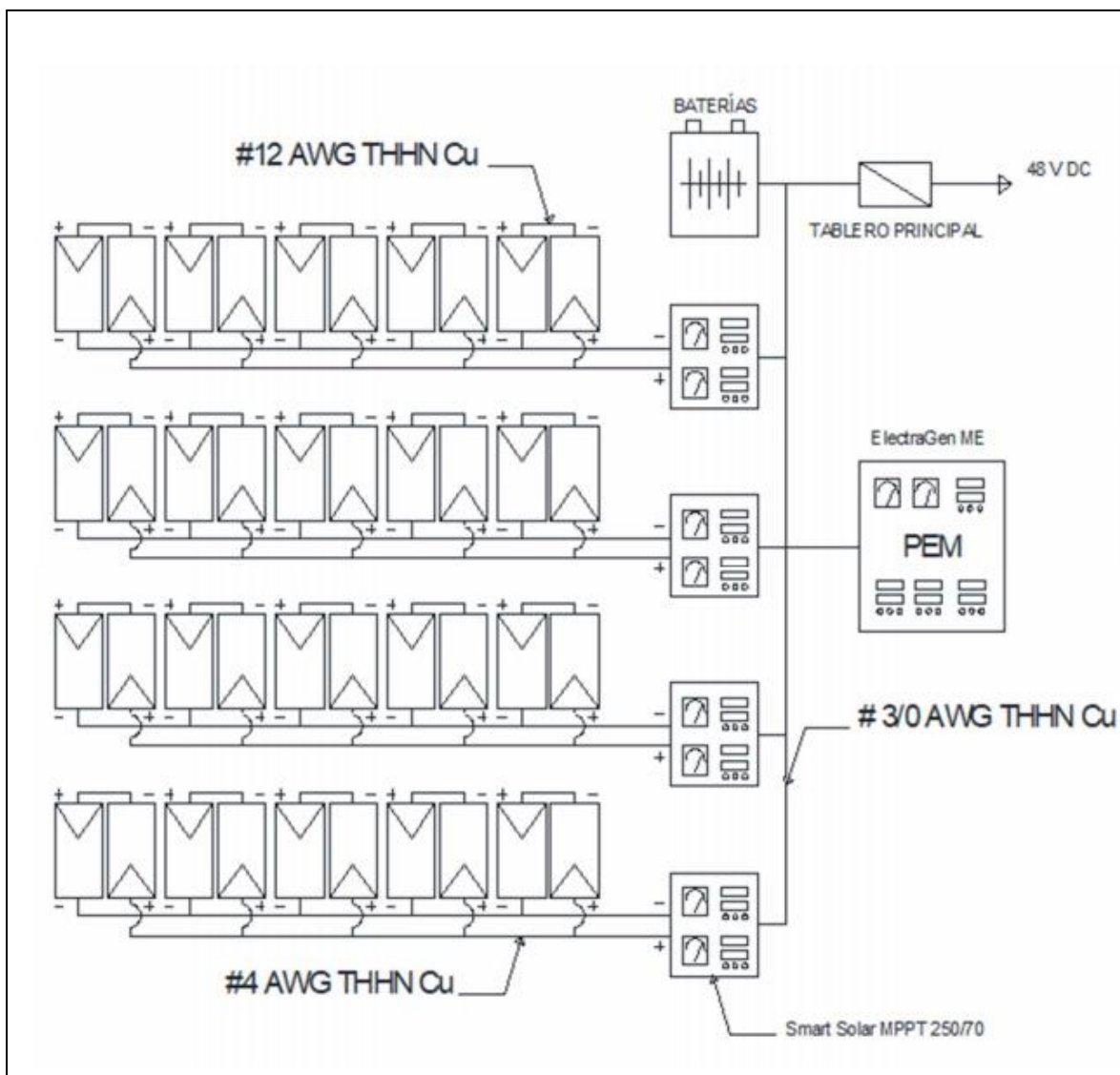
La primera opción consiste en usar celdas de combustible y banco de baterías, con un costo de inversión inicial de \$168 000. La segunda opción valora el uso de un conjunto de paneles solares, banco de baterías y celdas de combustible, con una inversión inicial de \$179 000.

También se hizo un análisis crítico de rentabilidad sobre cuál de las dos opciones es más atractiva económicamente y cumple con la necesidad de energía eléctrica que demanda la radio base. Al ser rentable la radio base se valoró la opción de sistema fotovoltaico, banco de baterías y celda de combustible, ya que los costos de construcción son más bajos que la propuesta de celdas de combustible y banco de baterías. A su vez se determinó, por medio del análisis financiero, que por un periodo de veinticinco años el primer caso, los costos traídos a valor presente, arrojaron el dato de \$ 2.311.986 y un total de inversión del periodo de \$4.264.168. Para el segundo caso se hizo un estudio de un periodo de veinticinco años, el cual dio como resultado los costos traídos a valor presente. Se obtuvo un total de \$338.848 con un total de inversión inicial del periodo de \$484.498.

Dados a los costos operativos del primer caso se valoró que el segundo caso es más rentable para la implementación de los paneles, banco de baterías y celdas de combustible, por su menor costo a lo largo del periodo de veinticinco años y considerando la inversión inicial y los costos de operación, comparado con el primer caso.

Luego del análisis financiero se determinó que el sistema fotovoltaico debe considerar el uso de 40 paneles fotovoltaicos con una capacidad individual de 295 watts, 4 reguladores de voltaje de 250v/70A, un banco de baterías de litio con una capacidad de 3400 Ah @ 48v y un generador de celdas de combustible con una capacidad de 5 KW.

Figura 1. 3 Diagrama unifilar del sistema de generación eléctrica de la radio base



Fuente: (Valverde Picado, 2018).

De la presente investigación se consideró como referencia el diagrama unifilar diseñado por el ingeniero Ivan Valverde Picado el cual se basó en las condiciones técnicas que indica el NEC 2008.

### **N.º 3 Salas Calderón**

La investigación de Jorge Arturo Salas Calderón consistió en elaborar una guía para el diseño de sistemas fotovoltaicos y diseños de iluminación para la empresa electromecánica ubicada en San Juan de Tibás, San José, Costa Rica, tomando como referencia las condiciones actuales de la empresa. Para realizar la investigación se optó por recopilar información sobre el consumo de electricidad de la empresa del periodo 2017-2018.

En este proyecto se elaboraron seis diseños. Como primera opción se valoraron cuatro configuraciones de sistemas fotovoltaicos bajo condiciones iniciales muy similares, que presentaban distintas limitaciones por la necesidad de implementar distintos equipos con su propio sistema de anclaje mecánico para los paneles fotovoltaicos.

Por otro lado, se valoró el diseño de otras dos configuraciones del sistema lumínico bajo el análisis de lúmenes requeridos que demandan las distintas salas que posee la empresa electromecánica.

A su vez, en esta investigación se estiman la cantidad de paneles fotovoltaicos necesarios para satisfacer eléctricamente a la empresa, la cantidad de horas de irradiación solar pico, el flujo lumínico y la cantidad de luminarias que exige el diseño.

Por otra parte, también en este proyecto se incluyen el análisis financiero y la rentabilidad de cada una de las propuestas mencionadas anteriormente, que son cuatro casos diferentes.

En primer lugar se efectuó el análisis del consumo energético del periodo de un año, que se hizo de una facturación anual y cuyo resultado fue de ₡519.160,00 sin el sistema fotovoltaico. Ya con los paneles se obtuvo una facturación de ₡83.370,47, por lo que se obtuvo un ahorro de ₡435.789,53. El análisis de rentabilidad en este caso resultó ser el siguiente.

Tabla 1. 1 Tabla de resumen del caso 1

Tabla Resumen de datos	
<b>Cambio Dólar 16/9/18 <sup>1</sup></b>	<b>\$580.28</b>
<b>Cargos Fijos</b>	<b>CRC 20,220.00</b>
<b>Interconexión Total</b>	<b>CRC 235,000.00</b>
<b>Tasa BN Eco Tecnología <sup>2</sup></b>	<b>15.90%</b>
<b>Tasa Aumento Anual Aprox.</b>	<b>14.10%</b>
<b>Costo de Mantenimiento Aprox.</b>	<b>CRC 60,000.00</b>
<b>Inversión Inicial</b>	
Paneles Solares	CRC 1,096,729.20
Inversor Central (5 años)	CRC 812,393.00
Estructura coplanar	CRC 411,998.80
<b>Total de Inversión Inicial</b>	<b>CRC 2,321,120.00</b>
<b>Ahorro Anual sin cargos Fijos</b>	<b>CRC 435,789.53</b>
<b>Ahorro Anual</b>	<b>CRC 415,569.53</b>
<b>Notas:</b>	
1. El valor del cambio de dólar se toma de datos históricos del BN.	
2. El valor de Tb BCCRR es igual a 5.85 para la fecha del 16/09/18.	

Fuente: (Salas, 2018)

Luego de hacerse el análisis de la rentabilidad del presente caso se determinó que el VAN es de ¢11 644 944,59 y la TIR de 27%. Cabe recalcar que a partir del año 9 el proyecto registra ganancias.

Para el segundo caso hubo una leve diferencia la cual se debe a haber pasado de usar un inversor central a un microinversor. A continuación se muestra una tabla en la que se resume la rentabilidad del segundo caso.

Tabla 1. 2 Tabla de resumen del caso 2

<b>Tabla Resumen de datos para Caso 2</b>	
<b>Cambio Dólar 16/9/18 <sup>1</sup></b>	<b>\$580.28</b>
<b>Cargos Fijos</b>	<b>CRC 20,220.00</b>
<b>Interconexión Total</b>	<b>CRC 235,000.00</b>
<b>Tasa BN Eco Tecnología <sup>2</sup></b>	<b>15.90%</b>
<b>Tasa Aumento Anual Aprox.</b>	<b>14.10%</b>
<b>Costo de Mantenimiento Aprox.</b>	<b>CRC 60,000.00</b>
<b>Inversión Inicial</b>	
Paneles Solares	CRC 1,096,729.20
Micro Inversor (5 años)	CRC 1,056,109.60
Estructura coplanar	CRC 411,998.80
<b>Total de Inversión Inicial</b>	<b>CRC 2,564,837.60</b>
<b>Ahorro Anual sin cargos Fijos</b>	<b>CRC 435,789.53</b>
<b>Ahorro Anual</b>	<b>CRC 415,569.53</b>
<b>Notas:</b> 1. El valor del cambio de dólar se toma de datos historicos del BN. 2. El valor de Tb BCCRR es igual a 5.85 para la fecha del 16/09/18.	

Fuente: (Salas, 2018)

En el resumen anterior se tiene como inversión inicial la suma de ₡ 9 858 957,2 y un ahorro anual de ₡ 415 569,53.

En el caso 3 se hizo un análisis del diseño el cual consistió en usar 100% de los metros cuadrados disponibles para instalar la mayor cantidad de paneles solares. Para este caso se usó una cantidad de 24 paneles con una entrega de potencia total de 7 200 Watts. Para el presente caso se facturaron ₡519 160.00 colones y también hubo una facturación por paneles de 0,00 colones y un ahorro anual de ₡519 160.00. En este análisis se determinó que la empresa logró un ahorro en la facturación de ₡519 160.00 y que este diseño satisface las necesidades energéticas de la empresa.

En la siguiente tabla se muestra un resumen rentable del caso 3.

Tabla 1. 3 Tabla de resumen del caso 3

<b>Tabla Resumen de datos para Caso 3</b>	
Cambio Dólar 16/9/18 <sup>1</sup>	\$580.28
Cargos Fijos	CRC 20,220.00
Interconexión Total	CRC 235,000.00
Tasa BN Eco Tecnología <sup>2</sup>	15.90%
Tasa Aumento Anual Aprox.	14.10%
Costo de Mantenimiento Aprox.	CRC 60,000.00
Inversión Inicial	
Paneles Solares	CRC 3,760,214.40
Inversor (5 años)	CRC 1,276,616.00
Estructura coplanar	CRC 1,235,996.40
<b>Total de Inversión Inicial</b>	<b>CRC 6,272,826.80</b>
Ahorro Anual sin cargos Fijos	CRC 519,160.00
Ahorro Anual	CRC 498,940.00
<p><b>Notas:</b> 1. El valor del cambio de dólar se toma de datos históricos del BN.  2. El valor de Tb BCCRR es igual a 5.85 para la fecha del 16/09/18.</p>	

Fuente: (Salas, 2018)

Pese a este caso rentable no se genera un ahorro durante el periodo de vida útil del sistema, ya que el costo del diseño es muy alto pues este diseño debe ser cambiado cada cinco años, por lo que se requiere realizar un gasto de ₡1 276 616.00 con un ahorro de 498 940.00, por lo que no se logra recuperar la inversión inicial.

Para el caso 4, igual que en el caso anterior, se valoró el uso de 24 paneles solares con una entrega de potencia total de 7 200 Watts, pero con la única diferencia de que en este caso se considera el uso de microinversor. Del análisis rentable en la siguiente tabla se muestra un resumen rentable del caso 4.

Tabla 1. 4 Tabla de resumen del caso 4

<b>Tabla Resumen de datos para Caso 4</b>	
<b>Cambio Dólar 16/9/18 <sup>1</sup></b>	<b>\$580.28</b>
<b>Cargos Fijos</b>	<b>CRC 20,220.00</b>
<b>Interconexión Total</b>	<b>CRC 235,000.00</b>
<b>Tasa BN Eco Tecnología <sup>2</sup></b>	<b>15.90%</b>
<b>Tasa Aumento Anual Aprox.</b>	<b>14.10%</b>
<b>Costo de Mantenimiento Aprox.</b>	<b>CRC 60,000.00</b>
<b>Inversión Inicial</b>	
Paneles Solares	CRC 3,760,214.40
Micro Inversor (5 años)	CRC 5,686,744.00
Estructura coplanar	CRC 411,998.80
<b>Total de Inversión Inicial</b>	<b>CRC 9,858,957.20</b>
<b>Ahorro Anual sin cargos Fijos</b>	<b>CRC 435,789.53</b>
<b>Ahorro Anual</b>	<b>CRC 415,569.53</b>
<b>Notas: 1.</b> El valor del cambio de dólar se toma de datos históricos del BN.	
<b>2.</b> El valor de Tb BCCRR es igual a 5.85 para la fecha del 16/09/18.	

Fuente: (Salas, 2018)

En la tabla se muestran datos similares a los del caso anterior. Se mantiene un ahorro anual similar y una misma cantidad de paneles solares dado que se tiene la misma configuración de paneles, pero se muestra una leve diferencia ya que se usa un microinversor por cada panel instalado (24 paneles).

En el análisis rentable de este caso 4 se determinó que no se logra un ahorro durante los años de vida útil del sistema, ya que el costo de la inversión inicial es muy alto y al usarse microinversores se eleva aun más el costo del sistema, porque los micro inversores se deben cambiar cada cinco años. Eso conlleva un gasto de 1 276 616.00 y genera un ahorro anual de 498 940.00, por lo que no se logra recuperar la inversión inicial.

Bajo el diseño del sistema de luminarias en la investigación se optó por utilizar la tecnología de iluminación LED; sin embargo, con esta tecnología de iluminación se encarece el proyecto; pero la vida útil de las luminarias es muy alta comparada con la iluminación convencional basada en tecnologías viejas,. También en el diseño se recomendó colocar los paneles fotovoltaicos en el techo del edificio.

#### **Caso N.º 4 Ing. Solano**

En su trabajo de graduación el autor Solano (2019) realizó un estudio financiero para la implementación de paneles solares en la empresa GAMBOA MATAMOROS, S.A ubicada en San Rafael de Escazú, en la provincia de San José, con el fin de reducir la facturación de energía eléctrica que consume dicha empresa.

Para este estudio el ingeniero Solano estableció tres propuestas de diseño. La primera es para satisfacer 100 % de la demanda de energía eléctrica. Como segundo escenario propuso satisfacer 100% de esa demanda de energía eléctrica haciendo uso del área efectiva disponible para la instalación de los módulos fotovoltaicos, y como tercera propuesta propone ocupar 100% del área disponible para la instalación de paneles solares de la empresa, que está disponible pero considerada bajo la norma MINAE N.º 39220 - Reglamentación de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, modelo de contratación medición neta sencilla.

Para cada una de las tres propuestas Solano tomó en cuenta hacer uso de microinversores e inversor central para cada uno de los escenarios.

Para la primera propuesta los cálculos realizados por el ingeniero Solano fueron de 338 paneles, pero con ese número de paneles se genera 56,78% de energía, por encima de la demanda de electricidad, por lo que aceptó recalcular el número de paneles. Finalmente, estableció que debe usar un total de 216 paneles, por lo que para la configuración con inversor central se deben usar tres inversores y para la configuración con microinversores se requieren 216 microinversores.

También cabe mencionar que para poder abastecer 100% de la demanda de energía eléctrica se necesita un área de 356.4 m<sup>2</sup> y el área afectiva disponible para módulos es de 316 m<sup>2</sup>, por lo que serán necesarios 50 m<sup>2</sup> más para poder satisfacer 100% de la demanda de energía eléctrica.

Dentro del análisis financiero de la primera propuesta con inversor central se realizó un estudio financiero a un plazo de 25 años, que es la vida útil del sistema. Para la instalación se estimó una inversión inicial de 31 270 354.63 colones costarricenses y un VAN de 90 360 885.67 colones

costarricenses y una TIR de 23%, según lo cual en el año 11 del proyecto se recupera la inversión inicial y en los siguientes años se reportaran ganancias.

Para los microinversores de la primera propuesta se debe realizar una inversión inicial de 40 300 472.63 colones costarricenses. El análisis financiero se realizó a un plazo de 25 años y se obtuvo un VAN de 90 902 648.18 colones costarricenses y una TIR de 20%, de manera que en el año 14 del proyecto se recupera la inversión inicial y en los siguientes años se reportarán ganancias.

Para el segundo escenario el Ing. Solano propuso montar 88 módulos dado que el área efectiva disponible tenía ciertas limitantes, por lo que esto provocará un déficit de energía eléctrica producida por los paneles. Esto porque la demanda del recinto es de 125 595 KWh/año y la potencia generada por los 88 paneles es de 60 110 KWh/año, por lo cual se genera un déficit de 65 485 KWh/año.

También cabe mencionar que para la configuración con inversor central fue necesario pensar en instalar dos inversores. Debido al dato anterior cada inversor tiene que controlar 44 módulos y, por otra parte, para el caso de los microinversores es necesario instalar 88 micro inversores.

Para el apartado del análisis financiero el proyecto con inversor central a un plazo de 25 años necesita de una inversión inicial de 19 832 645.63 colones costarricenses. Como resultado del análisis financiero se obtuvo un VAN de 47 417 747.80 colones costarricenses y una TIR de 21%, lo que da como resultado que la inversión inicial se recuperara en el año 13 y para los siguientes años se reportaran ganancias.

Para implementar la configuración del sistema fotovoltaico con microinversores es necesario realizar una inversión inicial de 22 179 268.63 colones costarricenses, a un plazo de 25 años. El VAN es de 47 778 922.81 colones costarricenses, con una TIR de 19%. La inversión se recupera en el año 14 y para los siguientes años restantes se reportarán ganancias.

Al final del estudio el ingeniero Solano dijo preferir el caso 2 con inversor central, dado que con este se obtiene la inversión inicial a partir de los 11 años, porque en los restantes de los 25 años de plazo se reportarán ganancias.

**N.º 5 Obando K.M.**

Como siguiente antecedente se estudió el trabajo de investigación de (Obando K. M., 2018), que como su proyecto de graduación analiza la posibilidad de instalar un sistema híbrido (eólico/solar) para la generación de energía eléctrica en un instituto de educación media en la zona de Belén de Carrillo, Guanacaste, Costa Rica.

Para realizar su investigación el ingeniero Obando acudió al Instituto Meteorológico Nacional a verificar si los datos de irradiación solar y de velocidad del viento de la zona en donde se ubica la escuela cuentan con las condiciones óptimas para una posible instalación del sistema híbrido. Una vez revisada dicha información prosiguió con los cálculos adecuados para determinar las dimensiones que deberá tener el sistema híbrido.

Para esta investigación el ingeniero Obando valoró tres propuestas de diseño las cuales consisten en implementar tres sistemas de generación eléctrica. La primera propuesta es para instalar una configuración híbrida (eólico/solar) conectada a la red eléctrica de la zona. Dicha propuesta tiene que cumplir con 100% de energía eléctrica anual que demanda el instituto, usando una configuración de inversor central. Para dicha propuesta la estimación de la cantidad de paneles fue de 147 módulos fotovoltaicos. Con ello se generarían 91 658.25 KWh/año, muy por encima de lo que se baja del sistema convencional de energía eléctrica, que es de 56 180.2 KWh/año. Según ese dato habría un excedente de energía eléctrica de 66%, dada esa situación Obando recalculó entonces el número de paneles y en esa ocasión el resultado fue de 77 paneles, pero al usar esta cantidad de módulos el arreglo iba a quedar con un déficit de generación eléctrica, ya que solo se estaba obteniendo 83,60% del 100% de la demanda de energía eléctrica de la institución. Por ello se decidió implementar en el sistema seis aerogeneradores para suplir 16,40% de la energía eléctrica faltante.

Cabe mencionar que para esta configuración fue necesario utilizar cinco inversores, por lo que de cuatro inversores cada uno contralará 15 paneles y el otro inversor controlara 14 paneles.

La segunda propuesta consiste en implementar un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica local, que cumpla con 100% de la energía eléctrica anual que demanda el instituto. A su vez esta propuesta estará compuesta por una configuración de inversor central.

En esta propuesta en primera instancia el ingeniero Obando decidió hacer uso de 147 módulos fotovoltaicos, dado que este número de módulos fue el resultado de los cálculos realizados por él, pero con este número de paneles se iban a generar 91 658.25 KWh/año, con un excedente de 66%, dado que lo que se necesita es satisfacer 55 186 KWh/año, por lo cual con el arreglo de paneles se irían a generar 55 590 KWh/año.

Con esa cantidad de paneles el sistema iba a generar un excedente mínimo el cual es tolerable ya que se podría almacenar en la red eléctrica local, con la única diferencia de que esta energía almacenada solo se podría usar 49% de la energía subida a la red eléctrica; esto por las leyes que rigen en este tipo de sistemas.

Para este arreglo, según los cálculos del ingeniero bando, se determinó que era necesario usar tres inversores en que dos de ellos estarían controlando 30 paneles y, finalmente, un tercer inversor controlaría 29 paneles, lo que da como resultado que este tipo de arreglo controla a 89 paneles en total.

Para la tercera propuesta se debe proceder igual que en la segunda, con la única diferencia de que esta tercera propuesta se implantaría con una configuración distinta, que consiste en sustituir el inversor central por unos microinversores los cuales estarían conectados a la salida de cada uno de los módulos fotovoltaicos.

Para este escenario el ingeniero Obando decidió usar 89 microinversores, uno por cada panel instalado.

La información del presente antecedente fue gran ayuda dado que se hicieron varios cálculos ejemplos para poder dimensionar el sistema que se está estudiando en la presente investigación.

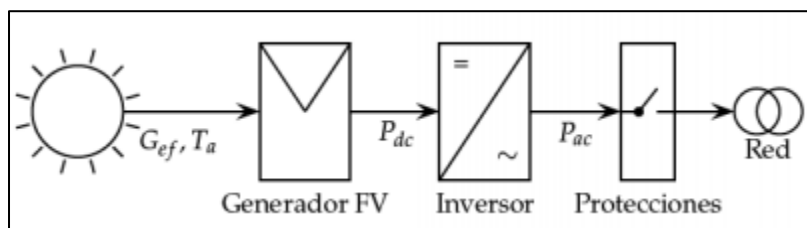
### Antecedentes internacionales.

En su libro los autores (Perpiñan Lamigueiro, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2012) se interesan en guiar e informar al lector cómo se deben diseñar e implementar los paneles solares, tomando en cuenta la seguridad y los elementos de protección de los equipos y personas. Mencionan los elementos que debe tener el sistema fotovoltaico. Para eso se describen y explican el uso y funcionamiento de las fotoceldas, los inversores y los sistemas fotovoltaicos de conexión a red (SFCR) para poder comprender su uso de una forma más clara. A su vez muestran diagramas y cálculos de la productividad de configuraciones de un SFCR.

Un sistema de paneles solares conectado a la red eléctrica comercial es un sistema que está configurado de tal manera que pueda producir energía eléctrica, para que luego esta energía pueda ser transferida a la red convencional de electricidad. Este sistema se compone de una serie de generadores fotovoltaicos, un inversor DC/AC y una serie de protecciones eléctricas.

La energía que produce el sistema será para el consumo local y la energía eléctrica que sobra será transferida a la red eléctrica comercial. La forma de retribuirle al dueño del SFCR es la de recibir ingresos por la energía total transferida a la red eléctrica comercial. Luego, si este sistema en algún momento no produce lo necesario para consumo eléctrico local, se baja electricidad de la red eléctrica convencional y se le cobra al dueño por la energía consumida por la red convencional.

Figura 1. 4 Diagrama de un SFCR



Fuente: (Perpiñan Lamigueiro, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2012)

También mencionan los autores los efectos que generan las sombras en los generadores fotovoltaicos.

Figura 1. 5 Ilustración de un sistema fotovoltaico de conexión a red en el suelo



Fuente: (Perpiñan Lamigueiro, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2012)

Este antecedente fue tomado como referencia ya que sirve como guía para el diseño de sistemas fotovoltaicos con conexión a la red.

Parte de este documento, según (Abella, 2001), es hacer una breve introducción al mundo de los paneles solares al explicar su funcionamiento y mostrar diferentes configuraciones, como los sistemas autónomos y los sistemas conectados a la red eléctrica. También menciona cómo se pueden aplicar el uso y las aplicaciones de sistemas fotovoltaicos como:

- Repetidores de microondas, radio, TV o telefonía móvil.
- Estaciones de telemetría.
- Radioteléfonos.

Sistemas de navegación:

- Señales para el ferrocarril.
- Boyas de señalización marítima.
- Sistemas de aproximación en aeropuertos.
- Plataformas petrolíferas.

Sistemas de protección catódica y sistemas de bombeo y trasiego de fluidos.

También se recalcan la importancia y la gran ventaja de los sistemas fotovoltaicos en zonas rurales, donde el acceso se dificulta por la geografía irregular o por extrema lejanía de los sistemas convencionales de generación eléctrica.

Una de las partes importantes que se mencionan en el documento son los componentes necesarios que contribuyen al funcionamiento idóneo de los generadores fotovoltaicos para llevar generar energía eléctrica, como son:

- Celdas de fotodiodos.
- Inversores.
- Convertidores DC/AC.
- Baterías (si fuera un sistema autónomo).

Este artículo se usó con el fin de recopilar información, de cómo puede ser utilizada la tecnología de sistemas fotovoltaicos que aprovechan la luz solar como recursos inagotables de energía.

Por otra parte, se menciona la importancia de los inversores cuando se usa la configuración de sistemas fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica.

También cabe mencionar que esta tecnología es muy adaptable ya que tiene capacidad para usarse en un gran número de campos.

Según (Marcos Sevil, 2001) para el presente antecedente de investigación tenía como prioridad hacer un estudio y luego desarrollar un proyecto con paneles solares que le permitieran aprovechar 18 KW de energía solar, para producir energía eléctrica mediante el uso de sistemas de paneles solares, para luego hacer la venta de la energía producida por los paneles solares y reducir la facturación eléctrica de su nuevo edificio.

Como dato importante de la investigación se muestran de forma detallada algunos aspectos y características del sol, como la vida total estimada. A su vez, se describe el funcionamiento de la

fotocelda cuando esta se encuentra en contacto con la irradiación solar, según lo cual el efecto fotovoltaico es la transformación de energía lumínica proveniente del sol en energía eléctrica. Una de sus explicaciones es la siguiente:

*“El efecto fotovoltaico se basa en el comportamiento de materiales semiconductores, los cuales, bajo ciertas circunstancias, son capaces de crear una fuerza electromotriz. Bajo el nombre de semiconductores se conocen un conjunto de sustancias, cuya resistividad está generalmente comprendida entre  $10^{-6}$  y  $10^8$   $m\Omega$ , que poseen ciertas propiedades características. Algunos semiconductores son elementos químicos puros, como por ejemplo el boro, silicio y el selenio, y otros son compuestos químicos, como el arseniuro de galio.*

*Al ponerse en contacto un cuerpo cristalino semiconductor de tipo N con otro de tipo P, se crea una unión P-N, la cual posee unas propiedades especiales.*

*Tanto los electrones en exceso del semiconductor N como los huecos del P tienden a difundir a través de la superficie común de separación, penetrando un poco al otro lado de dicha frontera. Como cada semiconductor es globalmente un cuerpo eléctricamente neutro, esta difusión de electrones y huecos, debida a la diferente concentración de unos y otros en cada lado de la superficie, hará que el semiconductor N se cargue positivamente y el P negativamente, estableciéndose así una diferencia de potencial de algunas décimas de voltio, la cual da lugar a un campo eléctrico que restablece el equilibrio, evitando que continúe el flujo de los portadores de carga.*

*Sin embargo, si incide luz sobre la zona de unión, los fotones de la misma liberarán electrones adicionales y al mismo tiempo dejarán huecos en su lugar. Estos pares electrón hueco, por efecto del campo eléctrico, adquieren movimiento (energía) y pueden ser recogidos mediante un conductor: aparece una corriente eléctrica. Por tanto, la energía eléctrica proviene de los fotones de la luz, por lo que la corriente cesa en cuanto ésta se suprime.” (Marcos Sevil, 2001)*

En un semiconductor expuesto a un haz de luz un pequeño fotón de energía que atrae a un electrón, que a su vez deja un hueco en el átomo, el electrón rápidamente encuentra otro hueco para luego ocupar ese espacio libre y la energía desprendida por el fotón se disipa en calor. La función principal de la célula fotovoltaica es que los electrones y huecos se muevan en dirección opuesta del material, fenómeno que producirá una diferencia de potencial y tensión entre las dos partes del material. Por eso se crea un campo eléctrico permanente por medio de una unión p-n entre dos capas

dopadas p-n. En palabras más sencillas la célula fotovoltaica permite la transformación de energía que proviene de la luz solar en energía eléctrica mediante un fenómeno conocido como efecto fotoeléctrico, hecho de un compuesto que presenta efecto fotoeléctrico, el cual consiste en absorber fotones de luz y emitir electrones cuando los electrones libres son capturados por huecos, y como resultado se obtiene una corriente eléctrica

El presente documento sirvió para comprender el funcionamiento de los paneles solares y conocer cómo convertir la energía solar en energía eléctrica.

## **Capítulo II: Marco teórico**

### **Historia de la energía fotovoltaica**

Según (García, 1999) ya se sabe que un sistema fotovoltaico se basa en la propiedad que tienen ciertos materiales de convertir la energía luminosa que reciben en energía eléctrica. A la energía luminosa incidente total por unidad de área se la denomina irradiación global  $G$  (a veces se emplea la palabra radiación como sinónima, aunque estrictamente hablando no lo es), y se mide en vatios-hora por metro cuadrado ( $\text{Wh/m}^2$ ). Normalmente la irradiación se refiere a un cierto periodo y así se habla, por ejemplo, de irradiación horaria, diaria o mensual, como la energía luminosa incidente por unidad de superficie en una hora, un día o un mes, respectivamente.

Debido a la naturaleza aleatoria de la energía solar no se puede determinar con exactitud la radiación que llegará a la superficie terrestre en el lugar de la instalación. Hay que conformarse con trabajar con datos estadísticos basados en la “historia solar” del lugar, datos normalmente recogidos en las estaciones meteorológicas, y también en tablas y bases de datos.

### **Energía e irradiación solar**

Según (Marcos Sevil, 2001) es la estrella más próxima a la tierra, de la cual se halla separada por una distancia media de 149.600.000 km. Es la única estrella que puede estudiarse con detalle. El Sol es una estrella típica: su masa, brillo y composición están dentro de los límites normales. Posee un diámetro medio de 1.392.000 km. (109 veces el de la tierra) y una masa 333.000 veces mayor que la de nuestro planeta. La densidad media solar es de 1,41 g/cc. El Sol gira sobre sí mismo con un período que varía de 26,9 días en la zona ecuatorial a 31,1 días en las zonas polares. Efectúa también un movimiento de rotación alrededor de nuestra galaxia, con una velocidad orbital de 240 km./s. El elemento más abundante en el Sol es el hidrógeno, seguido por el helio. Del estudio de las radiaciones recibidas se deduce la temperatura efectiva del Sol (la que tendría una esfera de igual tamaño que radiase, de acuerdo con las leyes del cuerpo negro, la misma energía que el Sol), la cual resulta ser de 5.700 °K. La temperatura real de la superficie es de 4.200 °C, mientras que la del núcleo llega hasta los 15 millones de grados. Esta energía fluye hacia otras capas del Sol, al espacio y hacia nuestro planeta por medio de fenómenos llamados de convección y radiación.

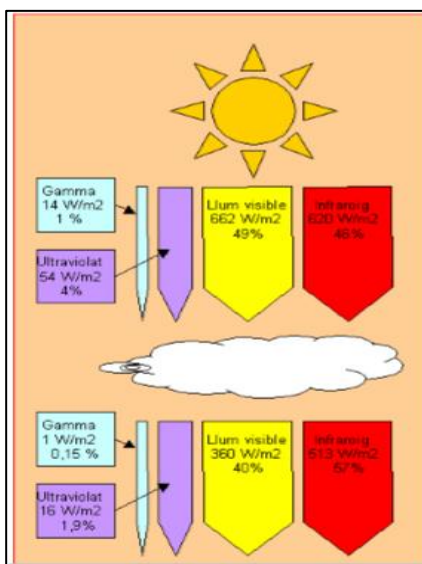
La futura evolución del Sol se espera que sea la de una estrella normal: cuando se termine el hidrógeno empezarán nuevas reacciones nucleares que consumirán helio y átomos más pesados. Al cambiar su composición el Sol aumentará su tamaño y luminosidad y se volverá una estrella gigante y roja. Se calcula que esto ocurrirá dentro de 109 años. Cuando el combustible se haya terminado, el Sol se transformará en una enana blanca y se apagará. La vida total del Sol se estima en  $110^{10}$  años.

### **Efecto de la atmosfera**

Según (Marcos Sevil, 2001) la radiación por la que atraviesa nuestra atmósfera no es toda la recibida, pues una parte considerable rebota debido a la reflexión atmosférica y vuelve al espacio. La atmósfera supone un obstáculo al libre paso de la radiación mediante diversos efectos, entre los que cabe destacar la reflexión en la parte superior de la nube y la absorción parcial por las diferentes moléculas del aire atmosférico. Este último fenómeno hace que la intensidad que llega a la superficie, aun en días despejados y con atmósfera muy limpia, sea como máximo de unos 1000 W/m<sup>2</sup>. Parte de radiación por la que atraviesa en la atmósfera es difundida y absorbida, es la radiación difusa, y el resto es la radiación directa.

También es preciso tener en cuenta que, a pesar de los rayos solares en línea recta, al llegar a las capas atmosféricas los fotones y chocar con las moléculas y el polvo en suspensión, sufren difusiones y dispersiones que se traducen en cambios bruscos de dirección. Aunque esta luz difundida finalmente llega también a la superficie, al haber cambiado muchas veces de dirección a medida que ha atravesado la atmósfera, lo hace, no como si procediese directamente del disco solar, sino de toda la bóveda celeste. Esta radiación es conocida con el nombre de **difusa**, en contraposición a la radiación directa, que es aquella que alcanza la superficie manteniendo la línea recta desde el disco solar. La suma de las radiaciones **directa** y **difusa** es la radiación total, que es la que nos interesa a efectos energéticos. La radiación **difusa** hace que un cuerpo siempre esté recibiendo una cierta cantidad de energía por todas sus partes, incluso por las que no recibe la luz del Sol directamente. Véase en la figura 1

Figura 1. 6 Imagen que ilustra los efectos que se originan en la atmosfera debido a la luz solar



Fuente: (Marcos Sevil, 2001)

Aunque en un día despejado la radiación directa es mucho mayor que la difusa, esta última será, evidentemente, la única forma posible de radiación en los días cubiertos, filtrándose más o menos homogéneamente por toda la bóveda celeste a través de la capa nubosa. La radiación difusa supone aproximadamente un tercio de la radiación total que se recibe a lo largo del año. Ver la siguiente tabla.

Tabla 1. 5 Radiación global dependiendo de las condiciones climatológicas

Condiciones climatológicas	Radicación Global	Radicación difusa
Cielo claro	600 - 1000 W/m <sup>2</sup>	10 - 20%
Cielo parcialmente nublado	200 - 400 W/m <sup>2</sup>	20 - 80%
Cielo totalmente nublado	50 - 100 W/m <sup>2</sup>	80 - 100%

Fuente: (Marcos Sevil, 2001)

Según (Marcos Sevil, 2001) en cuanto a su disposición energética hay que tener en cuenta que casi 40% de la radiación que alcanza la superficie lo hace, no en forma de luz visible sino como radiación infrarroja.

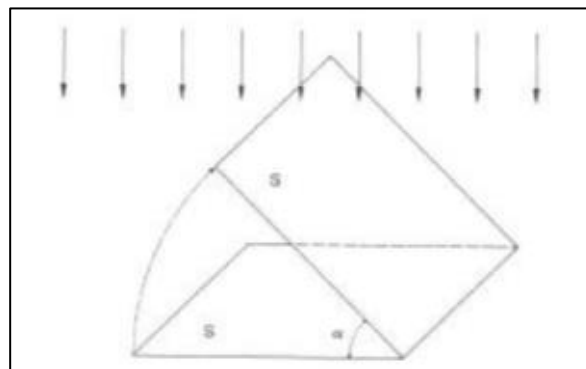
### Irradiación sobre una superficie

Según (Marcos Sevil, 2001), irradiación  $E$  es la cantidad de energía radiante que llega a una superficie determinada en un tiempo determinado. Se trata pues de una medida de la energía incidente sobre dicha superficie, expresándose en cualesquiera de las unidades habituales usadas para medir la energía. No hay que confundir este término con el de intensidad radiante  $I$ , en algunos textos también denominada irradiancia, que es la energía incidente por unidad de tiempo y de superficie:

$$I = \frac{E}{ST} \quad (1)$$

La cantidad de energía debida a la radiación directa que una superficie expuesta a los rayos solares puede interceptar dependerá del ángulo formado por los rayos y la superficie en cuestión. Si la superficie es perpendicular a los rayos este valor es máximo, disminuyendo a medida que lo hace dicho ángulo. Véase esto en la figura 2.

Figura 1. 7 Diagrama de irradiación sobre una superficie



Fuente: (Marcos Sevil, 2001).

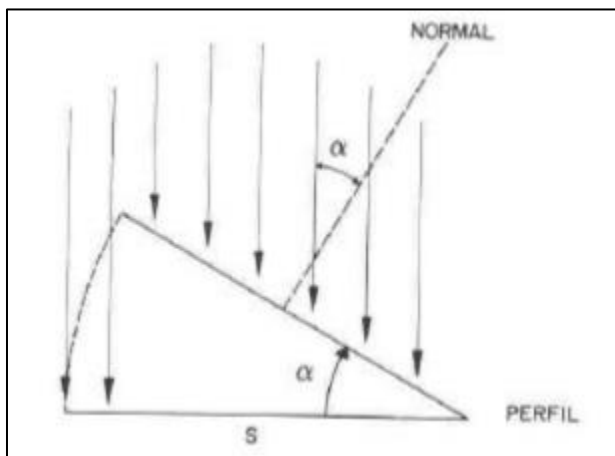
Es evidente que la intensidad sobre la superficie varía en la misma proporción que lo hace la energía  $E$ , por lo que, si llamamos  $I'D$  a la intensidad directa sobre la superficie inclinada, e  $ID$  a la intensidad directa sobre la horizontal, obtenemos:

$$I'D = ID \cos \alpha \quad (2)$$

Este efecto de inclinación es la causa por la que los rayos solares calientan mucho más al mediodía que en las primeras horas de la mañana, ya que en estos últimos casos el ángulo que forma el rayo con la normal a la superficie es grande y, por tanto, el factor  $\cos \alpha$  hace que la intensidad sea pequeña.

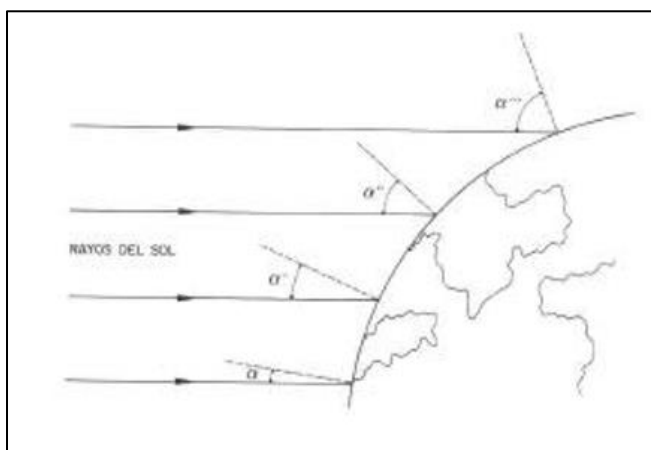
La diferente inclinación de los rayos solares es, asimismo, la causa por la que las regiones de latitudes altas (más cercanas a los polos) reciban mucha menos energía que las más cercanas al ecuador. Véase esto en las figuras 3,4,5.

Figura 1. 8 Diagrama de la dirección de los rayos solares



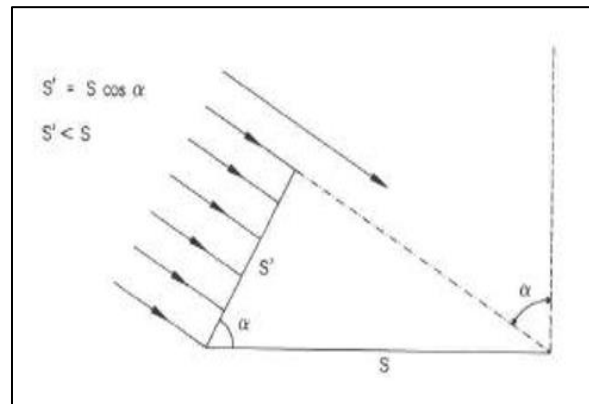
Fuente: (Marcos Sevil, 2001).

Figura 1. 9 Diagrama de dirección de los rayos solares.



Fuente: (Marcos Sevil, 2001).

Figura 1. 10 Diagrama de dirección de los rayos solares.



Fuente: (Marcos Sevil, 2001).

Desde el punto de vista del aprovechamiento de la energía solar, si tenemos una placa como cuerpo negro a determinada inclinación sobre la horizontal, esta absorberá radiación difusa, directa y también la reflejada.

Una medida de la energía procedente del Sol que se recibe fuera de la atmósfera terrestre sobre la unidad de superficie perpendicular a la dirección de los rayos solares se denomina constante solar  $B_0=1367 \text{ W/m}^2$ . No obstante, este valor se ve ligeramente afectado por el movimiento de la tierra en torno al sol, así como por el efecto de la atmósfera terrestre. Para especificar la radiación solar incidente en la superficie de la Tierra se definen los siguientes conceptos:

### **Irradiancia**

Según (Abella, 2001). Es la densidad de potencia incidente por unidad de superficie, medida en  $\text{W/m}^2$ . La irradiancia máxima del sol en la superficie de la tierra es aproximadamente del orden de  $1000 \text{ W/m}^2$ . La irradiancia varía diariamente por efecto de la rotación de la tierra hasta alcanzar su valor máximo en días despejados a mediodía solar. También varía estacionalmente.

### **Irradiación**

Según (Abella, 2001). Es la energía incidente por unidad de superficie en un determinado período y se mide en  $\text{kWh/m}^2$ . (Aunque la irradiancia y la irradiación son magnitudes físicas distintas coinciden numéricamente cuando la unidad de tiempo es la hora). Es habitual medir la irradiación

sobre un plano horizontal (por motivos de convenio internacional). Su valor anual varía en función de la latitud del lugar, groseramente desde los 800 kWh/m<sup>2</sup> en Escandinavia hasta los 2500 kWh/m<sup>2</sup> en algunas zonas desérticas. La variación estacional (de enero a diciembre) puede variar entre 25% para latitudes cercanas al ecuador hasta un factor 10 en lugares con latitudes elevadas (hacia el norte o sur del ecuador).

**Radiación directa.** Es la radiación proveniente directamente del disco solar.

**Radiación difusa.** Corresponde a la radiación solar dispersada por los diferentes componentes de la atmósfera.

### **Radiación reflejada**

Citado según (Abella, 2001). Es la radiación reflejada por el suelo (albedo).

### **Radiación global**

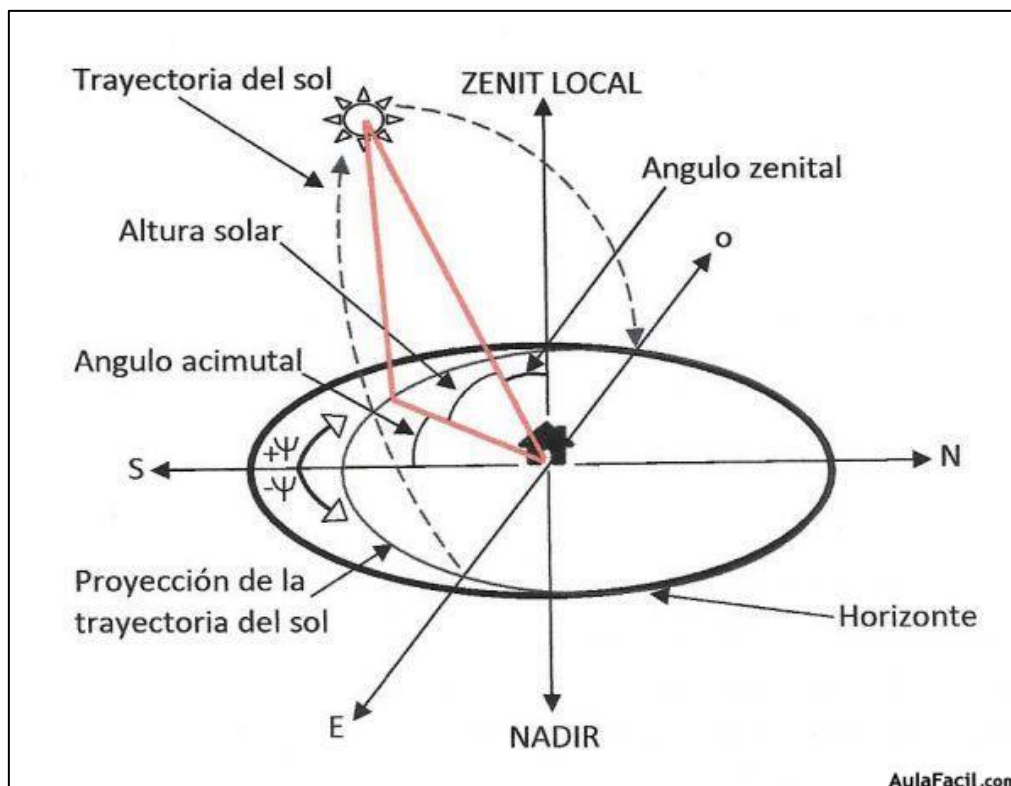
Según (Abella, 2001). Es el resultado de la suma de todas ellas (cuando la medida de la radiación se realiza sobre una superficie horizontal no se tiene en cuenta la reflejada, en este caso a la suma de la directa, y la difusa se la denomina radiación global).

Habitualmente, la radiación directa se suele representar mediante la letra B (o I), la difusa mediante la letra D, la reflejada por la letra R y la global por la letra G.  $G=B+D+R$  (Abella, 2001).

### **Trayectoria del sol**

Según (Trippi, s.f). Un sistema de coordenadas permite conocer la trayectoria del sol. Es una línea vertical imaginaria desde nuestro lugar que atraviesa la masa terrestre. Es llamada zenit (o cenit, dirección hacia arriba) y nadir, hacia abajo.

Figura 1. 11 Diagrama de ángulos y altura en la trayectoria del sol



Fuente: (Trippi, s.f)

El ángulo cenital está formado por la vertical del lugar en donde nos encontremos y por la dirección hacia el sol.

La altura o elevación solar corresponde al ángulo con el que vemos el sol y la horizontal formada por el suelo.

Ángulo azimut o acimutal. El que está sobre la superficie terrestre desde la línea imaginaria norte ( $0^\circ$ ), en sentido de las agujas del reloj hasta la línea vertical de la posición del sol proyectada a la superficie terrestre (dirección sur en el hemisferio norte y viceversa).

Para poder sacar los cálculos de la posición del sol en todo momento se considerarán latitudes con signos positivos (+) al hemisferio norte y con signos negativos (-) al hemisferio sur, conociendo primero la latitud del lugar en donde se está.

A la dirección a donde cae la radiación solar se le conoce como incidencia solar. Esta puede ser directa o estar reflejada (o difusa) en diferentes objetos, incluida la tierra (suelo).

### Recapitulando

La posición del sol a un punto determinado sobre la superficie terrestre será variable dependiendo del día, de la hora y de la época del año, y se determinará por dos ángulos, el de elevación y el azimut.

### **Orientación de los paneles**

Según (Esquivel Chinchilla , 2017). La orientación más adecuada será la de colocar los módulos hacia el sur geográfico. Para determinar de forma exacta esta posición se puede utilizar una brújula.

También hay que evitar siempre que edificios o árboles de la zona hagan sombras encima de los paneles a lo largo del día. Antes de colocar los paneles se debe tener en cuenta esta medida para no tener sorpresas después de su instalación.

La mejor época para ver si hay sombras será en invierno, ya que las sombras serán más alargadas en invierno que en verano a causa de la poca altura del sol. Así, pues, si en invierno no hay sombras no deberá haberlas tampoco durante el resto del año.

En zonas de montaña en donde sean frecuentes las nevadas será importante aprovechar las fuertes pendientes del tejado que beneficiarán, por un lado, por su ángulo de inclinación propicio para invierno, y, por el otro lado, porque permitirán que caiga la nieve y que no se acumule encima de los paneles solares.

Hay que remarcar también que en algunas viviendas y casas de campo por motivos estéticos se prefiera colocar los paneles con la misma inclinación que el tejado. En España los tejados suelen tener inclinaciones de 20 a 35 grados y, aunque se pierda un poco de rendimiento, se puede ahorrar en los costos de la estructura solar al colocar una estructura de tipo coplanar, las cuales son más

económicas y se integran completamente en el ambiente. En estos casos se puede compensar la inclinación instalando una placa más, con lo que se solucionaría el problema.

### **Método de inclinación óptima**

Según (Esquivel Chinchilla , 2017). (Ingelibre, 2014). La siguiente fórmula expresa la inclinación óptima anual para conseguir la mayor radiación solar anual posible sobre un captador solar estático. Está basada en el análisis estadístico de la radiación solar anual sobre superficies con 28 diferentes inclinaciones y situadas en lugares de diferentes latitudes, por lo que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar:

$$\beta = |\phi| + 10^\circ$$

Donde  $\beta$  es ángulo óptimo en grados y  $\phi$  es la latitud positiva en grados.

#### Criterios técnicos

Dependiendo de la zona y de la climatología a veces no se pueden aplicar criterios de máxima captación posible para determinar la inclinación. En lugares con nevadas frecuentes se requieren inclinaciones cercanas a  $90^\circ$  para evitar acumulaciones sobre la superficie del generador.

En zonas desérticas, para evitar la acumulación de arena sobre la superficie la inclinación mínima debe ser de  $45^\circ$ , y en regiones lluviosas tropicales hace falta una inclinación mínima de  $30^\circ$

### **Estructura de anclaje a techo**

Según (Galt Energy, 2020). Siempre que se habla de paneles solares se describen los beneficios como el gran ahorro en el recibo de luz y el apoyo ecológico para el planeta, pero pocas veces se habla de lo técnico, que es muy importante en el proceso de cambio de energía.

Para instalar paneles solares en su casa u oficina se necesita utilizar bases que sostengan al sistema de energía solar.

Estas estructuras deben ser dimensionadas de forma que sean capaces de soportar las cargas que puedan aparecer y transmitir las eficazmente a la estructura del panel.

Debido a que los paneles son instalados en el exterior deben ser capaces de soportar lluvia y vientos fuertes, entre otras cosas. Por eso se debe escoger un instalador que ofrezca buenos anclajes para garantizar que los paneles estén bien asegurados en donde vayan a ser instalados.

Para fijar la instalación se tienen dos opciones: anclar las bases al techo de su propiedad con expansores o colocar bases de concreto hidráulico que sostengan el sistema.

### **La conversión eléctrica**

Según (Marcos Sevil, 2001). El efecto fotovoltaico es la conversión de la energía lumínica proveniente del sol en energía eléctrica.

El efecto fotovoltaico se basa en el comportamiento de materiales semiconductores los cuales bajo ciertas circunstancias son capaces de crear una fuerza electromotriz. Bajo el nombre de semiconductores se conoce a un conjunto de sustancias cuya resistividad está generalmente comprendida entre  $10^{-6}$  y  $10^8 \Omega\text{m}$ , que poseen ciertas propiedades características. Algunos semiconductores son elementos químicos puros, como por ejemplo el boro, el silicio y el selenio, y otros son compuestos químicos, como el arseniuro de galio.

Al ponerse en contacto con un cuerpo cristalino semiconductor de tipo N con otro de tipo P se crea una unión P-N, la cual posee unas propiedades especiales.

Tanto los electrones en exceso del semiconductor N, como los huecos del P- tienden a difundirse a través de la superficie común de separación y penetran un poco al otro lado de dicha frontera. Como cada semiconductor es globalmente un cuerpo eléctricamente neutro esta difusión de electrones y huecos, debida a la diferente concentración de unos y otros en cada lado de la superficie, hará que el semiconductor N se cargue positivamente y el P negativamente, y se establece así una diferencia de potencial de algunas décimas de voltio, la cual da lugar a un campo eléctrico que restablece el equilibrio y se evita así que continúe el flujo de los portadores de carga.

Sin embargo, si incide luz sobre la zona de unión los fotones de la misma liberarán electrones adicionales y al mismo tiempo dejarán huecos en su lugar. Estos pares de electrón hueco por efecto del campo eléctrico adquieren movimiento (energía) y pueden ser recogidos mediante un conductor:

aparece una corriente eléctrica. Por tanto, la energía eléctrica proviene de los fotones de la luz, por lo que la corriente cesa en cuanto esta se suprime.

El rendimiento de la transformación fotovoltaica de las células varía según el tipo de material utilizado. Así, mientras que las células de silicio monocristalino consiguen rendimientos cercanos a 17%, las de silicio policristalino y amorfo proporcionan rendimientos más limitados, del orden de 12% y 6%, respectivamente.

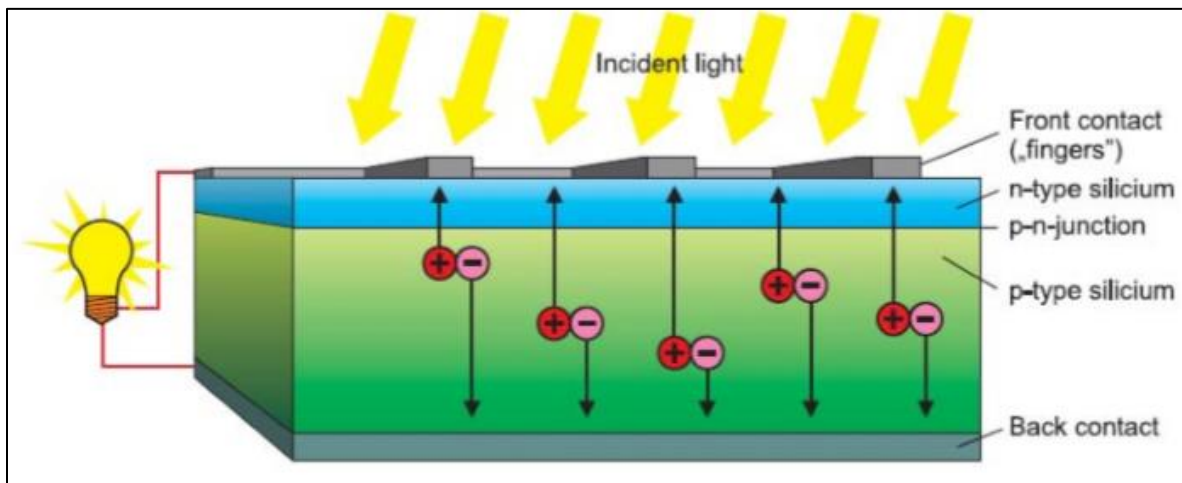
En lo referente a la potencia que proporcionan los sistemas fotovoltaicos, una misma célula proporciona valores diferentes al variar la intensidad de radiación que recibe. Por este motivo normalmente la potencia nominal de las células se mide en watt-pico (Wp), que es la potencia que puede proporcionar la célula con una intensidad de radiación constante de 1000 W/m<sup>2</sup> y una temperatura de la célula de 25°C.

Para obtener potencias utilizables para aparatos de media potencia hace falta unir un cierto número de células con la finalidad de conseguir la tensión y la corriente requeridas. La unidad básica de las instalaciones fotovoltaicas es la placa fotovoltaica, que contiene entre 20 y 40 células solares. Estas placas se conectan entre ellas en serie o en paralelo, o en ambas formas, para conseguir el voltaje demandado.

### **Funcionamiento del sistema fotovoltaico**

Según (Hulshorst & Criado, s.f). Los sistemas fotovoltaicos (FV) convierten la luz solar directamente en electricidad mediante el uso de lo que es conocido como “células solares”. Una célula solar está hecha de material semiconductor dispuesto en dos capas: P y N (ver la figura 6). Cuando la radiación del sol incide en la célula fotovoltaica en forma de luz solar la línea de separación entre P y N actúa como un diodo. Los fotones con suficiente energía que inciden en la célula provocan que los electrones pasen de la capa P a la capa N. Un exceso de electrones se acumula en el lado N, mientras que en el lado P se produce un déficit. La diferencia entre la cantidad de electrones es la diferencia de potencial o voltaje, que puede ser usado como una fuente de energía. Con tal de que la luz siga incidiendo en el panel, la diferencia de potencial se mantiene, incluso en días nublados, debido a la radiación difusa de luz. (Hulshorst & Criado, s.f)

Figura 1. 12 Esquema del proceso en una célula fotovoltaica



Fuente: (Hulshorst & Criado, s.f)

La cantidad de energía eléctrica que un sistema fotovoltaico produce depende principalmente de dos factores:

- la cantidad de luz solar incidente.
- la eficiencia del sistema fotovoltaico para convertir esa luz en electricidad

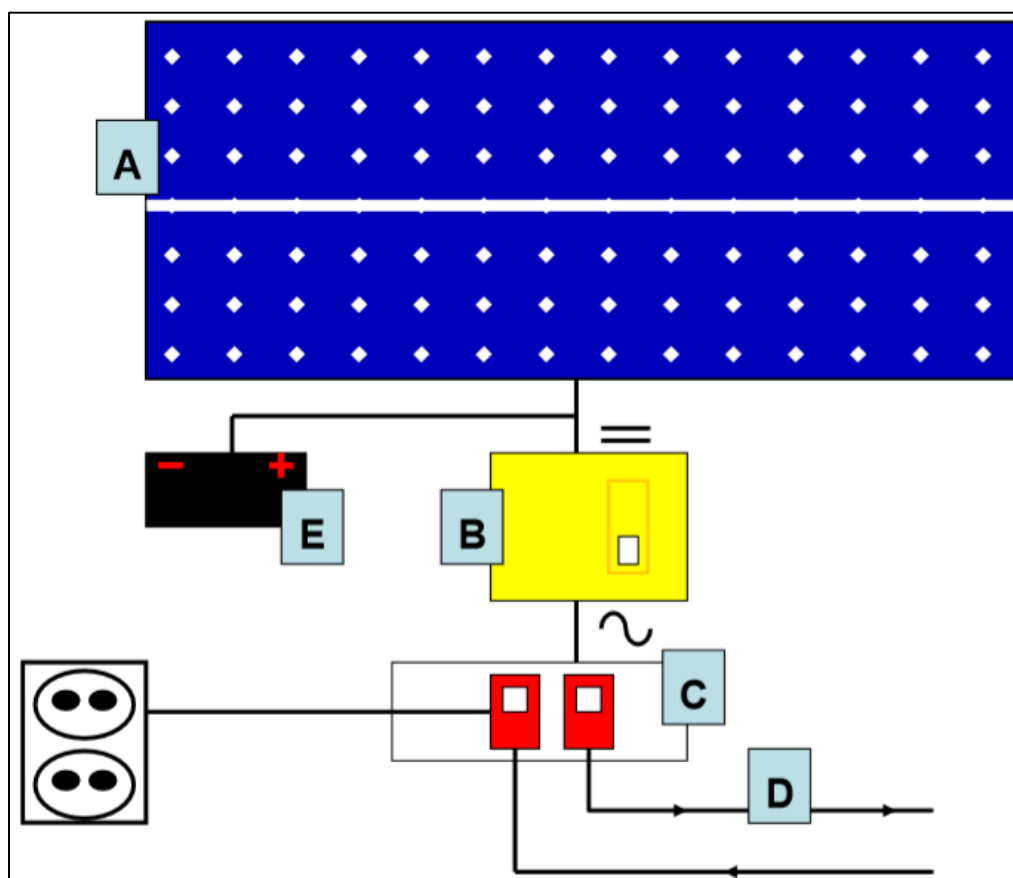
El rendimiento de un panel está especificado conforme a normas (principalmente la IEC 61215). Las condiciones de ensayo son para una potencia luminosa de 1 KW/m<sup>2</sup> y una temperatura de la célula de 25 0C. La eficiencia de una placa fotovoltaica de silicio cristalino disminuye 0,5 % por cada grado Celsius por encima de la temperatura estándar de 25 0C. Se requiere una ventilación adecuada en la parte trasera de los módulos. A la hora de determinar el emplazamiento de los módulos la exposición al viento u otras corrientes de refrigeración es una consideración importante. Los especialistas en el campo de la energía fotovoltaica no expresan la potencia instalada de un sistema en vatios (W), sino en vatios-pico (Wp). (Hulshorst & Criado, s.f)

Existen también sistemas FV que se encuentran integrados a la edificación (BIPV). En este caso las instalaciones FV son parte de la infraestructura existente, o están integradas a la estructura construida de la residencia, oficina o edificio industrial. Los sistemas FV montados en el tejado, por ejemplo, son considerados una aplicación integrada en el edificio. En muchas aplicaciones la energía eléctrica generada a partir de energía solar se inyecta en la red interna del edificio. (Hulshorst & Criado, s.f).

## Sistema fotovoltaico

Según (Hulshorst & Criado, s.f). Los tres componentes principales de un sistema FV (véase la figura 7) son las células fotovoltaicas y paneles (A), el inversor (B) y el contador que registra la cantidad de energía producida(C). Para sistemas FV sin conexión a la red (D) –también llamados sistemas FV autónomos- las baterías (E) son también un componente necesario.

Figura 1. 13 Descripción general de un sistema fotovoltaico.



Fuente: (Hulshorst & Criado, s.f)

## Células fotovoltaicas

Según (Hulshorst & Criado, s.f). Normalmente, las células fotovoltaicas se fabrican a partir de silicio monocristalino o policristalino. La eficiencia de las células monocristalinas es significativamente mayor que aquellas de silicio multicristalino o policristalino. El silicio monocristalino se produce a partir de lingotes de un único cristal, mientras que la fabricación del

multicristalino comienza con la fusión del material, seguida de un proceso de solidificación con una determinada orientación de la estructura cristalina, lo que da lugar a bloques multicristalinos.

Tabla 1. 6 Compuestos de una célula fotovoltaica.

Tecnología	Película delgada		Oblea cristalina	
	Silicio amorfo	Diseleniuro de Indio y Cobre (CIS)	Multicristalina	Monocristalina
Eficiencia del módulo	6-7%	10-11%	12-14%	13-15%
Área requerida por kWp	15 m <sup>2</sup>	10 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>

Fuente: (Hulshorst & Criado, s.f)

Para fabricar células FV los lingotes de silicio o los bloques son cortados en delgadas láminas. Típicamente, las células cristalinas miden 10x10 o 12.5x12.5 cm<sup>2</sup>. El color de una célula de silicio multicristalina es el llamado “Steel blue” (un tono de azul que parece de acero), mientras que el silicio monocristalino es de color antracita. Encima de las células se instala una pantalla de conductores de aluminio.

### **Paneles fotovoltaicos.**

Según (Perpiñan Lamigueiro, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2012). Un módulo fotovoltaico es una asociación de células a las que protege físicamente de la intemperie y aísla eléctricamente del exterior, lo que da rigidez mecánica al conjunto.

Existen multitud de módulos diferentes, tanto por su configuración eléctrica como por sus características estructurales y estéticas. En general, la asociación de células es encapsulada en dos capas de EVA (etileno-vinilo-acetato), entre una lámina frontal de vidrio y una capa posterior de un polímero termoplástico (frecuentemente se emplea el tedlar) u otra lámina de cristal cuando se desea obtener módulos con algún grado de transparencia. Muy frecuentemente este conjunto es enmarcado

en una estructura de aluminio anodizado con el objetivo de aumentar la resistencia mecánica del conjunto y facilitar el anclaje del módulo a las estructuras de soporte.

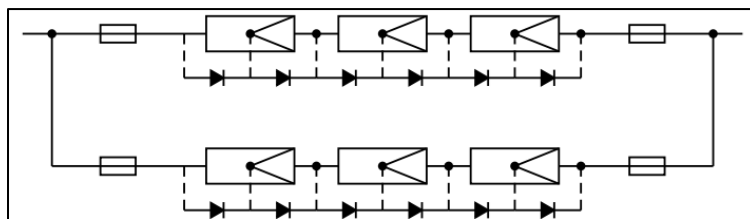
El vidrio frontal debe tener y mantener una alta transmisividad en la banda espectral en la que trabajan las células solares. Además, debe tener buena resistencia al impacto y a la abrasión. Su superficie debe ser de forma que combine un buen comportamiento antirreflexivo con la ausencia de bordes o desniveles que faciliten la acumulación de suciedad o dificulten la limpieza de esta mediante la acción combinada del viento y la lluvia. Frecuentemente se emplea vidrio templado con bajo contenido de hierro con algún tipo de tratamiento antirreflexivo.

El encapsulante a base de EVA, combinado con un tratamiento en vacío y las capas frontal y posterior, evita la entrada de humedad en el módulo, señalada como la causa principal de la degradación en el largo plazo de módulos fotovoltaicos. Además, esta combinación permite obtener altos niveles de aislamiento eléctrico.

### Generador fotovoltaico

Según (Perpiñan Lamigueiro, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2012). Un generador fotovoltaico es una asociación eléctrica de módulos fotovoltaicos para adaptarse a las condiciones de funcionamiento de una aplicación determinada. Se compone de un total de  $N_p * N_s$  módulos, en que  $N_p$  es el número de ramas y  $N_s$  el número de módulos en cada serie. El número de ramas define la corriente total del generador,  $I_g = N_p * I_m$ , y el número de módulos por serie define la tensión del generador,  $V_g = N_s * V_m$ . La figura 8 muestra un generador fotovoltaico compuesto por dos ramas de tres módulos en serie.

Figura 1. 14 Esquema de un generador FV compuesto por dos ramas de tres módulos en serie



Fuente: (Perpiñan Lamigueiro, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2012)

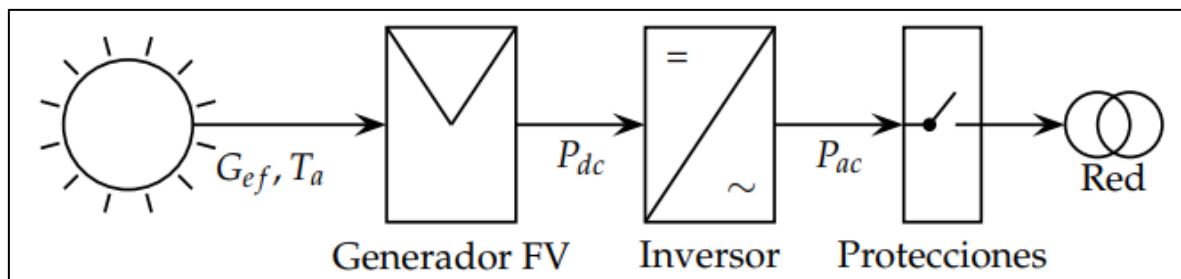
### Definición de SFCR

Según (Perpiñan Lamigueiro, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2012). Un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) es un sistema cuya función es producir energía eléctrica en condiciones adecuadas para que pueda ser inyectada en la red convencional.

Como se muestra en la figura 9 un SFCR se compone del generador fotovoltaico, un inversor DC/AC y un conjunto de protecciones eléctricas.

La energía producida por este sistema será consumida parcial o totalmente en las cercanías y la energía sobrante será inyectada en la red para su distribución a otros puntos de consumo. Es común que existan mecanismos de retribución económica que compensan al propietario del sistema por la energía que su sistema intercambia con la red.

Figura 1. 15 Esquema de un SFCR.



Fuente: (Perpiñan Lamigueiro, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2012)

### Diferencias de un SFCR sobre el suelo y en edificación

Según (Perpiñan Lamigueiro, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2012). Tradicionalmente se distingue entre SFCRs instalados sobre suelo y en edificación. Dentro de los instalados sobre suelo existen los sistemas estáticos, con una inclinación y orientación fija, y los sistemas de seguimiento, que varían la posición del generador a lo largo del día y año para maximizar la radiación efectiva incidente. En los instalados sobre edificación es frecuente diferenciar los sistemas según el grado de integración del sistema con el edificio

### SFCR sobre suelo

Según (Perpiñan Lamigueiro, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2012). El diseño de un SFCR sobre suelo tiene como objetivo maximizar la producción energética anual del sistema con el menor

coste y la menor ocupación de terreno posibles. Como primera clasificación se distingue entre los sistemas estáticos, aquellos cuya inclinación y orientación permanecen inalterables, y los sistemas de seguimiento.

El fundamento de los sistemas de seguimiento es doble: en primer lugar, la radiación incidente aumenta al seguir al sol; además, las pérdidas por reflexión disminuyen si el apuntamiento al sol mejora. Por tanto, el objetivo de estos sistemas es reducir el ángulo formado entre la línea que une el generador con el sol y la perpendicular al plano del módulo, y así apuntar al sol a lo largo de su movimiento celeste. Las diferentes técnicas de seguimiento buscan concretar ese objetivo general sacrificando un apuntamiento perfecto en aras de conseguir sistemas estructurales más económicos y mejores aprovechamientos del terreno. Así, el mejor método de seguimiento desde la perspectiva de la producción eléctrica es el denominado a doble eje, que consigue apuntar al sol con precisión a lo largo de todo su recorrido. En el siguiente puesto de los que optimizan la producción destaca el seguimiento acimutal, que sacrifica un movimiento (inclinación del generador) para conseguir sistemas más económicos. El método consiste en girar de este a oeste sobre un eje vertical. Su uso está decreciendo en comparación con el método de doble eje. Otro planteamiento diferente es el utilizado por el seguimiento polar. El único eje sobre el que se produce el giro está inclinado de forma paralela al eje de rotación de la Tierra, con lo cual se consigue que el generador aparezca al Sol como perpendicular a sus rayos durante gran parte del recorrido. No obstante, las complicaciones estructurales y de giro, y la dificultad de su implantación en grandes plantas han provocado que su uso sea ocasional. Por último, se debe mencionar el método de seguimiento horizontal con eje nortesur. Sus ventajas son la sencillez y la estabilidad estructural (el eje es horizontal y paralelo al terreno, con tantos puntos de apoyo como se consideren necesarios), la facilidad de motorización, así como el mejor aprovechamiento del terreno en relación con un sistema de doble eje.

El mejor aprovechamiento de terreno depende directamente del porcentaje de radiación que quedará sombreada por los seguidores cercanos, lo que se conoce como sombras mutuas. En general, cuanto más exacto es el método de seguimiento menos eficiente es su aprovechamiento de terreno: para un mismo valor de radiación sombreada, la separación entre seguidores aumenta en sistemas que apuntan mejor. De ahí que los sistemas estáticos sean la opción preferida cuando el terreno disponible sea limitado y se desee alcanzar una potencia instalada determinada (por ejemplo, para

aprovechar toda la capacidad que ofrece el punto de conexión concedido) o limitar la inversión económica a costa de reducir la productividad del sistema.

Recordando que en un SFCR sobre suelo el objetivo es obtener el menor costo de la energía producida durante su vida útil con la menor ocupación de terreno posible, el diseñador debe configurar el generador (principalmente su tamaño y el tipo de seguimiento) teniendo en cuenta al menos tres factores:

- La inversión económica que es posible realizar, relacionada principalmente con la potencia del generador y con el tipo de seguimiento empleado.
- El rendimiento económico deseado, relacionado con la energía producida por el sistema y, por tanto, con el modo de seguimiento empleado y con la radiación disponible.
- La ocupación de terreno relacionada con el modo de seguimiento empleado.

Es ciertamente difícil formular recomendaciones de aplicación universal. Por ejemplo, los sistemas de seguimiento han proliferado en España en los últimos años. Sin embargo, debido a un contexto reciente de bajos precios de módulos ya no son la opción más frecuente: la mayor productividad ofrecida ya no supera tan ampliamente sus contraprestaciones de mayor ocupación de terreno y, principalmente, mayor inversión.

Los sistemas instalados sobre suelo frecuentemente superan la potencia de 100 kW, y en varios casos superan los 50 MW, y, por tanto, suelen contar con una instalación de evacuación en media tensión. En este tipo de SFCR una proporción importante del trabajo de ingeniería se dedica al diseño del sistema de interconexión de los módulos para formar el generador, el sistema eléctrico que conecta el generador con los equipos inversores, el sistema de evacuación a red de la energía producida y la red de tierras.

### **SFCR en edificación**

Según (Perpiñan Lamigueiro, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2012). El diseño de un SFCR en edificación es frecuentemente más complejo que el de un SFCR sobre suelo. La integración del sistema fotovoltaico con el edificio exige tener en cuenta muchos factores que condicionan la ubicación y la configuración del generador. Así, la orientación e inclinación del generador ya no puede ser elegida para optimizar la producción energética, sino que las características propias del

edificio y de los elementos que alberga obligan muy frecuentemente a optar por ángulos que difieren del óptimo. En este tipo de sistemas el diseñador debe tomar las decisiones oportunas para aprovechar las sinergias entre edificio y sistema fotovoltaico, para reducir las posibles interferencias entre uno y otro. Por ejemplo, un generador fotovoltaico puede instalarse como toldo fijo sobre ventanas para reducir el peligro de insolación que entra en el edificio y, por tanto, disminuir la carga térmica en él. La ubicación del generador será determinada por la orientación de la fachada que se pretende sombrear. Su inclinación será un compromiso entre la producción energética del SFCE y la cantidad de sombra deseada, y el tamaño del generador dependerá del área acristalada por sombrear.

### **Inversor DC/AC**

Según (Perpiñan Lamigueiro, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2012). La señal de potencia suministrada por un generador fotovoltaico iluminado es en tensión continua, que debe ser acondicionada para permitir el correcto acoplamiento a la red eléctrica. El equipo de acondicionamiento de potencia, denominado inversor DC/AC, realiza la conversión de continua a alterna y cumple con determinados requisitos de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficiencia y rendimiento, seguridad eléctrica, etc.

Como será explicado en un apartado posterior, el inversor generalmente funciona como fuente de corriente autoconmutada y sincronizada con la red.

### **Características de un inversor comercial**

Según (Perpiñan Lamigueiro, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2012). La información que se puede obtener de la ficha técnica proporcionada por el fabricante de un inversor puede incluir los siguientes parámetros:

- Potencia nominal y máxima, que es un porcentaje de sobrecarga que el equipo es capaz de soportar durante un determinado período (indicado por el fabricante).
- Ventana de búsqueda del punto de máxima potencia (MPP en siglas inglesas): es el rango de tensiones en las que el inversor aplica un algoritmo de búsqueda del MPP del generador fotovoltaico. Cuando este punto permanece fuera de esta ventana el inversor fija en el generador FV la tensión correspondiente al valor límite de la ventana. Por tanto, configurar

un generador de forma que el MPP recaiga fuera de esta ventana con cierta frecuencia no tiene consecuencias perniciosas para el inversor, pero ocasiona pérdidas energéticas variables según la frecuencia de este hecho.

- Tensión máxima de entrada: es la máxima tensión que el inversor puede aguantar sin sufrir una avería. A diferencia de la ventana de tensiones anterior, sobrepasar esta tensión tiene consecuencias importantes sobre algunos componentes de entrada del inversor.
- Tensión nominal de salida: es la tensión de red a la que se puede conectar el inversor (habitualmente  $230 V_{dc}$  para equipos monofásicos y  $400 V_{ac}$  para equipos trifásicos).
- Eficiencia máxima: máximo valor que toma la relación entre potencia de salida y potencia de entrada. En inversores de calidad la eficiencia es estable en un amplio rango de funcionamiento del equipo y de un valor cercano a la eficiencia máxima.
- Umbral de arranque: según las unidades en las que se expresa, puede indicar la radiación solar incidente en el generador ( $W/m^2$ ) o la potencia de entrada (W) necesaria para que el inversor comience el proceso de conversión.

### **Tipos de inversores**

Según (Perpiñan Lamigueiro, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2012). A grandes rasgos los inversores pueden agruparse en tres categorías:

- Inversor central: un único inversor dedicado a todo el generador (o a un conjunto de ramas)
- Inversor orientado a rama (string-inverter): un inversor dedicado a una rama del generador.
- “Módulo-AC”: un inversor dedicado a un módulo del generador.

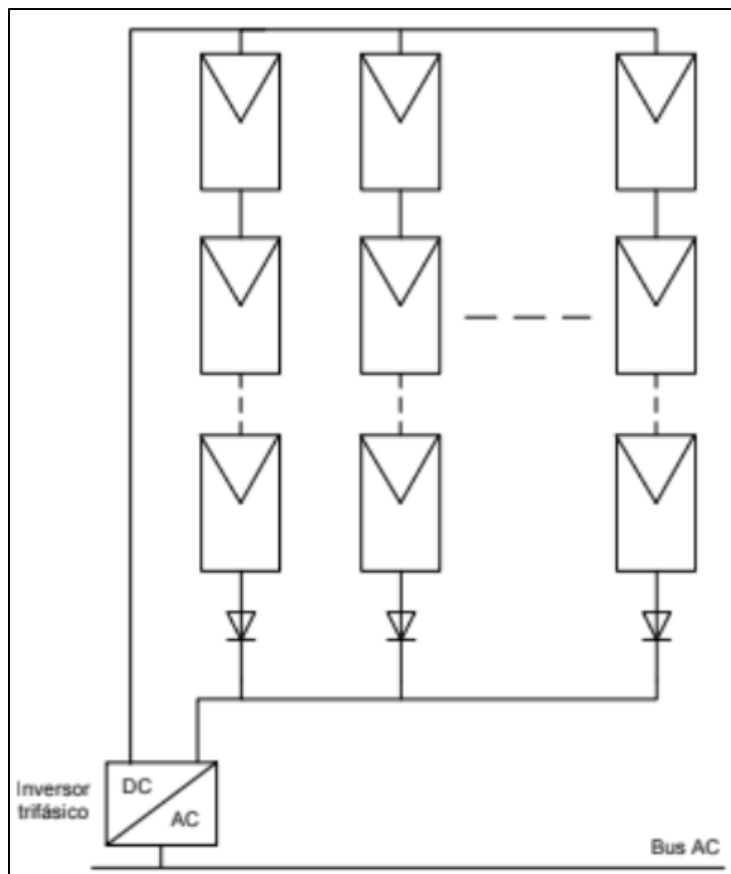
Por otra parte, la salida de un inversor puede ser monofásica o trifásica. En general, un inversor monofásico no supera la potencia de 5 kW, y son poco comunes los inversores trifásicos de potencia inferior a 10 kW.

### **Inversor centralizado**

Según (Rodríguez, 2011). Esta topología, muy utilizada hace algunos años, se empleaba para instalaciones en donde la demanda de potencia era superior a los 10kW. Se basa en la disposición serie-paralelo de paneles fotovoltaicos dependiendo de las características de tensión y potencia que se requieran. Dicha asociación se realiza en DC y se utiliza un único inversor para

inyectar la energía a la red. Al ser solo un inversor tiene la ventaja de su alta eficiencia y menor costo por kW producido; sin embargo, el rendimiento energético de la instalación fotovoltaica disminuye debido al desajuste que se pueda presentar en los módulos y a las condiciones de sombra parcial sobre ellos. Un problema adicional radica en la confiabilidad del sistema, ya que se apoya en un único inversor y en caso de fallo de este el sistema completo queda fuera de servicio. Es el esquema de una instalación fotovoltaica con inversor centralizado

Figura 1. 16 Esquema de inversor centralizado



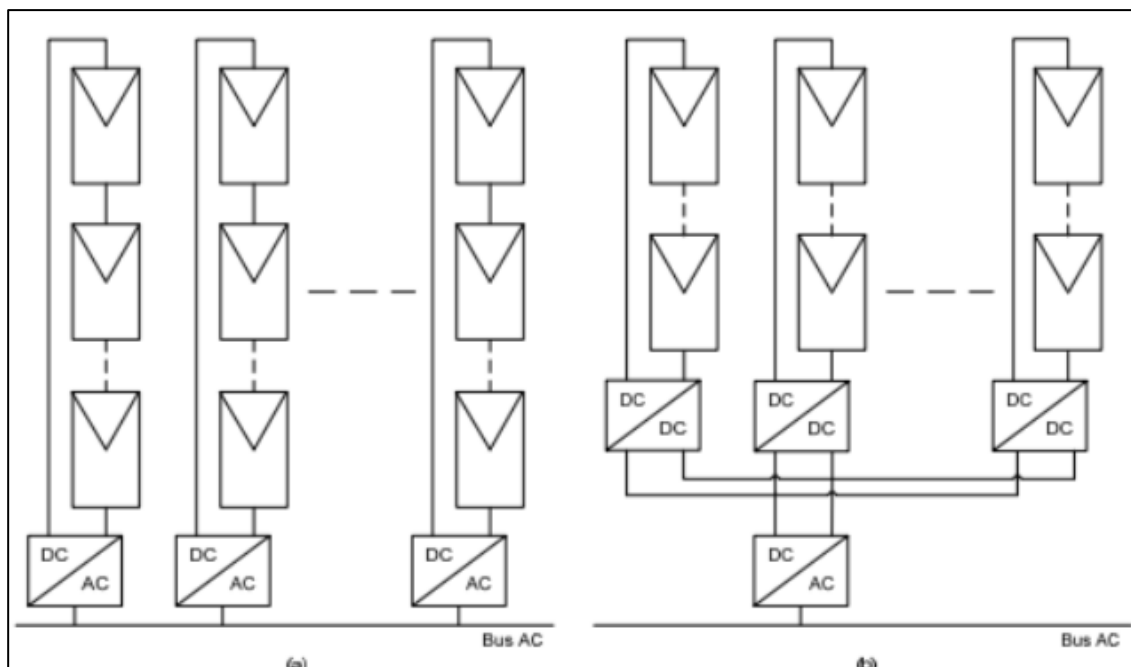
Fuente: (Rodríguez, 2011)

### **Agrupación de inversores o inversores en *string***

Según (Rodríguez, 2011). A diferencia del esquema basado en inversor centralizado, el esquema de inversores en *string* se basa en el concepto de dividir la instalación fotovoltaica en arreglos de paneles entre 3kW y 5kW con un inversor por arreglo. De esta manera se mejora el seguimiento del punto de máxima potencia bajo diferentes condiciones de radiación solar, diferente orientación de los módulos o en caso de sombreados parciales sobre el conjunto de paneles. Este

tipo de inversores suele utilizarse en instalaciones de áreas urbanas o residenciales, en donde es posible que varios módulos conectados en serie se encuentren sometidos a diferentes niveles de radiación solar producida por la orientación o sombras por elemento circundantes. Este es el motivo por el que la mayoría de los inversores en *string* incorporan en su entrada un convertidor tipo *boost* para cada uno de los *strings* (habitualmente 2 ó 3), a fin de resolver el problema a costa de un menor rendimiento. En la figura 11 se observan dos posibles esquemas de inversores en *string*.

Figura 1. 17 Esquema de inversores en string (a) Múltiples inversores, (b) Inversor centralizado.



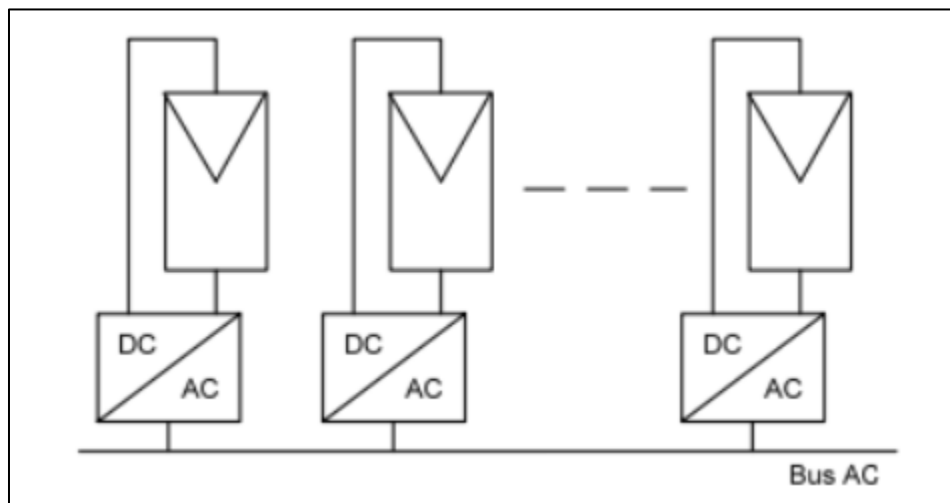
Fuente: (Rodríguez, 2011)

### Panel integrado al inversor o microinversor

Según (Rodríguez, 2011). Este esquema se basa en la utilización de un panel fotovoltaico por equipo inversor, con lo que cada unidad está en capacidad de manejar entre 50W pico y 400W pico. Esta topología tiene la gran ventaja de optimizar la capacidad de extracción de potencia, ya que cada módulo tiene su propio MPPT. Sin embargo, la eficiencia disminuye en relación con los inversores en *string* debido al número de inversores actuantes y al cableado que hay que realizar por cada módulo o microinversor. Este tipo de esquemas se prevé como una alternativa de alta

penetración en un futuro cercano debido a su fácil integración en edificios. En la Figura 1-11 se muestra un esquema de microinversores.

Figura 1. 18 Esquema de microinversores.



Fuente: (Rodríguez, 2011)

### Principio de funcionamiento

Según (Rodríguez, 2011). Un inversor suele estar compuesto por los siguientes bloques, cuyo funcionamiento será detallado en los siguientes apartados:

- Filtro de entrada: atenúa el rizado que produce la conmutación en la corriente de entrada.
- Convertidor DC/DC: adecua (eleva o reduce) la tensión de salida del generador a la tensión necesaria para el puente de conmutación. Puede realizar las funciones de búsqueda del punto de máxima potencia.
- Puente inversor: realiza el troceado de la señal continua para convertirla en alterna.
- Filtro de salida: elimina o atenúa los armónicos no deseados.
- Transformador: adecua el valor de tensión de salida del puente al de la red y proporciona aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- Control: realiza la supervisión de la entrada y salida del convertidor DC/DC y del puente inversor y entrega las consignas correspondientes para localizar y seguir el MPP del generador, y para obtener una señal sinusoidal con bajo contenido en armónicos en la salida del inversor.

### **Medidor bidireccional**

Según (BYMSOL ENERGIA RENOVABLE, s.f). Este tipo de medidor, además de poder medir el consumo de energía eléctrica de la compañía al girar en el sentido normal puede girar de manera contraria y hacer posible que la compañía distribuidora de electricidad le reste al recibo la energía que se está generando y suma a nuestro favor la energía de exceso, lo que evitaría la instalación de un almacén de electricidad.

Un medidor bidireccional funciona de la siguiente forma: durante el día se produce energía eléctrica con nuestros paneles solares fotovoltaicos. El medidor se encarga de calcular esta energía y de restarla al consumo del servicio de luz. Cuando la energía resulta en excedente puede utilizarse por la noche o, en caso contrario, de haber utilizado más energía de la producida, puedes volverte a conectar al servicio de la comisión de electricidad. Y en el mejor de los casos, al fin de mes haber producido un excedente de energía que podrás utilizar en los próximos 12 meses.

Un medidor bidireccional es la mejor opción para las personas que quieren comenzar a utilizar la energía fotovoltaica como fuente de electricidad, pues es la manera más práctica de conocer el ahorro económico de la energía solar y obtener una bonificación tangente del provecho que se le está dando a los paneles.

### **Puesta a tierra**

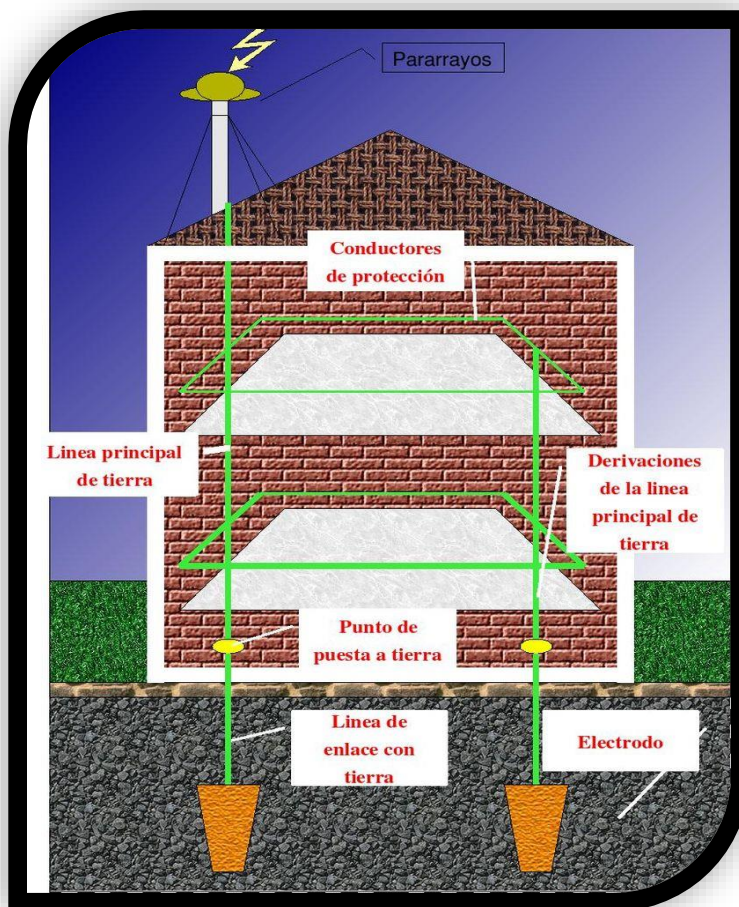
Según (Wikipedia, 2019). La puesta a tierra o conexión a tierra 1 es la conexión de las superficies conductoras expuestas (gabinetes metálicos) a algún punto no energizado; comúnmente es la tierra sobre la que se posa la construcción, de allí el nombre. Al sistema de uno o varios electrodos que proveen la conexión a tierra se le llama «toma de tierra». Las puestas a tierra se emplean en las instalaciones eléctricas como una medida de seguridad. En caso de un fallo en el que un conductor energizado haga contacto con una superficie conductora expuesta o con un conductor ajeno al sistema hace contacto con él, la conexión a tierra reduce el peligro para humanos y animales que toquen las superficies conductoras de los aparatos. Dependiendo del sistema el fallo puede provocar que se desconecte el suministro por un interruptor termomagnético, un interruptor diferencial o un dispositivo monitor del aislamiento.

### **Elementos que forman una puesta a tierra**

Según (Wikipedia, 2019). Los elementos que forman el conjunto de una puesta a tierra pueden clasificarse de la siguiente forma:

- Tierra: Se necesita un terreno que sea capaz de disipar las energías que pueda recibir.
- Toma de tierra: Esta es la instalación de conexión a tierra que consta de las siguientes partes: electrodos o picas (también llamados jabalinas), partes metálicas enterradas, línea de enlace con tierra, y conductor conectado a los electrodos.
- Bornes de puesta a tierra: Conexión entre la línea de enlace y los distintos conductores de protección.
- Conductores de protección: Unen los distintos puntos de la instalación con la línea de enlace.

Figura 1. 19 Ilustración del sistema de puesta a tierra de una estructura.



Fuente: (Wikipedia, 2019)

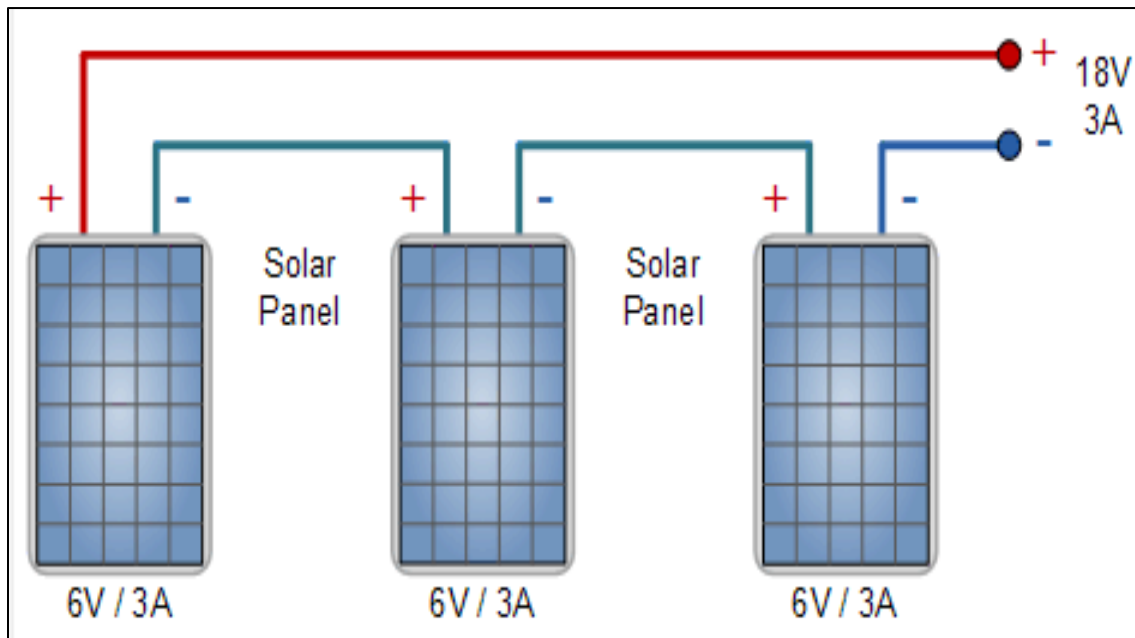
## Tipos de conexión de los sistemas fotovoltaicos

### Conexión en serie

Según (Sunbeam solar power technology, s.f). El primer método que se verá para conectar paneles solares juntos es lo que se conoce como "cableado en serie". La conexión de los paneles solares en serie se utiliza para aumentar la tensión total del sistema. Los paneles solares en serie generalmente se usan cuando se tiene un inversor conectado a la red o un controlador de carga que requiere 24 voltios o más. Para conectar en serie los paneles conecte el terminal positivo al terminal negativo de cada panel, hasta que quede con una sola conexión positiva y negativa.

Los paneles solares en serie suman los voltajes producidos por cada panel individual, lo que da el voltaje de salida total de la matriz como se muestra de seguido:

Figura 1. 20 Conexión de paneles solares en serie



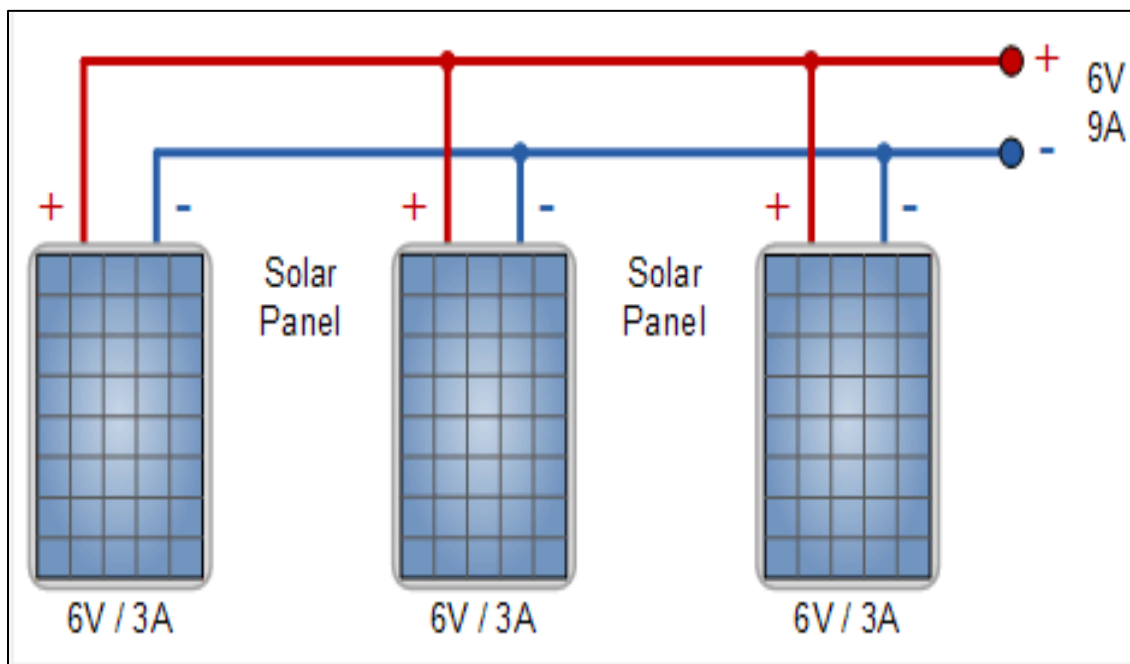
Fuente: (Sunbeam solar power technology, s.f)

### Conexión en paralelo

Según (Sunbeam solar power technology, s.f). El siguiente método que se verá para conectar paneles solares es lo que se conoce como "cableado paralelo". La conexión de paneles solares juntos en paralelo se utiliza para aumentar la corriente total del sistema y es la inversa de la conexión en serie. Mediante paneles de cableado paralelos se conectan todos los terminales positivos juntos (positivo a positivo) y todos los terminales negativos juntos (negativo a negativo), hasta que le quede una única conexión positiva y negativa para conectar a su regulador y baterías.

Cuando se conectan paneles solares juntos en paralelo la salida de voltaje total sigue siendo la misma que para un solo panel, pero la corriente de salida se convierte en la suma de la salida de cada panel, como se muestra:

Figura 1. 21 Conexión de paneles solares en paralelo



Fuente: (Sunbeam solar power technology, s.f)

## Guía para el cálculo del sistema FV

### Hora solar pico (HSP)

Según (Obando K. M., 2018). La hora solar pico (HSP) es una unidad que mide la irradiación solar y se define como la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiación solar constante de  $1000 \text{ W/m}^2$

Una hora solar pico equivale a  $3,6 \text{ MJ/m}^2$  o, lo que es lo mismo,  $1 \text{ KWh/m}^2$ , tal y como se muestra en la siguiente conversión:

$$HSP = \frac{1000 \text{ W} * 1h}{\text{m}^2} * \frac{3600 \text{ S}}{1 h} * \frac{1 \text{ J/s}}{1 \text{ w}} = 3.6 \text{ MJ/m}^2$$

Se utiliza en el dimensionamiento de paneles fotovoltaicos

### Procedimiento para el cálculo de un sistema fotovoltaico

Según (Obando K. M., 2018). (Vega Carranza, Piedra Segura, & Richmond Navarro, 2019). Para el cálculo de la cantidad de paneles solares esta se especifica con la siguiente fórmula:

$$Np = \frac{E}{(0.9 * Wp * HSP)}$$

Donde:

- Np: Es el número de paneles solares necesarios
- E: Es el consumo energético real
- Wp: Es la potencia pico del panel
- HPS: Son las horas pico solares.

### **Ley que regula los sistemas fotovoltaicos con interconexión a la Red Eléctrica Nacional de Costa Rica**

#### **Reglamento de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación y medición neta sencilla**

En el siguiente texto se transcribirán algunos de los artículos de interés.

(Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), 2015). Cita textual del artículo 19 del Reglamento de Generación Distribuida, en el que se mencionan algunas de las responsabilidades que debe tener el productor-consumidor.

*“Artículo 19. —Responsabilidades del productor-consumidor con un sistema de generación interconectado a la red de distribución. Son responsabilidades del productor-consumidor interconectado:*

- a) *Previo a instalar el sistema de generación distribuida para autoconsumo deberá obtener la autorización por parte de la empresa distribuidora para su instalación.*
- b) *Instalar únicamente equipos que cumplan las especificaciones técnicas, constructivas y operativas contempladas en las normas técnicas.*
- c) *El diseño del sistema de generación distribuida deberá estar firmado y sellado por un ingeniero colegiado y visado por el Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos.*
- d) *Adecuar y mantener el sistema estructural y eléctrico de su inmueble, para los nuevos requerimientos del sistema de generación distribuida.*
- e) *Diseñar, construir, operar y mantener el sistema de generación distribuida y sus instalaciones eléctricas de conformidad con las normas técnicas.*
- f) *Cumplir en todos sus extremos el contrato de interconexión suscrito con la empresa distribuidora.*
- g) *Cumplir con los procedimientos, requisitos, condiciones técnicas y cualquier otro requerimiento establecido por la empresa distribuidora.*
- h) *Permitir el acceso del personal de la empresa distribuidora al área donde se ubique el sistema de generación distribuida.*
- i) *Atender las consultas y recomendaciones que la empresa distribuidora le realice en cumplimiento con este reglamento y las normas técnicas.*
- j) *Hacer una correcta disposición final de los residuos de los sistemas de generación y almacenamiento de la energía, en concordancia con la Ley N° 8839, Ley para la Gestión Integral de Residuos y Reglamento N° 37567-S-MINAET-H, Reglamento General a la Ley para la Gestión Integral de Residuos.”*

Cita textual del artículo 34 del reglamento de generación distribuida, el cual explica cómo retribuirle al abonado la energía subida a la red.

*“Artículo 34. —Autorización para almacenamiento y retiro de energía. El productor-consumidor podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del cuarenta y nueve por ciento (49%) de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual.*

*La energía total producida y la energía no consumida serán contabilizadas de forma mensual por un período de un año dentro del proceso de facturación, siendo su fecha anual de corte un acuerdo de las partes dentro del contrato de interconexión.*

*Se exceptúan de estas limitaciones, previa evaluación y autorización de la empresa distribuidora, los sistemas de generación distribuida que utilicen residuos agroindustriales o la fuerza hidráulica para la generación de electricidad.”*

Cita textual del artículo 35 del Reglamento de Generación Distribuida, el cual explica el punto de interconexión del sistema fotovoltaico y de la red eléctrica nacional de Costa Rica.

*“Artículo 35. —Punto de interconexión común. La medición de la energía intercambiada debe realizarse en un punto de interconexión común, para ello la empresa distribuidora emplearía los medidores de energía y demás dispositivos con la tecnología apropiada para dicho fin. El productor-consumidor solo podrá suscribir un sistema por cada punto de interconexión establecido con la empresa distribuidora.”*

Cita textual de algunos de los artículos no menos importantes del Reglamento de Generación Distribuida.

*“Artículo 36.-Modalidad contractual. Para la interconexión y operación de un sistema de generación distribuida se utilizará la modalidad contractual medición neta sencilla.*

*Artículo 37.-Medición neta sencilla. Esta modalidad permite que se deposite en la red de distribución la energía no consumida en forma mensual, para hacer uso de ella durante un ciclo anual, en forma de consumo diferido.*

*Si el productor-consumidor consume más energía que la depositada en la red de distribución deberá pagar la diferencia de acuerdo a las tarifas establecidas por la ARESEP.*

*La producción de energía deberá medirse en su totalidad y se contabilizará de acuerdo a lo estipulado en el contrato de interconexión.*

*Artículo 38.-Interconexión. El productor-consumidor deberá cancelar el costo de interconexión a la red de distribución de acuerdo a la tarifa de la ARESEP.*

*Artículo 39.-Acceso a la red. El productor-consumidor deberá cancelar mensualmente a la empresa distribuidora, el costo de acceso a la red de distribución de acuerdo a la tarifa de la ARESEP.*

*Artículo 40.-Tributos. Los tributos y cualquier otro cargo aplicable serán tasados conforme a lo establecido por la legislación vigente.*

*Artículo 41.-Pagos de excedentes de energía. No será sujeto a ninguna retribución económica, ni de intercambio, cualquier exceso de energía depositada superior a lo establecido en el artículo 34 de este Reglamento.*

*Artículo 42.-Tarifas. La ARESEP será la responsable de establecer las tarifas de interconexión, acceso, cargos por potencia, actividades de gestión administrativa y técnica y cualquier otro cargo aplicable a la actividad regulada asociada a la generación distribuida para autoconsumo modalidad contractual medición neta sencilla.”*

## **VALOR ACTUAL NETO (VAN) Y TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)**

Según (Gonzales, 2009). En un proyecto empresarial es muy importante analizar la posible rentabilidad del proyecto y, sobre todo, si es viable o no. Cuando se forma una empresa hay que invertir un capital y se espera obtener una rentabilidad a lo largo de los años. Esta rentabilidad debe ser mayor al menos que una inversión con poco riesgo (letras del Estado, o depósitos en entidades financieras solventes). De lo contrario es más sencillo invertir el dinero en productos con bajo riesgo, en lugar de dedicar tiempo y esfuerzo a la creación empresarial.

Dos parámetros muy usados a la hora de calcular la viabilidad de un proyecto son el VAN (valor actual neto) y la TIR (tasa interna de retorno). Ambos conceptos se basan en lo mismo, en la estimación de los flujos de caja que tenga la empresa (simplificando, ingresos menos gastos netos).

Si se tiene un proyecto que requiere una inversión  $X$  y generará flujos de caja positivos  $Y$  a lo largo de  $Z$  años, habrá un punto en el que se recupere la inversión  $X$ . Pero, claro, si en lugar de invertir el dinero  $X$  en un proyecto empresarial se hubiera invertido en un producto financiero, también se tendría un retorno de dicha inversión. Por lo tanto, a los flujos de caja hay que recortarles una tasa de interés que se podría haber obtenido, es decir, se trata de actualizar los ingresos futuros a la fecha actual. Si a este valor se le descuenta la inversión inicial se tiene el valor actual neto del proyecto.

Si, por ejemplo, se hace una estimación de los ingresos de la empresa durante cinco años para que el proyecto sea rentable, el VAN tendrá que ser superior a cero, lo que significará que se recuperará la inversión inicial y se tendrá más capital que si se hubiera puesto a renta fija. (Gonzales, 2009)

La fórmula para el cálculo del VAN es la siguiente, en que  $I$  es la inversión,  $Q_n$  es el flujo de caja del año  $n$ ,  $r$  la tasa de interés con la que se está comparando y  $N$  el número de años de la inversión:

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n}$$

Donde:

- $I$ : es la inversión.

- $Q_n$ : es el flujo de caja del año  $n$ .
- $r$ : es la tasa de interés con la que se compara.
- $N$ : número de años de la inversión.

Otra forma de calcular lo mismo es mirar la tasa interna de retorno, que sería el tipo de interés en el que el VAN se hace cero. Si la TIR es alta se estará ante un proyecto empresarial rentable, que supone un retorno de la inversión equiparable con unos tipos de interés altos, que posiblemente no se encuentren en el mercado. Sin embargo, si la TIR es baja, posiblemente se podría encontrar otro destino para el dinero.

Por supuesto, que en la evaluación de un proyecto empresarial hay muchas otras cosas que evaluar, como por ejemplo el tiempo que se tarda en recuperar la inversión; el riesgo que tiene el proyecto, el análisis costo-beneficios, y si tiene algunos problemas, como la verosimilitud de las predicciones de flujo de caja. Pero el VAN y la TIR no dejan de ser un interesante punto de partida.

### **Capítulo III: Marco metodológico**

#### **Enfoque de la investigación**

La presente investigación se puede clasificar como investigación cuantitativa debido a que toma como referencia diferentes parámetros de datos cuantitativos que se muestran con valores numéricos, y que por medio de distintos cálculos se pueden determinar en una resolución con el fin de que pueda responder al cuestionamiento del problema planteado con anterioridad.

También puede considerarse cuantitativa debido a que se tiene la necesidad de medir y evaluar las magnitudes de los fenómenos o problemas de investigación, ya que para el proceso investigativo se recopilan datos para demostrar una hipótesis bajo parámetros numéricos y también se hacen análisis estadísticos para establecer modelos de comportamiento y probar suposiciones.

#### **Método de la investigación**

Dado que el método que se aplica es el cuantitativo, se deberá tener como prioridad la recopilación de datos de la empresa de servicios eléctricos para determinar y verificar cuáles son los requerimientos de interconexión a la red de la empresa COOPELESCA.

Luego de realizada la recopilación de datos se le solicitará al Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica proceder a hacer un análisis crítico acerca de las condiciones atmosféricas de la zona en donde se desarrollará el proyecto, análisis en que deberá abarcar los datos necesarios para determinar si las condiciones atmosféricas de esa zona son favorables para el desarrollo del proyecto.

A la vez se harán distintos cálculos a fin de determinar la cantidad de paneles fotovoltaicos necesarios, los equipos de protección para el sistema fotovoltaico y todo aquel otro equipo que esté conforme con el sistema de generación eléctrica, con el fin de determinar cuál va a ser el presupuesto necesario de la obra.

Con anterioridad se deberá realizar un análisis de los consumos energéticos mensuales por el periodo de un año, el cual se le solicitara a la empresa Chiquita Company, a fin de determinar

cuál debe ser la entrega de potencia del sistema fotovoltaico para así poder conocer con exactitud el dimensionamiento del proyecto.

Ya una vez definidas las capacidades de los equipos de generación se procederá a efectuar el cálculo de las dimensiones de los conductores y la cantidad y las capacidades de los tableros de protección.

Luego de realizar el cálculo de las dimensiones del sistema se procederá a determinar cuál debe ser la ubicación de los tableros que protegen el sistema fotovoltaico para comenzar con el dimensionamiento del diagrama unifilar del sistema fotovoltaico.

Para finalizar toda la labor investigativa se analizarán los resultados de los casos de estudio, para luego tomar las decisiones del caso sobre cuál de las opciones le conviene más a la empresa en términos de costo, rentabilidad y beneficio.

De la siguiente lista se obtendrá el orden con el que se debe realizar la investigación para que finalice con la mayor probabilidad de éxito:

- Conocer el monto de consumo energético de la empresa empacadora Chiquita Company
- Recopilar datos atmosféricos de la zona en donde se ubica la empresa empacadora Chiquita Company.
- Establecer las capacidades de los equipos generadores de electricidad (módulos fotovoltaicos) por medio de cálculos matemáticos.
- Definir el área disponible en donde se colocará el equipo de generación eléctrica y el centro de carga del sistema fotovoltaico.
- Determinar la dimensión de los conductores y protecciones que conforman el sistema fotovoltaico.
- Analizar los resultados de cada uno de los casos.
- Seleccionar el escenario más favorable para la empresa y determinar la rentabilidad del proyecto.

## **Fuentes de información**

Para realizar el presente trabajo investigativo se le solicitó información sobre los consumos energéticos de la empresa empacadora de banano a COOPELESCA como el proveedor de electricidad de la zona que es. Por otra parte, al Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica se le solicitaron los datos meteorológicos de la zona en donde se desarrollará el proyecto.

En un segundo plano, fue necesario tomar información de distintos libros de texto de cuál debe ser la configuración adecuada de los sistemas fotovoltaicos para que se adapten mejor a las condiciones que requiere la empresa. También fue necesario tomar información de revistas y hojas de datos técnicos de los equipos que se usarán en el sistema fotovoltaico.

Desde luego esos textos y revistas contienen la información adecuada para la elaboración del marco referencial.

Por otra parte, se consultó el libro NEC 2014, el cual suministró la información necesaria para dimensionar los conductores y equipos de protección del sistema que conforman los paneles solares. Luego se le consultó el caso a la Aresep y se estudió la norma POASEN mediante su página web para conocer cuál es el reglamento de generación distribuida mediante el uso de energías renovables.

También se realizaron visitas al sitio con ayuda de un operario de mantenimiento de la planta en donde se llevará a cabo la investigación. Esto con el fin de observar y tomar nota de las dimensiones que tienen las instalaciones de la planta empacadora, con el fin de determinar cómo se colocarán los paneles y las correspondientes protecciones que lleva el sistema fotovoltaico.

Como dato importante la compañía de generación eléctrica COOPELESCA suministró información en la que se detalla cuáles son los requisitos técnicos que ellos solicitan para implementar un sistema de generación distribuida para autoconsumo (SGDA) y especificó toda la documentación necesaria para empezar el proyecto.

Los documentos de solicitud de disponibilidad de potencia, solicitud de estudio técnico para conexión del proyecto, solicitud de ampliación de reserva de potencia para generación distribuida para autoconsumo, todo para el SGDA, mencionados anteriormente se adjuntarán en el apartado de anexos.

### **Variables o unidades de análisis**

Para esta investigación se tomará como variables los valores numéricos de irradiación solar recopilados en la zona de Sarapiquí, Heredia, Costa Rica.

También como variable importante se tomarán los valores numéricos en KW/h de los consumos mensuales de la empresa, así como las mediciones en metros cuadrados que se realizaron en el sitio, para determinar las dimensiones del espacio disponible en donde se colocarán los paneles solares y los dispositivos de protección.

Igualmente se tomaron como variables las capacidades y los valores numéricos de los equipos y dispositivos por usar en el sistema de generación eléctrica.

### **Instrumentos**

Como reuniones programadas con el personal de mantenimiento de la planta y su personal gerencial de Chiquita Company, se realizaron visitas a la localidad de la planta empacadora Coyoil, con el fin de recopilar información sobre los consumos eléctricos de la planta. Igualmente se realizó una visita al Instituto Meteorológico Nacional para solicitar los datos de irradiación solar tomados por la estación meteorológica que monitorea la zona de Sarapiquí.

Por otra parte, fue necesario recopilar datos por medio de cálculos matemáticos para conocer qué necesitan los equipos para su posterior selección y las protecciones que conformarán el sistema fotovoltaico.

Para realizar los cálculos matemáticos y estadísticos fue necesario el uso de software como Excel y AutoCAD para el diseño del sistema de generación eléctrica.

### **Proceso para la recolección y análisis de datos**

Para dar inicio a la presente investigación fue necesario celebrar reuniones con el personal gerencial de la planta empacadora Coyol con el fin de solicitar un permiso para hacer uso de las instalaciones de la planta empacadora Coyol y poder emprender esta investigación.

De igual manera, se programó una reunión con el personal gerencial con el fin de solicitar la facturación eléctrica mensual por el periodo de un año.

Se coordinó una visita al Instituto Meteorológico Nacional para solicitar el dato de las horas pico de irradiación solar que hay en la zona de Sarapiquí.

Posteriormente se programaron reuniones con el personal de mantenimiento y los encargados de planta, para recopilar información sobre las facturaciones de los consumos mensuales de electricidad de la planta empacadora Coyol, ubicada en la zona de Sarapiquí, Heredia.

Por otra parte, fue necesario coordinar una reunión con un funcionario del personal de mantenimiento de la planta para poder tomar los datos de las dimensiones y áreas disponibles en el techo.

Para analizar los datos obtenidos mediante los cálculos realizados fue necesario consultar el Código Eléctrico Nacional (NFPA 70) para empezar el diseño eléctrico del sistema fotovoltaico.

## Capítulo IV Análisis de resultados

### Descripción de la empresa

La plantación de banano a que se refiere este proyecto es conocida como planta empacadora Coyol y está ubicada en el cantón de Sarapiquí, provincia de Heredia, Costa Rica. Dicha planta pertenece a la empresa de Chiquita Company. Se dedica a la producción, comercialización y exportación de banano a diferentes partes del mundo.

Debido a sus procesos de empaque y altos estándares de calidad esta empresa tiene un considerable consumo de electricidad en la zona de Sarapiquí.

El estudio del proyecto se llevará a cabo en las coordenadas **10°29'55,1''N 83°58'52,6''O**, ubicadas en Sarapiquí, Heredia.

La planta tiene dimensiones bastante amplias dado que cuenta con distintos pabellones de trabajo, como el área conocida como patio, que es el lugar por donde el banano ingresa a la planta para que luego sea seleccionado y posteriormente lavado. No obstante, por recomendaciones de los personeros de mantenimiento de la planta esa área es complicada de usar, ya que la estructura del techo siempre se encuentra sometida a altos valores de cargas y esfuerzos mecánicos, dado que esta estructura sostiene en rieles aéreos a los trenes de banano que fueron cosechados, por lo que agregarle el peso de los módulos fotovoltaicos sometería a la estructura a más carga, por lo que no se recomienda usar esa área para ese propósito.

Otras áreas de trabajo posibles de usar serían el almacén en donde se guardan productos químicos, bolsas y herramientas de trabajo para los peones del campo; o podría ser el taller de mantenimiento, nada más que estas dos estructuras de techo se encuentran muy lejos de la acometida de la planta empacadora, por lo que no se valora su uso con ese propósito.

Por otra parte, está el área de planta en donde se lleva a cabo todo el proceso de lavado y empaque de banano. Esta estructura de techo alberga varias áreas de trabajo y en ella están el área de empaque, el área de cargado de contenedores y la bodega de las cajas de cartón. Al lado de esta

estructura se encuentra una bodega de tarimas de madera la cual cuenta con un techo apto para la colocación de paneles solares.

### **El diseño**

La empacadora de banano desea contar con un diseño electromecánico con paneles solares que se basen en sus consumos eléctricos, área de techo disponible e irradiación solar en la zona de Sarapiquí.

El estudio consiste en realizar un diseño electromecánico de paneles solares con la finalidad de implementar un sistema de generación distribuida para autoconsumo (SGDA), que genere su propia energía eléctrica para reducir los costos mensuales de la facturación eléctrica de la empresa empacadora de banano Coyol.

Con la implementación del sistema fotovoltaico se espera suministrar energía a los equipos básicos de la planta, como son las bombas para el llenado de pilas en donde se realizan el enjuague y la limpieza de banano; los motores de las bandas transportadoras, sistemas de enfriamiento en los contenedores que transportan el acabado final del producto, los sistemas de montacargas y los sistemas de iluminación de la planta.

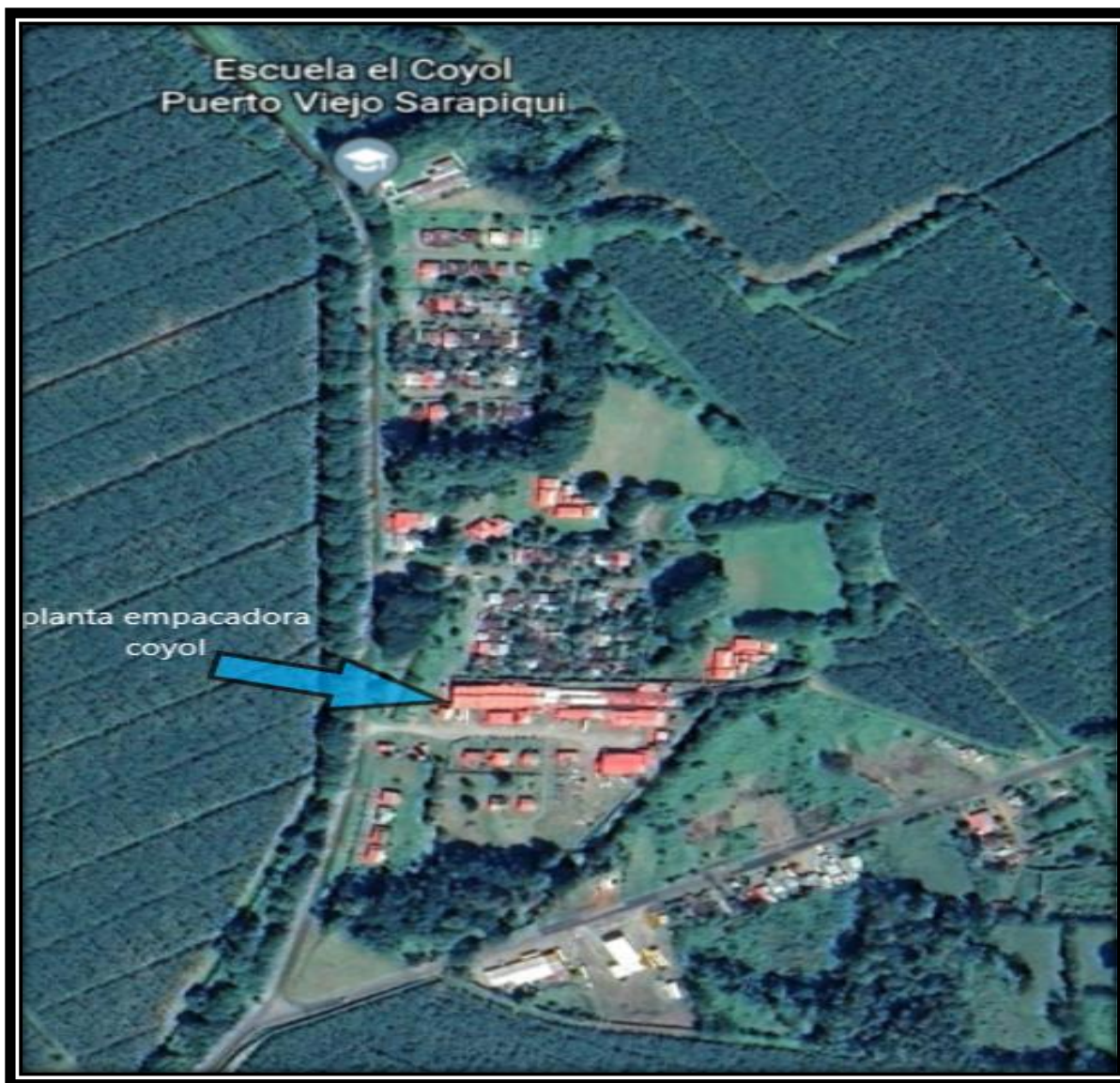
En el estudio a que se ha hecho mención se valorarán seis propuestas las cuales consisten en usar, para las primeras tres propuestas un inversor central y para las otras tres propuestas permitir el uso de microinversores.

Las opciones mencionadas anteriormente tienen como objetivo principal el cumplimiento 100%, 75% y 49% del consumo energético que demanda la empresa.

Una vez presentadas las seis propuestas se determinará cuál será la propuesta que más se adapte en cuanto al consumo energético de la empresa. A la vez se analizará cuál opción es más rentable.

Ambas propuestas se analizarán bajo las normas NEC (NFPA 70), AR-NT-POASEN-2014 y de acuerdo con las normas de generación distribuida las cuales son reguladas por la Aresep.

Figura 1. 22 Imagen satelital de la planta empacadora Coyal.



Fuente: Imagen tomada de Google Maps y generada para la presente investigación, 2020.

En la anterior imagen satelital se muestra el lugar de donde se generará el estudio para la colocación de paneles fotovoltaicos, propiamente en el techo de la misma planta.

En la siguiente ilustración se muestra la estructura del techo en donde se colocarán los paneles. Es un techo de dos aguas que cuenta con unas dimensiones de 58,5m de largo y 12,2m de ancho, para un total de 713,70 metros cuadrados de área disponible.

Figura 1. 23 Imagen de la estructura metálica del techo



Fuente: Elaboración propia. Fotografía de las instalaciones de la planta empaedora de Chiquita Company para la presente investigación, 2020.

Para el objetivo principal de este estudio en cuanto a rentabilidad y viabilidad se hará una comparación de las seis opciones de diseño las cuales se explican de la siguiente manera:

- a) El primer caso corresponde a un diseño electromecánico en el que se usan paneles solares y se cumple con 100% de la demanda energética mensual usando un inversor central.
- b) El segundo caso consiste en un diseño electromecánico en el que se usan paneles solares y se cumple con 75% de la demanda energética mensual usando un inversor central.
- c) El tercer caso consiste en un diseño electromecánico con el uso de paneles solares y el cumplimiento de 49% de la demanda energética mensual usando un inversor central.
- d) En el cuarto caso también es un diseño electromecánico en el que se usan paneles solares y se cumple con 100% de la demanda energética mensual mediante el uso de microinversores

- e) El quinto caso consiste en un diseño electromecánico con el uso de paneles solares y el cumplimiento de 75% de la demanda energética mensual mediante el uso de microinversores
- f) El sexto caso es el de un diseño electromecánico en que se usan paneles solares y se cumple con 49% de la demanda energética mensual mediante el uso de microinversores.

Para llevar a cabo la investigación se recopiló información que será la base principal del estudio para realizar el análisis de los diferentes escenarios que se analizarán. Para esta investigación se procurará satisfacer la demanda de energía eléctrica con los escenarios propuestos y así ofrecer una gama más amplia de posibilidades para implementar el sistema fotovoltaico.

### **Propuesta para el aprovechamiento de la energía renovable por medio de un sistema fotovoltaico**

Para generar las propuestas de diseño del proyecto es necesario tener conocimientos previos de la zona en donde se instalará el sistema fotovoltaico. Se deben tener datos como el de las horas pico solar y de la irradiación solar de la zona. Esto con el fin de determinar si el lugar en donde se encuentra la planta empacadora Coyol tiene las condiciones de irradiación solar necesarias para llevar a cabo la instalación del sistema fotovoltaico.

Por otra parte, este trabajo consiste en realizar un diseño electromecánico con el que se pueda aprovechar la energía solar como fuente de energía renovable y que se logre producir la energía que demanda la planta empacadora, y a su vez que el sistema fotovoltaico cuente con una conexión a la red de distribución eléctrica de COOPELESCA. Esto último con el fin de inyectar sobrantes de energía producida por el sistema y luego quitar la conexión cuando esto se requiera de manera que solo se podrá bajar 49% de la energía subida. Esto según la ley de neteo.

Esta investigación se realizará con base en los datos recopilados y suministrados por el Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica (IMN) sobre los consumos eléctricos de la planta empacadora de banano (sede Coyol), y bajo las normas POASEN, Código Eléctrico Nacional NEC 2014, de manera que se cuente con los requisitos de generación distribuida que solicita la compañía de generación y distribución eléctrica COOPELESCA.

Por otra parte, se llevará a cabo el estudio de rentabilidad de distintas entidades bancarias con el fin de conocer las diferentes tasas de interés y los plazos que puedan ofrecer, para determinar cuál será la mejor opción de financiamiento para la empresa.

### **Propuestas de diseño del sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica de COOPELESCA**

Para esta parte de la investigación lo que se desea es diseñar un sistema fotovoltaico con un inversor central, que cuente con conexión a la red de distribución eléctrica de COOPELESCA, y pueda suministrar 100%, 75% y 49% de la energía que demanda la planta empacadora por medio de paneles solares.

Como segunda alternativa se desea implementar un sistema fotovoltaico con microinversores que cuenten con conexión a la red de distribución eléctrica de COOPELESCA, y que dicha propuesta cumpla con 100%, 75% y 49% de la energía eléctrica que demanda la planta empacadora, esto por medio del uso de paneles solares.

Como resultado se tendrán seis escenarios en los que será necesaria una comparación entre los escenarios. Con esto se analizarán las propuestas para verificar cuál de estas opciones es la más adecuada en términos de rentabilidad y viabilidad para implementar el sistema de generación eléctrica con paneles solares.

### **Consumos mensuales y anual de electricidad**

Para recopilar información sobre el consumo de la planta empacadora fue necesario realizar una visita a donde está la acometida de la planta, ya que en dicho lugar se encuentra ubicado el medidor de la planta. Esta visita se programó con el fin de conocer el número del medidor, el cual es el **123496**, para luego solicitar las lecturas y facturas de energía eléctrica del periodo 2018-2019.

Figura 1. 24 Imagen del medidor de la planta



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Chiquita Company para la presente investigación, 2020.

Los datos que se tabulan en la siguiente tabla corresponden a las lecturas del periodo de un año del medidor ME-123496, de la empresa electrificadora COOPELESCA, S.A.

Tabla 1. 7 Tabla de consumos mensuales de la planta empacadora Coyol, periodo 2018-2019.

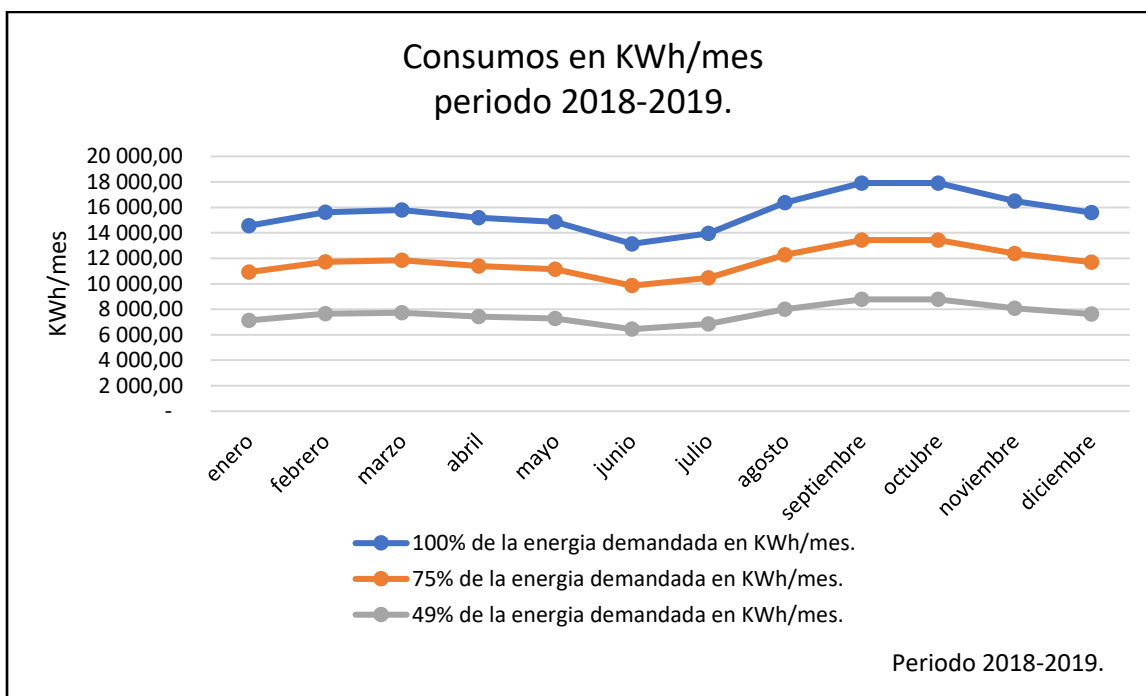
Propuestas de diseño		Análisis al 100% de la demanda	Análisis al 75% de la demanda	Análisis al 49% de la demanda
Meses	Días	Consumos mensuales en KWh/mes		
Enero	32	14 565,60	10 924,2	7 137,14
Febrero	30	15 626,40	11 719,8	7 656,93
Marzo	30	15 789,60	11 842,2	7 736,90
Abril	31	15 177,60	11 383,2	7 437,02
Mayo	30	14 851,20	11 138,4	7 277,08
Junio	30	13 137,60	9 853,2	6 437,42
Julio	30	13 953,60	10 465,2	6 837,26
Agosto	31	16 360,80	12 270,6	8 016,79
Septiembre	30	17 911,20	13 433,4	8 776,48
Octubre	31	17 911,20	13 433,4	8 776,48
Noviembre	30	16 483,20	12 362,4	8 076,76
Diciembre	30	15 585,60	11 689,2	7 636,94
TOTAL	365	187 353,60	140 515,2	91 803,2

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Chiquita Company para la presente investigación, 2020.

Los datos de la tabla 1.6 del presente documento corresponden a la facturación del periodo 2018-2019. Fueron suministrados por Chiquita Company. Son de gran importancia para determinar los consumos de la empresa y así poder realizar el cálculo de la cantidad de paneles necesarios para cubrir las necesidades energéticas de la planta empacadora en los distintos escenarios propuestos.

Con estos datos también se procurará iniciar la estimación para el estudio fotovoltaico. Con esta información lo que se pretende es conocer cuánta es la energía eléctrica en KWh que requiere la planta empacadora y que consumirá en el periodo 2018-2019.

Gráfico 1. 1 Gráfico de consumos en KWh/mes.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Chiquita Company para la presente investigación, 2020.

Como se logra apreciar en el gráfico anterior, los meses con mayor demanda de energía consumida son los meses de octubre y septiembre.

### **Tarifas de energía eléctrica de la planta empacadora**

En el presente apartado se genera una tabla en la que se muestran los consumos energéticos de la planta por del periodo 2018-2019. En este apartado se determina el tipo de tarifa al que se le factura a la planta empacadora sede Coyoil.

El tipo de tarifa se determinó por medio de la facturación eléctrica que suministró Chiquita El tipo de tarifa que ellos tienen viene de T-INB.

Se llamó a las oficinas administrativas de COOPELESCA y la respuesta fue que ellos no pueden dar este tipo de información ya que se considera como confidencial, y la recomendación fue que se hiciera la consulta en la página web de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos

(ARESEP, por su acrónimo en español), la cual se consultó pero no se encontró ninguna tarifa como T-INB.

En el sitio web T-IN fue donde se encontró un precio de ¢75,31 en los meses de enero, febrero y marzo. Para los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre tienen una tarifa de ¢75.61 y para los meses restantes, de octubre, noviembre y diciembre, tienen una tarifa de ¢75.61.

Las tarifas anteriormente descritas fueron obtenidas de un documento que contiene información de dominio público y que está en la página web de la Aresep. De igual forma, este documento se adjuntará al archivo digital del trabajo final de graduación.

Cabe aclarar que para averiguar la tarifa eléctrica que se le cobró a Chiquita en el periodo 2018-2019 se dividió el monto sin contribuciones de bomberos y alumbrado público, de la lectura de KWh/mes. Como consecuencia de ese cálculo se obtuvo un resultado de ¢74,64.

A continuación se muestra una tabla que contiene la lectura de consumo eléctrico, la tarifa, el monto sin contribución y el monto con contribución a bomberos y alumbrado público.

Tabla 1. 8 Tabla de consumos del periodo 2018-2019.

Meses	Días	Consumo en KWh/ mes	Tarifa	Consumos en colones costarricenses sin contribución	Consumo en colones costarricenses con contribución
Enero	32	14 565,60	74,64	₡ 1 087 176,38	₡ 1 479 792,71
Febrero	30	15 626,40	74,64	₡ 1 166 354,50	₡ 1 597 959,57
Marzo	30	15 789,60	74,64	₡ 1 178 535,74	₡ 1 627 952,77
Abril	31	15 177,60	74,64	₡ 1 132 856,06	₡ 1 567 602,89
Mayo	30	14 851,20	74,64	₡ 1 108 493,57	₡ 1 538 497,00
Junio	30	13 137,60	74,64	₡ 980 590,46	₡ 1 378 125,83
Julio	30	13 953,60	74,64	₡ 1 041 496,70	₡ 1 468 205,43
Agosto	31	16 360,80	74,64	₡ 1 221 170,11	₡ 1 692 482,94
Septiembre	30	17 911,20	74,64	₡ 1 336 891,97	₡ 1 842 812,69
Octubre	31	17 911,20	74,64	₡ 1 336 891,97	₡ 1 839 927,84
Noviembre	30	16 483,20	74,64	₡ 1 230 306,05	₡ 1 693 915,85
Diciembre	30	15 585,60	74,64	₡ 1 163 309,18	₡ 1 607 461,06
TOTAL	365	187 353,60	74,64	₡ 13 984 072,70	₡ 19 334 736,58

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Chiquita Company para la presente investigación, 2020.

Los datos que contiene la tabla anterior fueron calculados con una hoja de cálculo en Office Excel, 2019.

#### Promedio mensual de irradiación solar

Para la recopilación de los datos de irradiación fue necesario realizar un estudio en el que se consideran distintas variables de gran relevancia, como es la ubicación de la planta empacadora. La ubicación de la empresa es de gran importancia para el estudio de la irradiación, dado que una vez que se conoce la ubicación de la planta empacadora con ayuda de una estación meteorológica es posible recopilar los datos de irradiación, y con estos datos se logrará conocer cuál es la capacidad

de generación que puede tener el lugar, y de forma precisa se podrán dimensionar las seis configuraciones de arreglos fotovoltaicos que abarcará la presente investigación. Por otra parte, se conocerá cuáles serán la inclinación y la dirección que deberá llevar el arreglo de paneles solares.

A continuación se muestra una imagen satelital con la ubicación exacta de los paneles solares en la zona en donde se colocarán los paneles fotovoltaicos.

Imagen satelital de la ubicación geográfica de la planta empacadora Coyol:

Figura 1. 25 Imagen satelital de la ubicación geográfica de la planta



Fuente: Google Earth, <https://earth.google.com/web/@10.49806096,-83.98121037,38.81285227a,492.71492346d,35y,179.31741401h,44.99654079t,360r> obtenida para la presente investigación, 2020.

Una vez determinado el lugar en donde se implementará una de las seis posibles configuraciones ya establecidas anteriormente, se procederá a seleccionar las áreas de techo disponibles con las que contará cada uno de los seis diseños propuestos de diseño. Luego se dividirá por sectores para tener una mejor percepción de las áreas que se usarán.

La imagen satelital que se muestra a continuación corresponde a la planta empacadora de banano Coyol. Las áreas se describen por medio de marcadores y están seccionados en sectores; esto con el fin de tener una mejor perspectiva de las distintas áreas en donde se hará la estimación de cada una de las seis propuestas de diseño.

Figura 1. 26 Imagen satelital del seccionado de sectores



Fuente: <https://earth.google.com/web/@10.49885781,-83.98177347,39.52847714a,557.27464311d,35y,179.31740032h,0t,0r/data=MicKJQojCiExQUZPcVAXRzJ5a1doSEtxMzY0Nmp1QmFqRURGa2ZXVUo> obtenida para la presente investigación, 2020.

En la imagen anterior se establecieron las zonas designadas como áreas disponibles y libres de sombras, con las condiciones óptimas para el uso de sistemas de generación eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos.

En el apartado que se genera a continuación las áreas de techo disponibles se seccionarán por sectores con el fin de poder tener una breve descripción de los sectores que usarán las seis propuestas de diseño. A su vez se muestran las dimensiones de cada uno de estos sectores en metros cuadrados de área disponible de trabajo para los paneles.

### Estudio de techos para la implementación de paneles solares

A continuación se presenta una tabla con las áreas disponibles en metros cuadrados para la distribución de los paneles del sistema fotovoltaico que se vaya a instalar.

Tabla 1. 9 Descripción de las dimensiones de los techos.

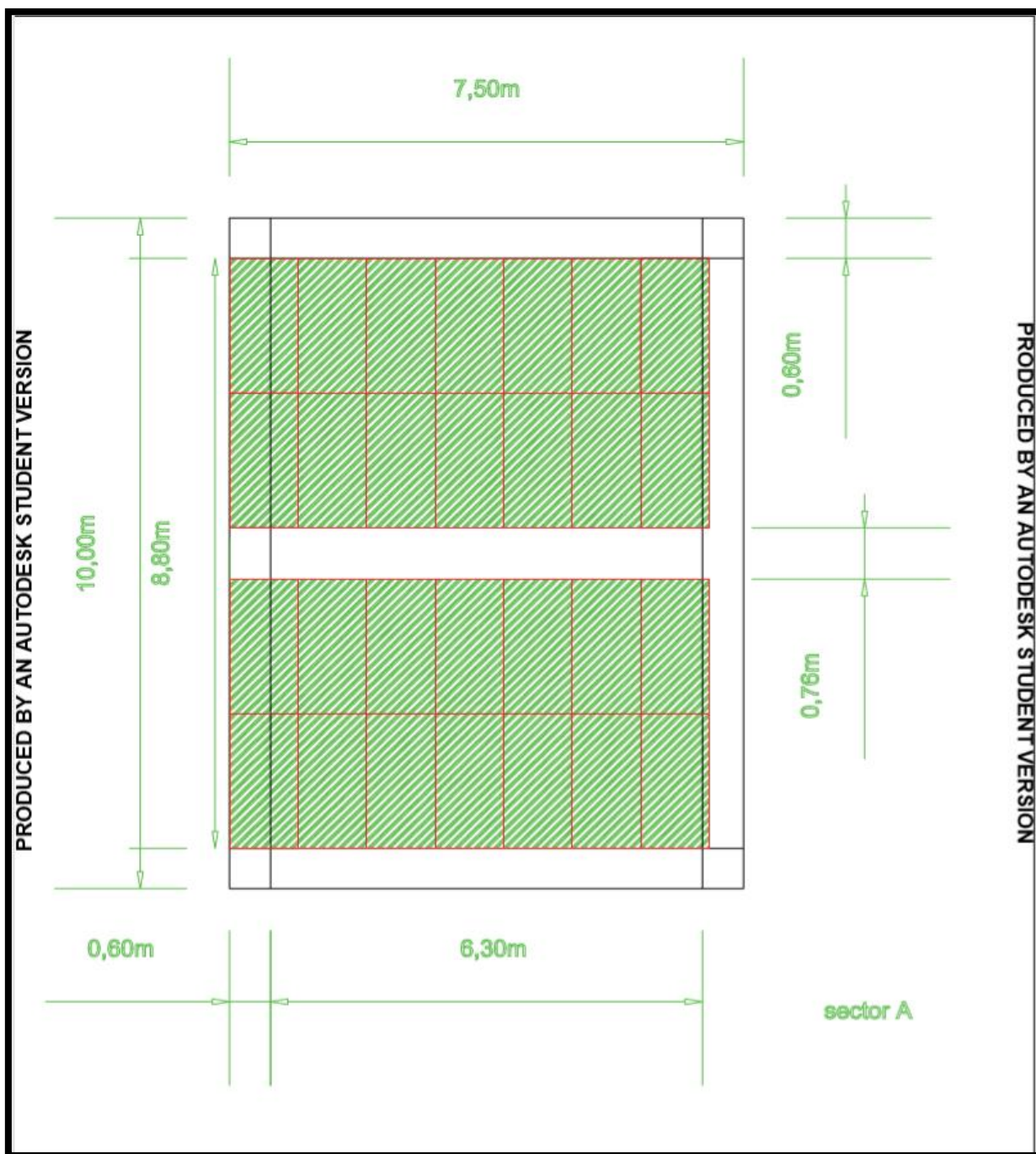
Descripción de área.	Áreas distribuidas por sector	Dimensiones de techo en metros(m)	Dimensiones de techo en metros cuadrados(m <sup>2</sup> )
Bodega de tarimas	Sector A	10 m X 7.5 m	75 m <sup>2</sup>
Planta empaedora	Sector B	58.2 m X 12.2 m	710.04 m <sup>2</sup>
Pilas de tratamiento de agua residual	Sector C	7.5 m X 34 m	255 m <sup>2</sup>
Bodegas de químicos y herramientas	Sector D	13.5 m X 25 m	337.5 m <sup>2</sup>
Taller de mantenimiento	Sector E	18 m X 27.5 m	495 m <sup>2</sup>
Estacionamiento de motos y bicicletas	Sector F	7.5 m X 13 m	97.5 m <sup>2</sup>
Σ Área total en m <sup>2</sup>			1970.04 m <sup>2</sup>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Para la elaboración de la tabla anterior no se consideró el pasillo de mantenimiento que debe tener el techo. Este espacio se debe incluir dentro del área de la que dispone cada sector, por lo que será necesario restarle el espacio que deberá incluirse dentro de cada espacio designado para la instalación de los paneles solares.

En las siguientes figuras se muestran la cantidad de paneles que se pueden instalar, considerando los pasillos de mantenimiento con los que debe contar cada techo de la planta empaedora designado para la instalación de los paneles solares.

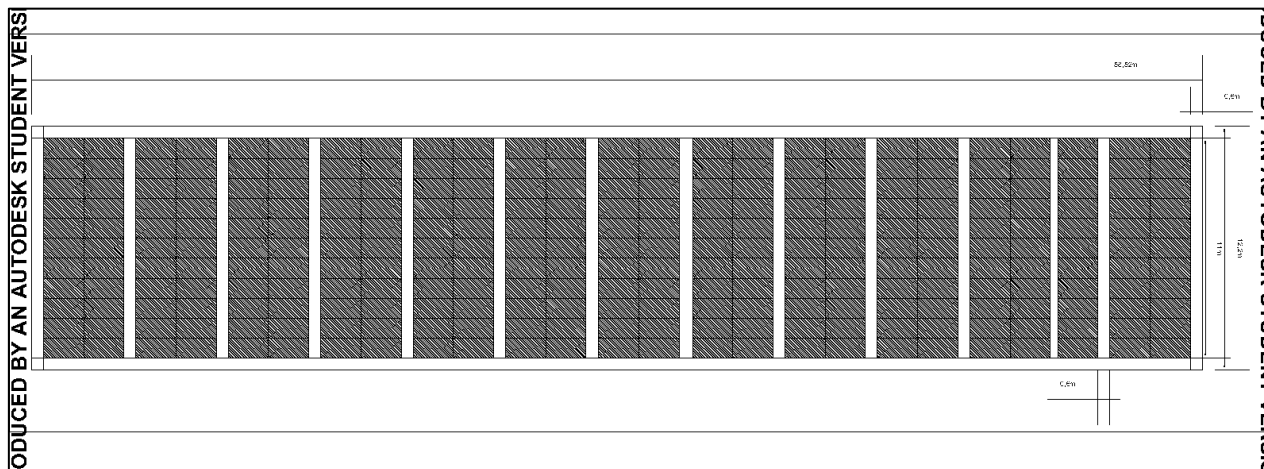
Figura 1. 27 Imagen del sector A con pasillo de mantenimiento para los paneles.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

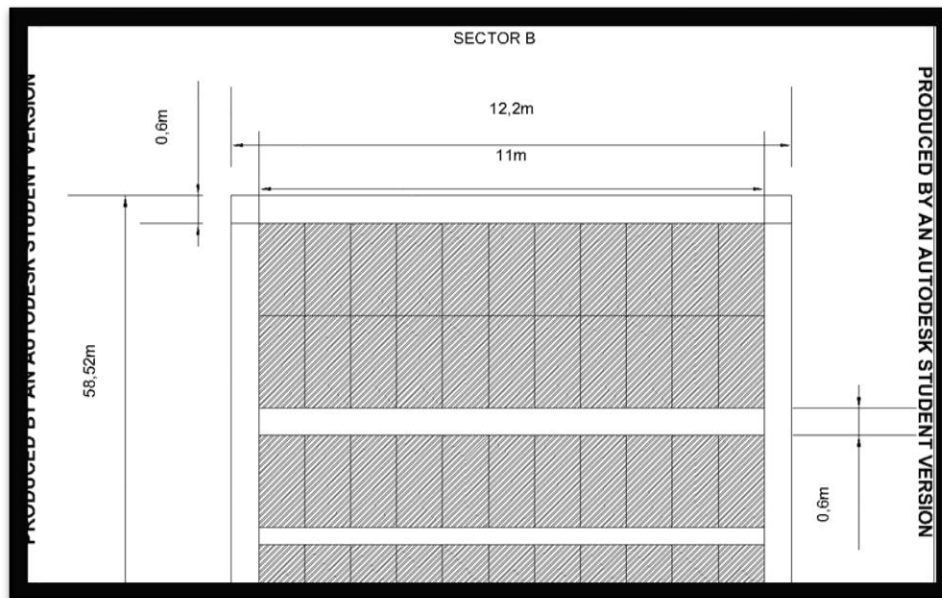
En la figura anterior se puede observar que el techo del sector A cuenta con capacidad de albergar 28 paneles con sus respectivos pasillos de mantenimiento.

Figura 1. 28 Imagen del sector B con pasillo de mantenimiento para los paneles.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

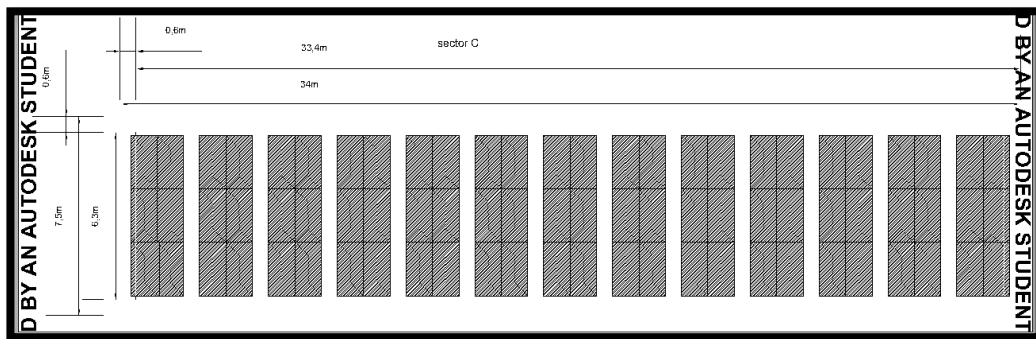
Figura 1. 29 Imagen del sector B con sus respectivas cotas



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

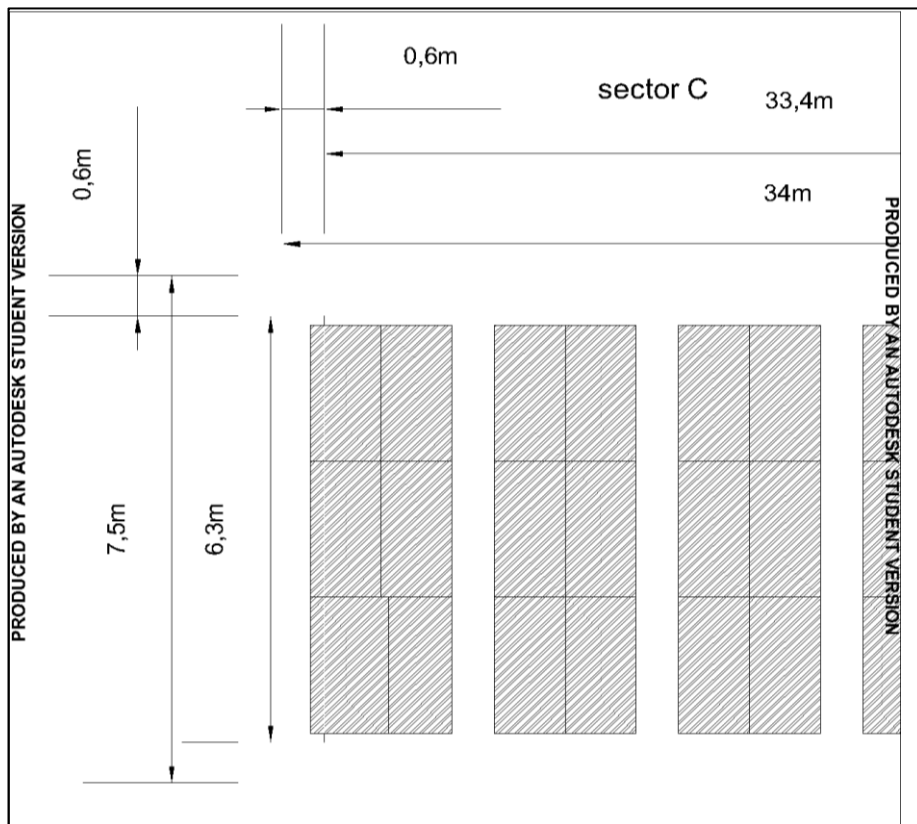
En la figura anterior se logró determinar que el área del sector B cuenta con una disponibilidad de instalar 275 paneles solares respetando los 0,6 m de margen con que debe contar el arreglo de paneles.

Figura 1. 30 Imagen del arreglo de paneles del sector C con pasillos de mantenimiento.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

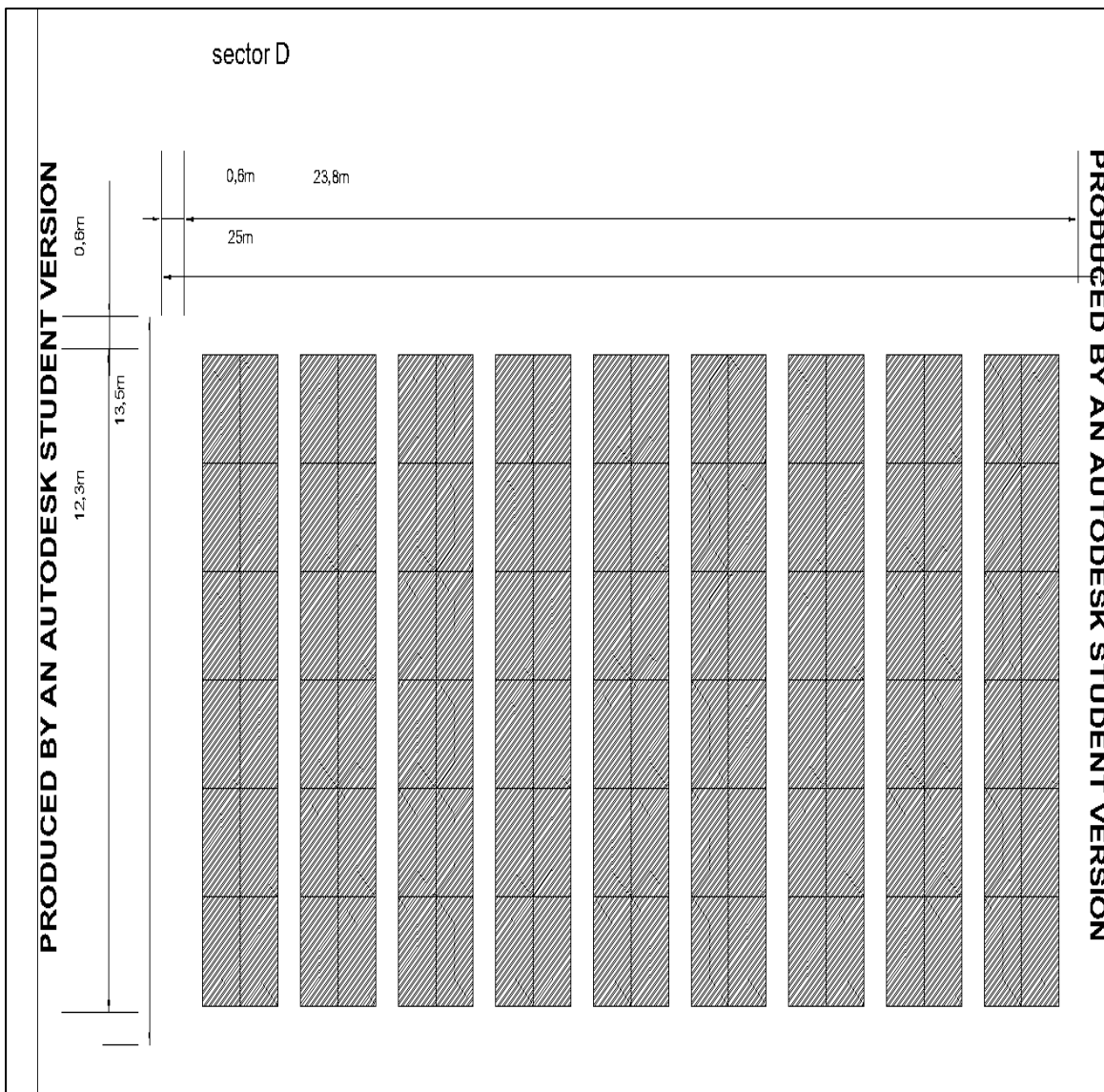
Figura 1. 31 Imagen del sector C con sus respectivas cotas.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020

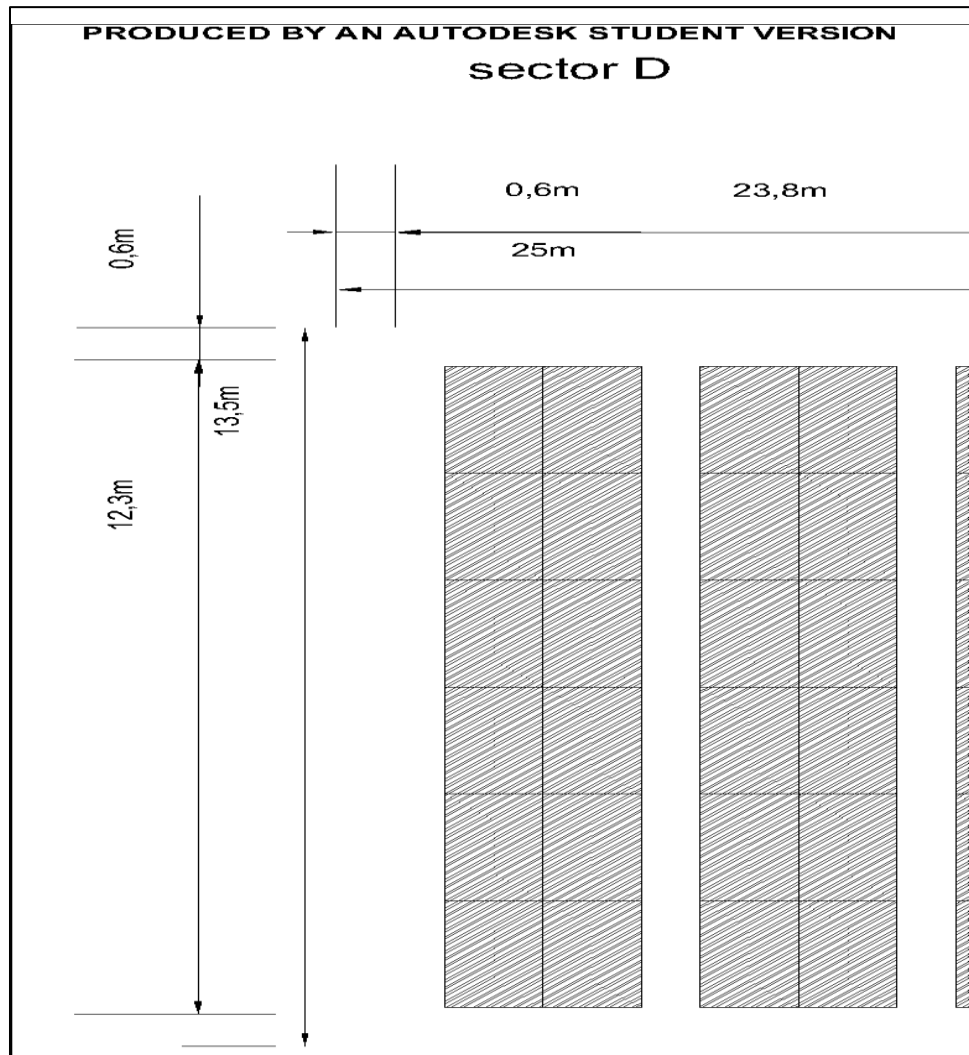
Para el arreglo de este sector se llegó a la conclusión de que el sector C cuenta con la capacidad de poder instalar 78 paneles solares.

Figura 1. 32 Imagen del arreglo de paneles del sector D con pasillos de mantenimiento.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

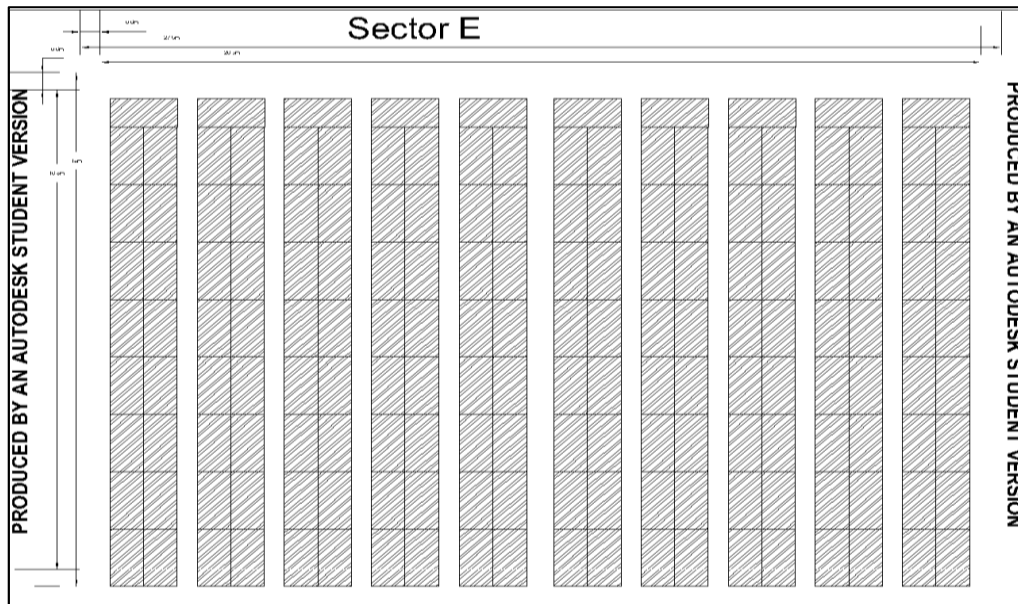
Figura 1. 33 Imagen del sector D con sus respectivas cotas.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

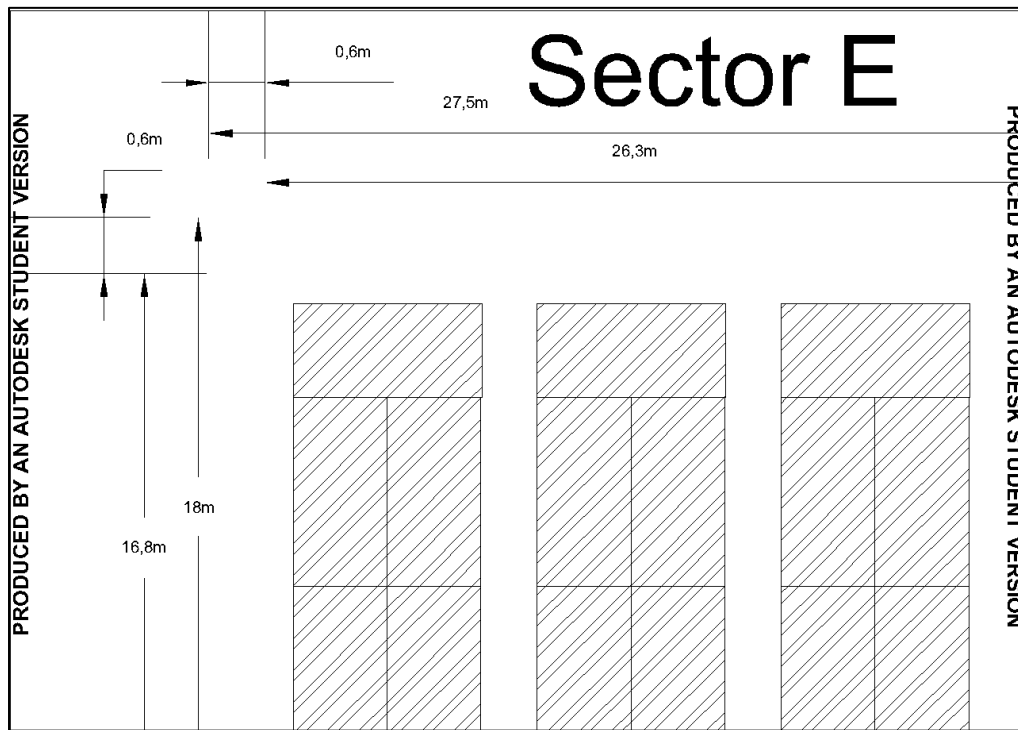
Para el techo del sector D se llegó a la conclusión de que este sector cuenta con una capacidad máxima de albergar 108 paneles solares.

Figura 1. 34 Imagen del arreglo de paneles del sector E con pasillos de mantenimiento.



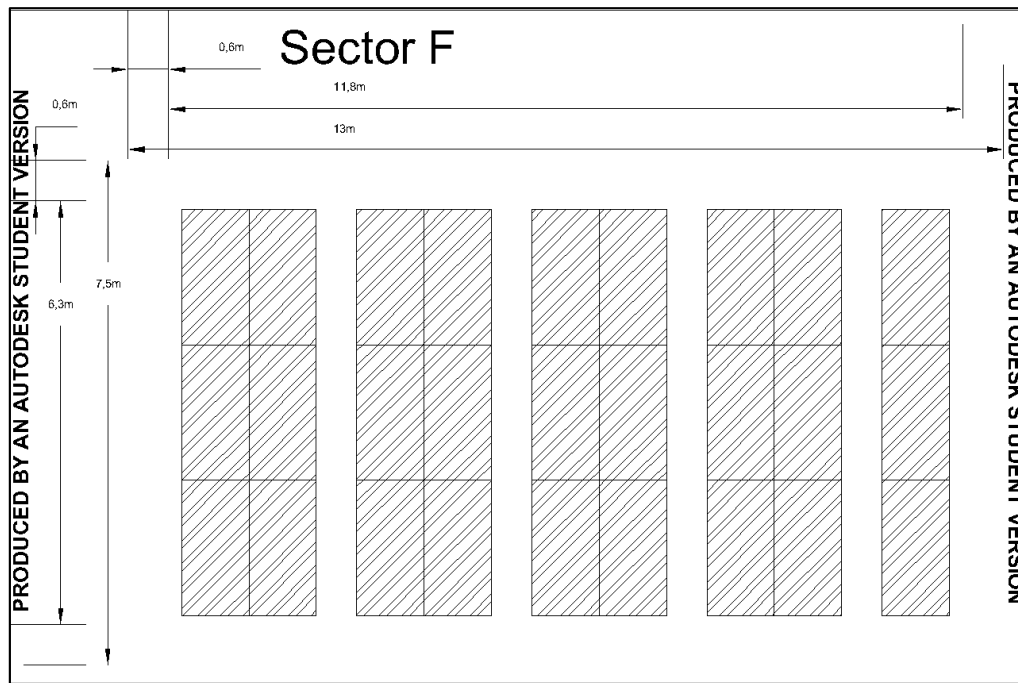
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Figura 1. 35 Imagen del sector E con sus respectivas cotas.



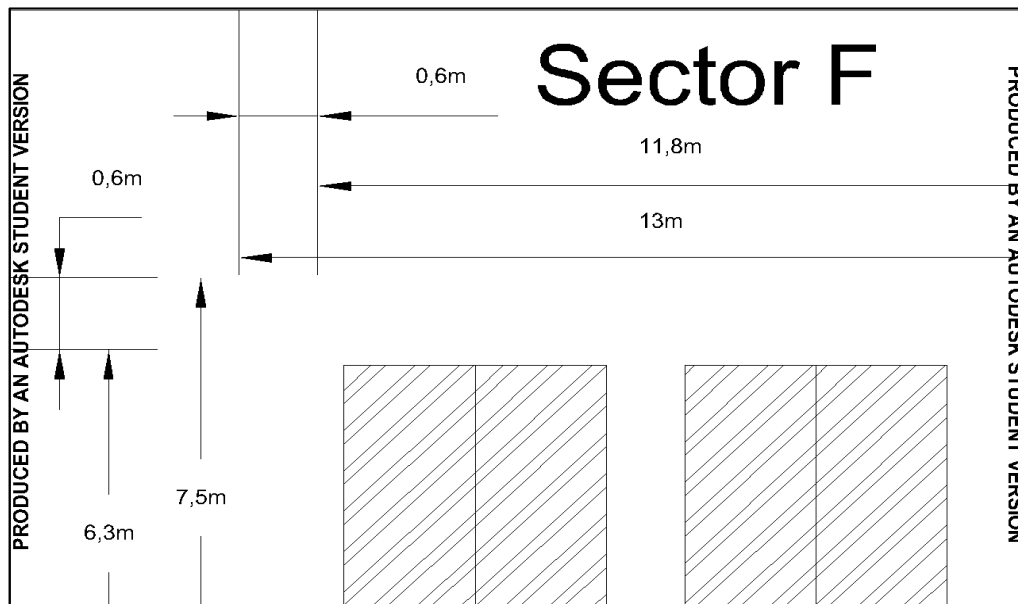
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.  
El techo del sector E cuenta con una capacidad de instalación de 170 paneles solares.

Figura 1. 36 Imagen del arreglo de paneles del sector F con pasillos de mantenimiento.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Figura 1. 37 Imagen del sector F con sus respectivas cotas.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Luego de realizar los respectivos cálculos se llegó a la conclusión de que el sector F cuenta con capacidad de albergar 27 paneles solares.

En la siguiente tabla se presenta un resumen seccionado por sectores en el que se muestran los datos del número de paneles solares con los que se podrá contar para las seis propuestas de diseño. Esto se hizo con el objetivo de conocer el número de paneles con los que eventualmente podría contar la planta empacadora sede Coyol.

Tabla 1. 10 Resumen del número total de paneles que se pueden instalar.

Sectores	Numero de paneles posibles a instalar.
Sector A	28
Sector B	275
Sector C	78
Sector D	108
Sector E	170
Sector F	27
Total	686

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

En la tabla anteriormente generada se logró determinar la cantidad de paneles que puede soportar la planta empacadora. La capacidad de instalación es de 686 paneles solares respetando los 0,6 m de los pasillos de mantenimiento con los que debe contar el sistema fotovoltaico.

Cabe mencionar que en la tabla en la que se describen las dimensiones de los techos (tabla 1.7 en pág. 79) no se consideró la distancia que hay entre la acometida y cada uno de los sectores anteriormente descritos.

Se procederá a describir las distancias de los sectores con respecto a un punto de referencia el cual estará fijado desde la acometida hasta cada sector. En la siguiente tabla se describirá esto de una forma muy resumida.

Tabla 1. 11 Distancia de los sectores hasta la acometida

Sectores	Distancia que existe entre el sector y la acometida, datos dados en metros (m).
Sector A	5 m
Sector B	14 m
Sector C	78 m
Sector D	110,5 m
Sector E	110,2 m
Sector F	84 m
Distancia total	401,7 m

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Las medidas que se muestran en la tabla son datos que corresponden a una medida en que se toma como punto de referencia la acometida de la planta empacadora, hasta cada uno de los sectores que componen el área disponible de techo. Cabe mencionar que cada medida se realizó trazando una trayectoria en línea recta desde la acometida hasta cada uno de los sectores descritos anteriormente.

Una vez concluidas las medidas y después de haber determinado las áreas posibles en donde se pueden instalar los paneles solares, se procede a recopilar información sobre los datos de irradiación, que determinarán si la zona en donde se está desarrollando el estudio cuenta con las condiciones óptimas para la instalación de un sistema de generación eléctrica por medio de paneles solares.

Los datos que se muestran a continuación provienen de información recopilada y suministrada por el Instituto Meteorológico Nacional (IMN) de la estación meteorológica número 69725, Comando Puerto Viejo de Sarapiquí, coordenadas  $10^{\circ} 26' 41.82''$   $84^{\circ} 00' 17.54''$ , con una altitud de 40 m.s.n.m.

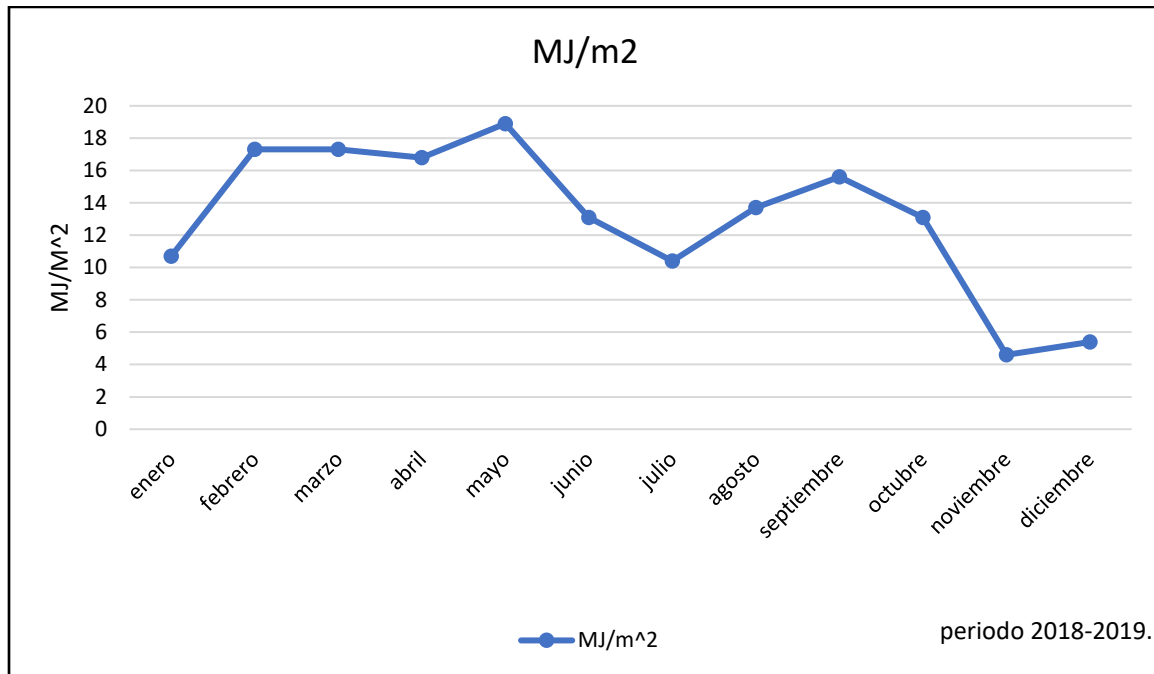
Tabla 1. 12 Tabla de irradiación solar promedio. Puerto Viejo, Sarapiquí, Heredia.

Meses	Radiación solar (MJ/m <sup>2</sup> )
Enero	10.7
Febrero	17.3
Marzo	17.7
Abril	16.8
Mayo	18.9
Junio	13.1
Julio	10.4
Agosto	13.7
Septiembre	15.6
Octubre	13.1
Noviembre	4.6
Diciembre	5.4
Irradiación total	157.3

Fuente: Elaboración propia con datos de irradiación solar promedio global obtenidos del IMN para la presente investigación, 2020.

Los datos estadísticos de la tabla anterior se usarán como base para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico por diseñar, con el fin de conocer si la zona de Sarapiquí cumple con las condiciones óptimas de irradiación para el aprovechamiento de generación de energía eléctrica por medio del uso de paneles solares.

Por otra parte, se debe mencionar que los datos de irradiación que suministró el Instituto Meteorológico Nacional) son medidas de radiación que hay en el plano horizontal y no directamente en el área de las placas o módulos fotovoltaicos.

Grafica 1. 1 Gráfico de los HSP dados en MJ/m<sup>2</sup>.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del IMN para la presente investigación, 2020.

Estos datos de radiación están en mega Joules por metro cuadrado de área disponible, por lo que es necesario utilizar un factor de conversión para poder realizar los cálculos correspondientes al dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Para poder realizar la conversión se tiene que dividir los mega Joules por metro cuadrado entre el factor de conversión. En la siguiente ecuación se muestran el factor de conversión y cómo se debe proceder para obtener el dato adecuado para realizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Factor de conversión para pasar de MJ/m<sup>2</sup> a KWh/m<sup>2</sup>

La hora solar pico (HSP) es una unidad que mide la irradiación solar y se define como la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiación solar constante de 1000 W/m<sup>2</sup>

$$1000 \frac{\text{watts}}{\text{m}^2} = 1 \text{ HSP} = 3.6 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^2}$$

Cálculo del HSP

$$\left(18.9 \text{ MJ/m}^2\right) * \left[\frac{1 \text{ HSP}}{3.6 \text{ MJ/m}^2}\right] = 5.25 \text{ HSP}$$

Los 18.9 MJ/m<sup>2</sup> corresponden al mes de mayo. Para efectos del cálculo del número de paneles solares se usará un promedio anual de los HSP, para que los paneles puedan considerar los meses de mayor y menor irradiación solar. Cabe recalcar que realizar este cálculo es de gran importancia para poder dimensionar el sistema fotovoltaico.

Antes de poder generar la tabla que se presenta a continuación fue necesario realizar una conversión de unidades, en la cual el kWh/m<sup>2</sup> es equivalente a un HSP. A continuación se presentarán las equivalencias que de la siguiente ecuación.

$$1 \text{ HSP} = 1 \text{ kWh/m}^2 = 3,6 \text{ MJ/m}^2$$

Una vez aclarado el cálculo se procede a generar la siguiente tabla:

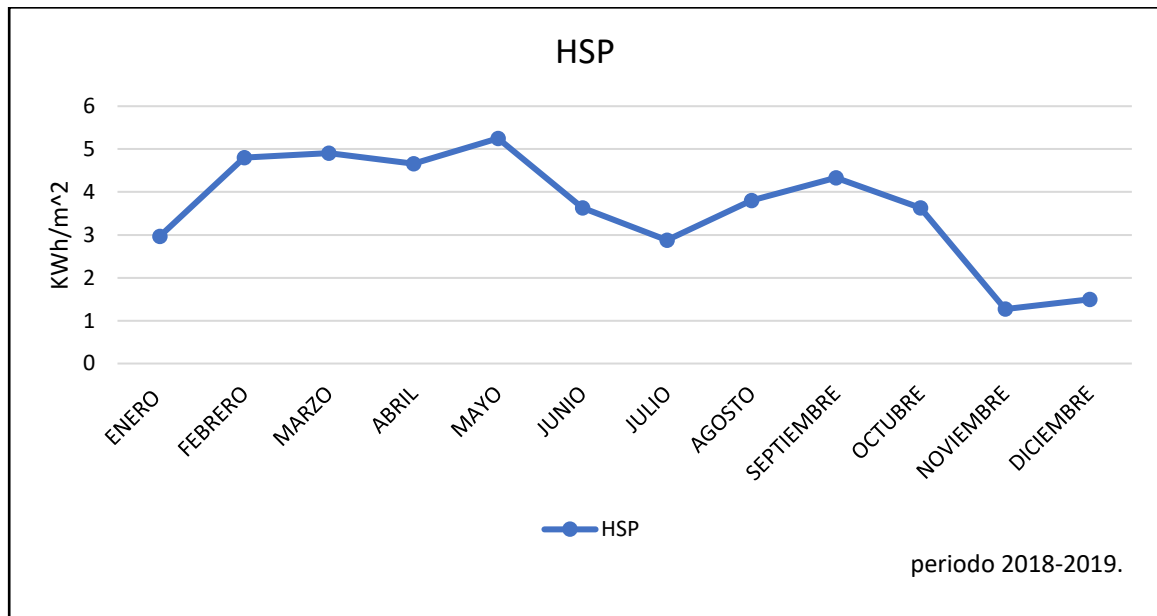
Tabla 1. 13 Tabla de horas solares pico.

Meses	HSP
Enero	2.97
Febrero	4.80
Marzo	4.91
Abril	4.66
Mayo	5.25
Junio	3.63
Julio	2.88
Agosto	3.8
Septiembre	4.33
Octubre	3.63
Noviembre	1.27
Diciembre	1.5
Total	43.63
Promedio diario de radiación anualizado	3.64

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Los datos que presentan en la tabla anterior indican cuál es la hora de irradiación solar pico de cada mes del periodo 2018/2019. Para obtener los valores numéricos de la tabla fue necesario consultar al Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica (IMN).

Grafica 1. 2 Gráfico de horas solares pico



Fuente: La gráfica mostrada anteriormente es de elaboración propia con datos obtenidos del IMN para la presente investigación, 2020.

Para la elaboración del grafico anterior fue necesario tomar los datos de la tabla de horas solar pico.

Una vez obtenidos los datos de irradiación, ubicación y área de techo disponible se procederá en el siguiente apartado con los cálculos de las seis propuestas del sistema fotovoltaico que se planea estudiar para determinar cuál se deberá instalar.

### **Estimado del número de paneles para el caso 1, a 100% de la demanda**

En esta sección se procede a realizar el cálculo de los paneles que se necesitan para cubrir la demanda energética mensual y anual de la empresa. Por otra parte, se definirá la potencia de cada panel, el cual posee una potencia nominal de 400w, según datos de la compañía china JA SOLAR,

modelo JAM72S-10 -400/MR monocristalino. Más adelante, en el apartado de anexos se adjuntará la ficha de datos técnicos del panel que se usará en los seis escenarios.

Ya una vez definido cuál modelo de paneles se usará se procede a realizar el cálculo para definir la cantidad de paneles que cumpla con las cargas mensuales que demanda la planta empacadora.

Para realizar el cálculo y que el dimensionado del sistema sea el correcto se tomó los meses de mayor consumo de KWh, que corresponden a los meses de octubre y septiembre, dado que ambos meses tienen un consumo pico de 17 911 KWh/mes, por lo que cualquiera de ellos se puede tomar para realizar el cálculo.

El mes por usar para este apartado será el mes de octubre, dado que es el mes con mayor consumo de energía eléctrica según la facturación. Por otra parte, para hacer uso de este dato fue necesario realizar una conversión ya que los consumos de la planta empacadora están en KWh/mes, y lo que se necesita es cubrir la demanda energética diaria de la planta empacadora, por lo que es necesario realizar una conversión la cual debe quedar en KWh/día para cumplir con lo mencionado anteriormente.

El cálculo consiste en tomar el dato de consumo del mes de octubre y dividirlo entre el número de días del mismo mes, que tiene la cantidad de 31 días.

Como resultado se obtuvo un valor de 577.77 KWh/día. Este dato se refiere al consumo promedio diario del mes de octubre.

A continuación, por medio del siguiente cálculo, se mostrará cómo se realiza la conversión:

$$\frac{17\,911\text{KWh/mes}}{31\text{ dias}} = 577.77\text{ KWh/dia}$$

Una vez realizada la conversión se procederá a calcular el número de paneles que cubra las necesidades energéticas que demanda la planta empacadora, con la ecuación que se mencionó en el apartado del marco referencial en las págs. (51 y 52).

$$Np = \frac{E}{0.81 * Wp * HSP}$$

Donde:

- Np: Corresponde al número de paneles.
- E: Es el consumo energético real.
- Wp: Es la potencia nominal del panel.
- HSP: Corresponden a las horas pico de sol.
- 0.81: Corresponde a la eficiencia energética de 81% PR (Performance ratio) del panel fotovoltaico. Este factor considera las pérdidas.

Una vez planteada la ecuación se procede a realizar el cálculo del número de paneles, cuyo resultado se mostrará a continuación.

$$Np = \frac{577.77KWh/dia}{(0.81 * 400w * 1.27h)} = 1404 \text{ paneles}$$

Para el cálculo anterior, para el valor de HSP, se tomó el mes con menor irradiación, ya mencionado anteriormente en la pág. (69), tabla de horas solar pico. Cabe recalcar que el factor de eficiencia considera 10% de pérdidas en el sistema de generación.

Para la siguiente sección se mostrará cómo debe ser la configuración necesaria y cómo realizar el cálculo de la potencia generada por los 1 404 paneles, tanto mensuales como diarios, con el fin de determinar si la cantidad de paneles es la ideal para que la planta empacadora pueda llevar a cabo sus funciones cotidianas.

### **Configuración y energía generada por los 1 404 paneles**

En esta sección se calculará la energía eléctrica anual y mensual generada por los 1 280 paneles y se determinará cuáles son la configuración y el arreglo idóneo para cumplir con la demanda energética de la planta empacadora.

Esto se realiza con el fin de poder hacer una comparación con el consumo real de la planta empacadora, que en la actualidad se encuentra conectada a la red de distribución eléctrica de COOPELESCA, para así poder determinar con precisión la cantidad de paneles que debe usar el sistema fotovoltaico. A continuación se explicará cómo se debe realizar el cálculo de la energía eléctrica generada por los paneles.

Para poder conocer cuál es la potencia generada por el conjunto de paneles de 1 404 se deberá multiplicar el número de paneles por la potencia nominal de cada uno. Como resultado se obtuvo la modesta cantidad de 561 600 W. A continuación se mostrará cómo se realizó el cálculo.

$$\text{potencia generada} = 1404 * 400w = 561\ 600\ W$$

Ya hecho el cálculo de potencia generada por el conjunto de paneles (561 600 W) se podrá proceder al cálculo de energía eléctrica total generada por el conjunto de paneles. Para calcular la energía eléctrica producida se deberá multiplicar la potencia generada (561 600 W) por las horas de sol pico que correspondan a cada mes, y, a su vez, por los días que conforman cada mes, desde enero hasta diciembre del periodo 2018-2019. Posteriormente se mostrará el cálculo de la energía eléctrica producida de un mes.

Para la demostración del cálculo se tomará el mes de enero el cual cuenta con 32 días, dado que COOPELESCA realizó el cobro de esa forma, ya que la empresa debe cobrar los 365 días que conforman el año.

Para realizar el cálculo se debe tomar el dato de la tabla de las HSP. Para dicho cálculo se tomará el valor de 2.97 horas, el cual corresponde al mes de enero. A continuación se mostrará la expresión que se usó para realizar el cálculo de la energía eléctrica del mes de enero.

$$\text{potencia generada} * \text{HSP} * \text{dias del mes a calcular} = \text{KWh/mes}$$

$$561\,600\text{ W} * 2.97\text{ h} * 32\text{ dias} = 53\,374.46\text{ KWh/mes}$$

Para el cálculo anteriormente realizado esto se debe hacer con cada uno de los 12 meses que conforman el año, para luego poder calcular la producción de energía eléctrica anual.

En la siguiente tabla se realiza la comparación de consumo real de la planta empacadora con respecto a la energía eléctrica producida durante un año con los 1 404 paneles solares.

Tabla 1. 14 Tabla de potencia generada por 1 404 paneles.

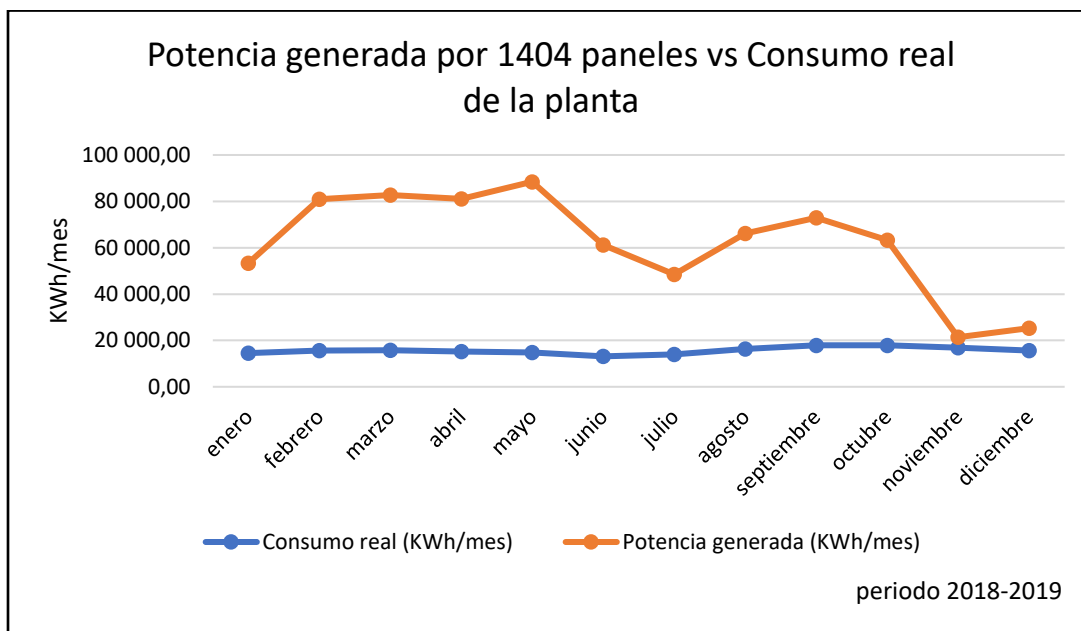
Energía generada por 1404 paneles vs El 100% de la energía consumida.					
Meses	Días	HSP	100% de la demanda (KWh/mes)	Generación de energía con 1404 paneles (KWh/mes)	Superávit o déficit de energía (KWh/mes)
enero	32	2,97	14 565,60	53 374,46	38 808,86
febrero	30	4,80	15 626,40	80 870,40	65 244,00
marzo	30	4,91	15 789,60	82 723,68	66 934,08
abril	31	4,66	15 177,60	81 128,74	65 951,14
mayo	30	5,25	14 851,20	88 452,00	73 600,80
junio	30	3,63	13 137,60	61 158,24	48 020,64
julio	30	2,88	13 953,60	48 522,24	34 568,64
agosto	31	3,80	16 360,80	66 156,48	49 795,68
septiembre	30	4,33	17 911,20	72 951,84	55 040,64
octubre	31	3,63	17 911,20	63 196,85	45 285,65
noviembre	30	1,27	16 483,20	21 396,96	4 913,76
diciembre	30	1,50	15 585,60	25 272,00	9 686,40
total			187 353,60	745 203,89	557 850,29

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

En la tabla anterior se muestra el consumo eléctrico real contra la potencia generada por la configuración de los 1 404 paneles. A su vez se muestran las producciones mensuales y anuales de energía eléctrica.

Con los datos anteriormente obtenidos se logró observar que la producción anual de los 1 404 paneles es de 745 203,89 KWh/año y el mes con mayor producción. Corresponde al mes de mayo que cuenta con una producción de 88 452 KWh/mes.

Gráfico 1. 3 Consumos vrs producción de energía por 1 404 paneles.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Como se puede observar en el gráfico anterior, con la producción durante los primeros cuatro meses del periodo 2018-2019 se logra generar una cantidad considerable con respecto a los datos de consumo real de la planta empacadora; pero esa tendencia de producción tiende a bajar durante los nueve meses restantes del año, aunque siempre sigue existiendo una sobreproducción de energía.

En la tabla que se generó anteriormente se puede observar que la generación de los 1 404 paneles con una potencia de 400 W tienen la capacidad de generar anualmente 745 203,89 KWh/año, y si se compara esta generación de energía eléctrica con la energía eléctrica del consumo real anual se puede observar que existe un superávit de energía eléctrica del 297,75%, por lo que será necesario recalcular el número de paneles para poder determinar cuál es el número necesario que no sobrepase el valor de consumo real de la planta.

Primer escenario con reajuste del arreglo de 100% de la demanda con un panel de 400 W.

Para determinar cuál deber ser la cantidad de paneles necesarios para abastecer 100% de la demanda de energía eléctrica se debe dividir la demanda de energía eléctrica anual entre la suma del producto de los días que corresponden a cada mes, con las horas solares pico de cada mes al que corresponda, dado que la demanda de energía eléctrica de la planta empacadora es de 187 353,6 KWh/año, por lo que a continuación se procederá a plantear la siguiente ecuación:

$$\frac{187\,353,6\text{ KWh}}{32 * 2,97 + 30 * 4,8 + 30 * 4,91 + 31 * 4,67 + 30 * 5,25 + 30 * 3,63 + 30 * 2,88 + 31 * 3,8 + 30 * 4,33 + 30 * 1,5} = 141\,123,28\text{ KWh}$$

Con la nueva potencia de generación a 100% de la demanda de energía eléctrica con paneles de 400 W se procede a calcular la nueva cantidad de paneles solares mediante la siguiente ecuación.

$$\frac{141\,123,28\text{ KWh}}{400\text{ W}} = 353\text{ paneles}$$

Una vez calculado el nuevo número de paneles se tomarán los 141 123,28 KWh para calcularlo y así conocer cuál será la potencia generada por los 353 paneles.

Este cálculo consiste en multiplicar los 353 paneles por la potencia máxima del panel, el cual tiene un valor pico de 400 watts. En el siguiente planteamiento se demostrará cómo se debe realizar el cálculo para el mes de enero:

$$Potencia\ generada = 353 * 400 * 2.97 * 32 = 13\,419,65\text{ KWh/mes.}$$

A continuación se procederá a tabular una tabla para comparar la demanda de energía eléctrica de la planta empacadora con la potencia generada por el nuevo arreglo de los 353 paneles, y así conocer en qué mes se tendrá un déficit o superávit de energía eléctrica.

Tabla 1. 15 Tabla de comparación de energía generada por los 353 paneles vrs energía demandada en el periodo 2018-2019.

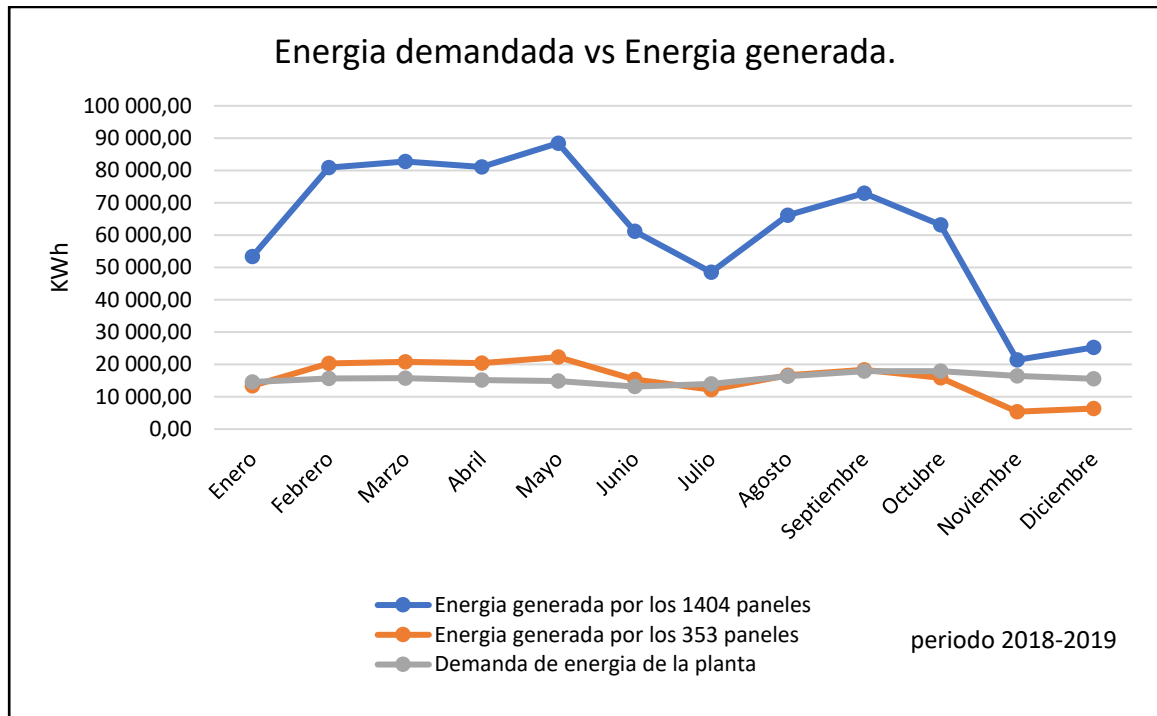
Meses	Días	HSP	100% de la demanda (KWh/mes)	Generación de energía con 353 paneles (KWh/mes)	Superávit o déficit de energía (KWh/mes)
enero	32	2,97	14 565,60	13 419,65	- 1 145,95
febrero	30	4,80	15 626,40	20 332,80	4 706,40
marzo	30	4,91	15 789,60	20 798,76	5 009,16
abril	31	4,66	15 177,60	20 397,75	5 220,15
mayo	30	5,25	14 851,20	22 239,00	7 387,80
junio	30	3,63	13 137,60	15 376,68	2 239,08
julio	30	2,88	13 953,60	12 199,68	- 1 753,92
agosto	31	3,80	16 360,80	16 633,36	272,56
septiembre	30	4,33	17 911,20	18 341,88	430,68
octubre	31	3,63	17 911,20	15 889,24	- 2 021,96
noviembre	30	1,27	16 483,20	5 379,72	- 11 103,48
diciembre	30	1,50	15 585,60	6 354,00	- 9 231,60
total			187 353,60	187 362,52	8,92

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Al analizar la tabla 1.13 de este documento se puede observar que la sobregeneración de energía se redujo considerablemente con el nuevo arreglo de los 353 paneles, aunque todavía se sigue teniendo un superávit de 8,92 KWh/año comparado con el caso anterior del arreglo de 1 404 paneles. Se puede observar claramente la reducción de KWh/mes que tiene el nuevo sistema.

En el siguiente gráfico se puede observar la cantidad de energía eléctrica generada por los 1404 y 353 paneles con respecto a la demanda de energía eléctrica de la planta empacadora, en el periodo 2018-2019.

Gráfico 1. 4 Gráfico de energía vrs energía generada en ambos casos.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Como se puede observar en el gráfico anterior, con el recálculo del número de paneles se logró equiparar los consumos con la potencia generada del nuevo arreglo, y también cabe recalcar que con el arreglo anterior no era posible realizar una instalación de esas dimensiones. La planta cuenta con un número limitado de instalación de paneles debido al espacio de área disponible con la que cuenta. Con este nuevo arreglo es posible llevar a cabo una eventual instalación de esas dimensiones.

#### Estimado del número de paneles para el caso 2, a 75% de la demanda

Cálculo del número de paneles:

$$N_P = \frac{\frac{13\,433.4 \text{ KWh}/\text{mes}}{31 \text{ días}}}{400 \text{ w} * 0.81 * 1.27} \approx 1053,11 = 1053 \text{ paneles.}$$

Seguidamente se muestra una tabla con los valores generados por el cálculo de la potencia de generación anual de los 1 053 paneles para compararlos luego con 75% de la demanda de energía

eléctrica de la planta empacadora. Esto con el fin de determinar si es necesario realizar un reajuste del número de paneles necesarios que deberá contener el sistema fotovoltaico.

Tabla 1. 16 Tabla de generación de potencia de los 1 053 paneles.

Meses	Días	HSP	75% de la demanda (KWh/mes)	Generación de energía con 1053 paneles (KWh/mes)	superávit o déficit de energía (KWh/mes)
enero	32	2,97	10 924,20	40 030,85	29 106,65
febrero	30	4,80	11 719,80	60 652,80	48 933,00
marzo	30	4,91	11 842,20	62 042,76	50 200,56
abril	31	4,66	11 383,20	60 846,55	49 463,35
mayo	30	5,25	11 138,40	66 339,00	55 200,60
junio	30	3,63	9 853,20	45 868,68	36 015,48
julio	30	2,88	10 465,20	36 391,68	25 926,48
agosto	31	3,80	12 270,60	49 617,36	37 346,76
septiembre	30	4,33	13 433,40	54 713,88	41 280,48
octubre	31	3,63	13 433,40	47 397,64	33 964,24
noviembre	30	1,27	12 362,40	16 047,72	3 685,32
diciembre	30	1,50	11 689,20	18 954,00	7 264,80
total			140 515,20	558 902,92	418 387,72

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Como se puede observar en la tabla anterior, existe un superávit de generación de energía eléctrica de 297.75%, por lo que será necesario realizar un ajuste del número de paneles solares. El siguiente cálculo que se muestra a continuación se usará para realizar el reajuste del número de paneles solares.

$$\frac{140\,515,20 \text{ KWh/mes}}{32 * 2.97 + 30 * 4.8 + 30 * 4.91 + 31 * 4.67 + 30 * 5.25 + 30 * 3.63 + 30 * 2.88 + 31 * 3.8 + 30 * 4.33 + 31 * 3.63 + 30 * 1.27 + 30 * 1.15} = 265 \text{ paneles.}$$

Como resultado de la ecuación anterior se establece que el nuevo número de paneles para el reajuste del sistema es de 106 paneles solares los cuales producirán una potencia de 14 894,61 KW.

A continuación se muestra una tabla que contiene los resultados del cálculo de los valores nuevos que se generarán producto del reajuste que se le hizo al sistema fotovoltaico.

Tabla 1. 17 Tabla de generación de potencia de los 265 paneles.

Meses	Días	HSP	75% de la demanda (KWh/mes)	Generación de energía con 265 paneles (KWh/mes)	superávit o déficit de energía (KWh/mes)
enero	32	2,97	10 924,20	10 074,24	- 849,96
febrero	30	4,80	11 719,80	15 264,00	3 544,20
marzo	30	4,91	11 842,20	15 613,80	3 771,60
abril	31	4,66	11 383,20	15 312,76	3 929,56
mayo	30	5,25	11 138,40	16 695,00	5 556,60
junio	30	3,63	9 853,20	11 543,40	1 690,20
julio	30	2,88	10 465,20	9 158,40	- 1 306,80
agosto	31	3,80	12 270,60	12 486,80	216,20
septiembre	30	4,33	13 433,40	13 769,40	336,00
octubre	31	3,63	13 433,40	11 928,18	- 1 505,22
noviembre	30	1,27	12 362,40	4 038,60	- 8 323,80
diciembre	30	1,50	11 689,20	4 770,00	- 6 919,20
total			140 515,20	140 654,58	139,38

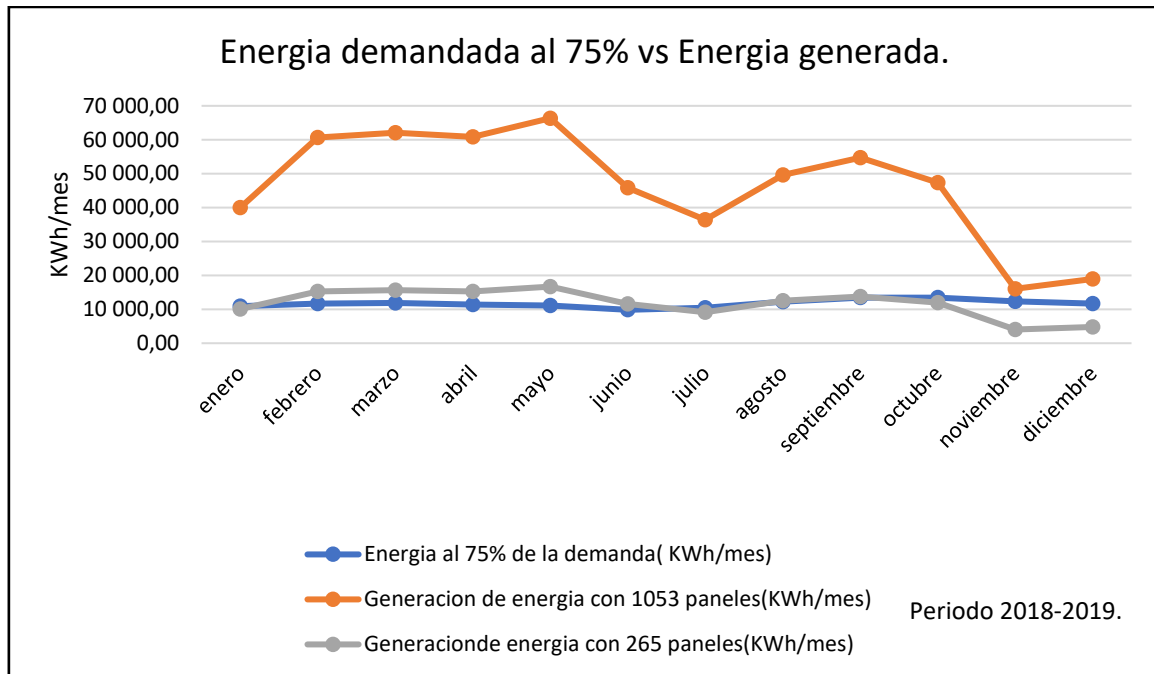
Fuente: La tabla mostrada anteriormente es de elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Al analizar los datos que contiene la tabla anterior se puede determinar que el sistema mejoró considerablemente, pero aun así está generando un superávit de energía de 139.38 KWh/año.

Más adelante se mostrará un gráfico en el que se podrá comparar lo generado por los 948 paneles con lo generado por los 265 paneles que corresponden al reajuste del sistema fotovoltaico. También en este gráfico se mostrará la carga que demanda la planta empacadora. De esta forma se podrá ver cómo se comportara gráficamente el sistema fotovoltaico.

Por otra parte, se podrán observar claramente las condiciones que presentará el escenario del caso 2, a 75% de la demanda.

Gráfico 1. 5 Energía demandada vrs energía generada.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Como se puede observar en el gráfico 1.6, al analizar el comportamiento del gráfico la generación de 1 053 paneles produce un superávit de energía bastante considerable. Por tanto, no es viable seguir con ese arreglo de paneles. Como resultado de las condiciones anteriores del sistema se procedió a reajustar el sistema fotovoltaico para que la energía generada sea lo más cercana a 75% de la energía demandada. Como se puede observar en el gráfico, con el reajuste se logró acercarse a los valores de 75% la energía demandada por la planta empacadora.

A continuación, se mostrará el cálculo del caso 3 en el que se determinará cuál será el número de paneles que deberá utilizar el sistema para de esta forma analizar el caso para una eventual instalación.

### Estimado del número de paneles para el caso 3 a 49% de la demanda.

Cálculo del número de paneles

$$N_P = \frac{\frac{8\,776,76 \text{ KWh/mes}}{31 \text{ días}}}{0,81 * 400 * 1,27} \cong 688,03 = 688 \text{ paneles.}$$

Una vez calculado el número de paneles se procederá a realizar una tabla en la que se resuman los cálculos necesarios para conocer la capacidad de generación que tiene el arreglo de 688 paneles.

Tabla 1. 18 Tabla de generación de potencia con 688 paneles.

Meses	Días	HSP	49% de la demanda (KWh/mes)	Generación de energía con 688 paneles (KWh/mes)	superávit o déficit de energía (KWh/mes)
enero	32	2,97	7 137,14	26 155,01	19 017,87
febrero	30	4,80	7 656,93	39 628,80	31 971,87
marzo	30	4,91	7 736,90	40 536,96	32 800,06
abril	31	4,66	7 437,02	39 755,39	32 318,37
mayo	30	5,25	7 277,08	43 344,00	36 066,92
junio	30	3,63	6 437,42	29 969,28	23 531,86
julio	30	2,88	6 837,42	23 777,28	16 939,86
agosto	31	3,80	8 016,79	32 418,56	24 401,77
septiembre	30	4,33	8 776,48	35 748,48	26 972,00
octubre	31	3,63	8 776,48	30 968,26	22 191,78
noviembre	30	1,27	8 076,76	10 485,12	2 408,36
diciembre	30	1,50	7 636,94	12 384,00	4 747,06
total			91 803,36	365 171,14	273 367,78

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Al analizar los datos de la tabla anterior se nota que existe una sobreproducción de energía de al menos 297,78%, que en números enteros corresponde a 273 367,78 KWh/año. Esto al final se traduce en que el sistema no es lo suficientemente eficiente en cuanto a generación, por lo que se procederá a realizar un reajuste al número de paneles que se deben instalar. Esto con el fin de reducir la sobreproducción de energía y para que la demanda sea muy parecida a la generación de energía eléctrica del sistema fotovoltaico.

Como resultado de la condición de sobregeneración de energía se procederá a recalcular el número de paneles solares.

Recálculo de número de paneles

$$\frac{91\,803\text{ KWh/mes}}{32 * 2.97 + 30 * 4.8 + 30 * 4.91 + 31 * 4.67 + 30 * 5.25 + 30 * 3.63 + 30 * 2.88 + 31 * 3.8 + 30 * 4.33 + 31 * 3.63 + 30 * 1.27 + 30 * 1.15} = 173 \text{ paneles.}$$

Una vez calculado el número nuevo de paneles se procederá a realizar los cálculos correspondientes cuyos resultados estarán tabulados en la siguiente tabla.

Tabla 1. 19 Tabla de comparación de energía generada por los 173 paneles vrs energía demandada en el periodo 2018-2019.

Meses	Días	HSP	49% de la demanda (KWh/mes)	Generación de energía con 173 paneles (KWh/mes)	superávit o déficit de energía (KWh/mes)
enero	32	2,97	7 137,14	6 576,77	- 560,37
febrero	30	4,80	7 656,93	9 964,80	2 307,87
marzo	30	4,91	7 736,90	10 193,16	2 456,26
abril	31	4,66	7 437,02	9 996,63	2 559,61
mayo	30	5,25	7 277,08	10 899,00	3 621,92
junio	30	3,63	6 437,42	7 535,88	1 098,46
julio	30	2,88	6 837,42	5 978,88	- 858,54
agosto	31	3,80	8 016,79	8 151,76	134,97
septiembre	30	4,33	8 776,48	8 989,08	212,60
octubre	31	3,63	8 776,48	7 787,08	- 989,40
noviembre	30	1,27	8 076,76	2 636,52	- 5 440,24
diciembre	30	1,50	7 636,94	3 114,00	- 4 522,94
total			91 803,36	91 823,56	20,20

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Como se puede observar, los datos de la demanda versus la generación eléctrica por 173 paneles sigue generando un superávit de energía en varios meses, pero también existen varios meses en los que se presenta con déficit energético, que al final queda muy cerca del valor de la demanda energética de la planta. Tras lo observado en la tabla 1.17 del presente documento se tiene un superávit de 20,20 KWh/año.

A continuación se generará un gráfico con los datos que se tabularon en la tabla 1.17 del presente documento.

Grafico 1. 6 Gráfico de generación de energía vrs energía demandada.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Como se puede observar en el gráfico 1.7 del presente documento se muestra el comportamiento de los datos tabulados en la tabla 1.17 del presente documento, en que se muestra que la energía mensual generada por los 173 paneles se mantiene muy cerca de los valores de consumo de energía a 49% de la demanda.

### **Ubicación y área disponible para el montaje de los paneles**

Para el caso de este apartado se explicará dónde se colocarán los paneles y cuál es el área que dispone la planta empacadora para realizar el montaje de los seis diseños propuestos, por lo que se generará una tabla en la que resumirá la cantidad de paneles que llevará cada una de las seis propuestas de diseño.

Tabla 1. 20 Tabla resumen de las seis propuestas de diseño.

Propuestas de diseño.	Numero de paneles que usara cada caso
Caso 1, al 100% de la demanda con inversor central	353
Caso 2, al 75% de la demanda con inversor central	265
Caso 3, al 49% de la demanda con inversor central	173
Caso 4, al 100% de la demanda con micro inversores	353
Caso 5, al 75% de la demanda con micro inversores	265
Caso 6, al 49% de la demanda con micro inversores	173

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Para el primer caso con el arreglo a 100% de la demanda energética se usarán 353 paneles que estarán distribuidos en los sectores que tengan más espacio para una posible instalación de los paneles.

Para los casos 1 y 4 se utilizarán los sectores B y E en donde estos techos tienen la capacidad de albergar 275 y 108 paneles, respectivamente. En este caso será necesario instalar 353 paneles los cuales se distribuirán en los techos mencionados.

Para los casos 2 y 5 se usará el sector B el cual tiene capacidad para albergar 275 paneles. En este escenario se requerirá instalar 265 paneles.

Para los casos 3 y 6 se usará el sector B el cual tiene una capacidad de albergar 275 paneles. En este caso se usarán 173 paneles.

### **Cálculo de los inversores**

En este apartado se realiza el cálculo del inversor central y de los micro inversores que se usarán en cada uno de los seis casos de las propuestas hechas en el apartado de diagnóstico. Esto

para poder determinar, por medio de una comparación costo-beneficio cuál de los casos es el mejor para la implementación de las mejoras.

### Estimación del número de microinversores

Para este apartado será necesario consultar la ficha técnica de los paneles solares a fin de verificar la potencia nominal del panel. Según los datos de la ficha técnica el panel cuenta con una potencia nominal de 400 watts, por lo cual se deberá seleccionar un microinversor capaz de soportar esa potencia.

Para la elección del microinversor se hizo una revisión de la ficha técnica suministrada por el proveedor, la cual cuenta con dos microinversores marca ENPHASE, modelos **IQ 7** e **IQ 7+**. A estos dos se les revisó la potencia de entrada que soportan. El **IQ 7** tiene un rango de capacidad de potencia de entrada de 235-350 watts, con una salida de 250 watts, y el modelo **IQ 7+** cuenta con un rango de potencia de entrada de 235-440 watts, y una potencia de salida de 295 watts.

Se tomó la decisión de usar el **IQ 7+**, dado que tiene una potencia de salida de 440 watts, y según esto está muy por encima de los 350 watts del otro modelo.

Dado que cada watt cuenta, para el máximo provecho de la energía solar se tomó esa decisión, ya que esa diferencia de 90 watts generaría grandes pérdidas de energía si se tomara el microinversor **IQ 7+** para conectar los paneles, por lo que se estaría dejando de percibir la cantidad de 90 watts por panel conectado con el micro inversor **IQ 7**.

Ya una vez establecido lo anterior se tomó la decisión de elegir los microinversores **IQ 7+** para conectar los paneles de los casos 4, 5 y 6.

Para determinar cuántos paneles se pueden conectar se hará un pequeño cálculo que consiste en dividir la potencia de entrada del inversor entre la potencia del panel. A continuación se demostrará cómo se debe proceder para realizar el cálculo.

$$\frac{P_{INVERSOR}}{P_{PANEL}} = \frac{440 W}{400 W} = 1.1$$

Como resultado del cálculo anterior se deberá conectar un inversor por cada panel instalado en el sistema fotovoltaico.

Para el caso 4, los 353 paneles serán controlados por 353 microinversores marca ENPHASE, modelo IQ7+.

Para el caso 5 los 265 paneles serán controlados por 265 microinversores marca ENPHASE, modelo IQ7+.

Para el caso 6 los 173 paneles serán controlados por 173 microinversores marca ENPHASE, modelo IQ7+.

### **Estimación del inversor central**

Para este apartado se procederá a determinar cuáles deben ser las capacidades de los inversores que controlarán los módulos fotovoltaicos, para cada uno de los tres casos que se están estudiando para la configuración con inversor central.

#### **Cálculo para el inversor central de los casos 1, 2 y 3.**

Para realizar el cálculo del inversor central se tendrá que revisar la ficha técnica del fabricante del panel, en la que se especifica cuál es el valor máximo de voltaje ( $V_{mpp}$ ), y cuál el valor máximo de corriente ( $I_{mpp}$ ) de cada panel. Esto porque estos dos datos son importantes para el cálculo del inversor central, con el fin de determinar los valores nominales de potencia con que debe contar el inversor central.

Ya una vez que se tiene el valor de voltaje y corriente máxima por panel, se procederá a realizar el cálculo. Los paneles que se usarán para el estudio, de acuerdo con los datos de la ficha técnica, cuentan con un voltaje máximo por panel de ( $V_{mpp} = 49,58_v$ ), y una corriente máxima por panel de ( $I_{mpp} = 10,33_A$ ).

Ahora, para poder determinar de qué potencia debe ser el inversor central se deberá realizar una suma de las potencias de cada panel. Para este caso son 353 paneles, por lo que se deberán multiplicar los 353 paneles por los 49,58 voltios, para así poder determinar cuál es el voltaje total de los paneles. A continuación se procederá a realizar el cálculo del voltaje total de los paneles con la siguiente ecuación:

$$V_T \text{PANELES} = \text{NUMERO DE PANELES}(N_p) * \text{VOLTAJE MAXIMO POR PANEL}(V_{mpp})$$

$$V_T = 353 * 49,58 \text{ v} = 17\ 501,74 \text{ v}$$

Una vez calculado el voltaje total ( $V_T$ ) de los paneles, cuyo valor obtenido es de 17 501,74, se procederá a calcular la potencia del sistema fotovoltaico el cual se obtiene de multiplicar el voltaje total ( $V_T = 17\ 501,74 \text{ v}$ ) por la corriente máxima por panel ( $I_{mpp} = 10,33 \text{ A}$ ). A continuación se mostrará la forma de proceder para realizar el cálculo de la potencia:

$$\text{Potencia} = V_T * I_{mpp}$$

$$\text{Potencia} = 17\ 501,74 \text{ v} * 10,33 \text{ A} = 180\ 792,97 \text{ watts}$$

Con el cálculo anterior se tuvo como resultado una potencia de 180 792,97 watts. Luego de calcular la potencia se procederá a seleccionar el valor adecuado del inversor central que deberá usar, así como el calibre de los cables y el dimensionamiento de los equipos de protección necesarios para el funcionamiento adecuado del sistema fotovoltaico.

Con los datos anteriormente obtenidos se procederá a realizar la elección del inversor central. Por la potencia calculada se usará más de un inversor y el sistema fotovoltaico se tendrá que dividir en varias etapas, ya que en el mercado no se encontrara un inversor que cumpla con 180 kW de potencia nominal.

Una vez calculada la potencia que generan en simultaneo los 353 paneles, se procederá a seleccionar el inversor o los inversores que puedan controlar la potencia del arreglo. Para seleccionar

el inversor se deberá tomar el valor de la potencia generada y se dividirá entre la potencia del inversor. A continuación se demostrara la forma de proceder a realizar el cálculo.

$$\# \text{ de inversor} = \frac{\text{potencia generada}}{\text{potencia del inversor}} = \frac{180\,792,97 \text{ w}}{37\,800 \text{ w}} = 4,78 \text{ Inverores}$$

Como resultado del anterior cálculo se deberán utilizar cinco inversores con una potencia de entrada de 37,8 KW, de la marca **FRONIUS**, modelo **Fronius Eco 27.0-3-S**. Cada inversor deberá controlar 72 paneles por rama.

Por otra parte, queda pendiente determinar cuántos módulos deberá controlar cada inversor, ya que son 353 paneles, por lo que se procederá a distribuir los paneles para los cinco inversores que se usarán para este sistema fotovoltaico.

Como resultado del cálculo anterior se deberá proceder de la misma forma para el resto de los casos. A continuación se elaborará una tabla en la que se indicará la cantidad de inversores que debe llevar cada caso y se especificará la marca y el modelo de cada uno.

Tabla 1. 21 Tabla de inversores de cada caso.

Marca	Modelo	CASO	Número de inversores	Número de paneles a controlar
FRONIUS	<b>Fronius Eco 27.0-3-S</b>	1	5	353
FRONIUS	<b>Fronius Eco 27.0-3-S</b>	2	4	265
FRONIUS	<b>Fronius Eco 27.0-3-S</b>	3	3	173

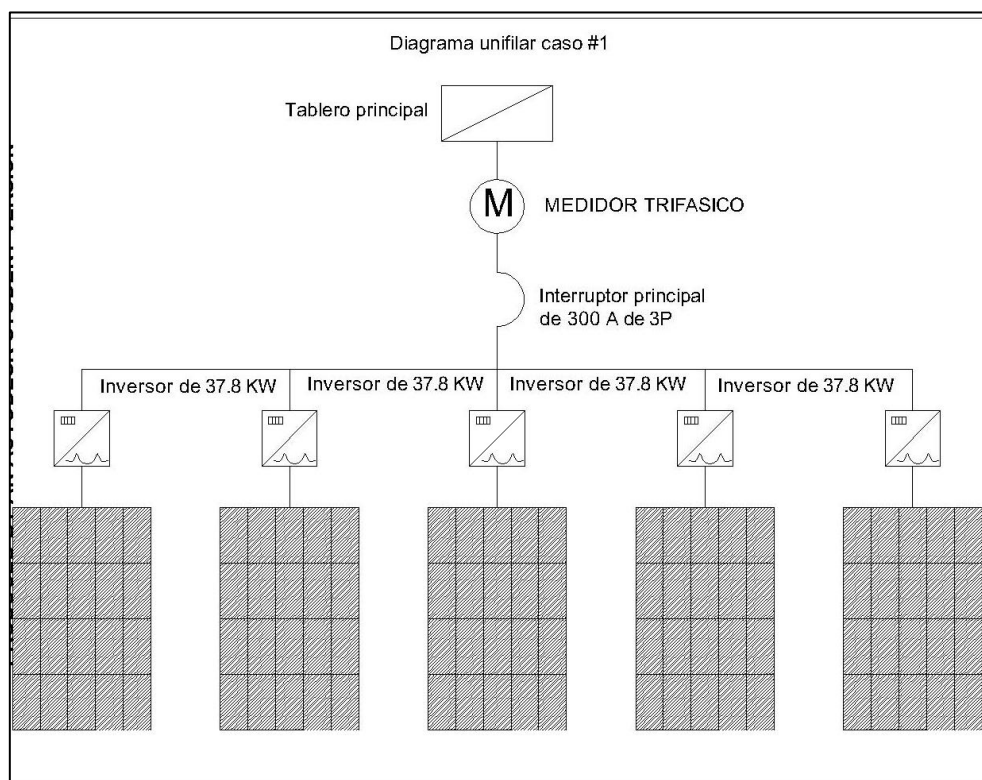
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Como se muestra en la tabla 1.19 del presente documento, en la que para el primer caso cuatro inversores controlarán cada uno 72 paneles, y un quinto inversor deberá controlar 65 paneles, respectivamente, para un total de 353 paneles.

Dado que se usarán cinco inversores se deberán instalar los 353 paneles por etapas, y realizar una configuración mixta (paralelo y serie). Esto con el fin de no sobrepasar los valores de tensión y de corriente a los que trabaja cada inversor.

Cada inversor controlará 72 paneles con un arreglo mixto (serie y paralelo), en el que contará con cuatro paralelos y cada paralelo lo conformarán 18 paneles en serie, como se muestra en el siguiente diagrama:

Figura 1. 38 Diagrama del arreglo para el caso 1



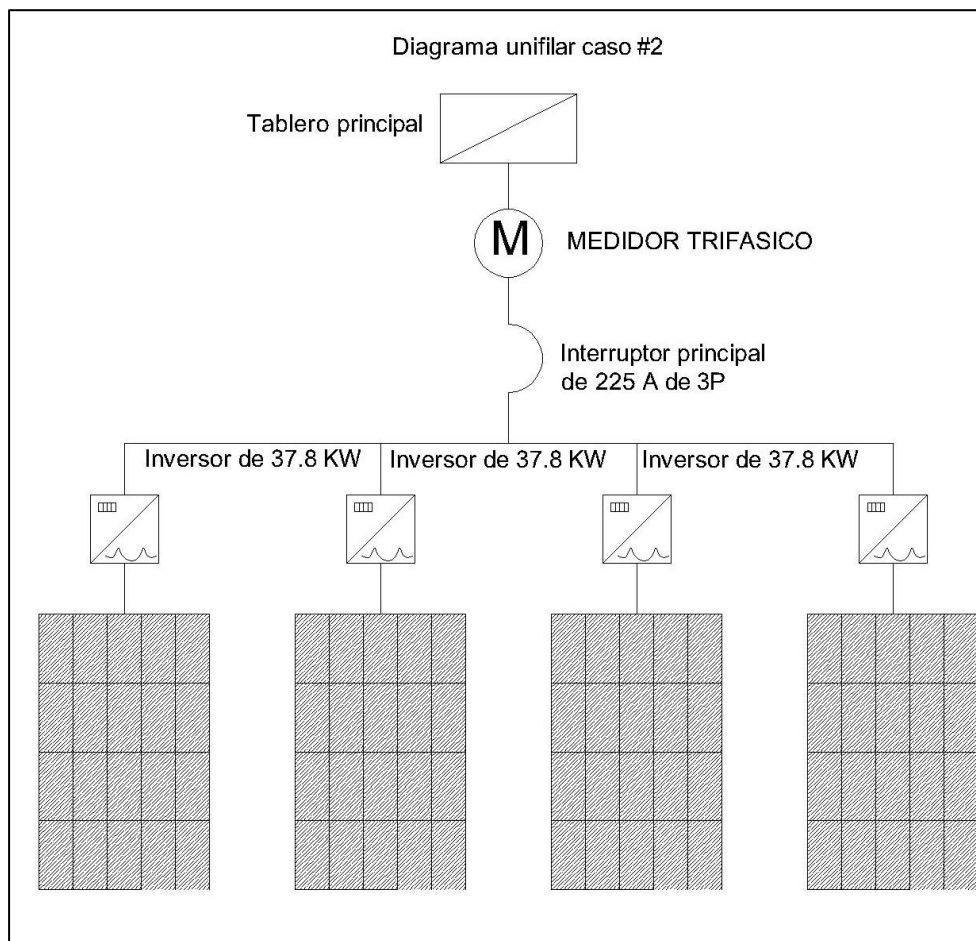
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Para el segundo caso será necesario usar cuatro inversores y tres inversores controlarán 72 paneles, respectivamente, y un cuarto inversor deberá controlar 49 paneles, para un total de 265 paneles.

Dado que se usarán cuatro inversores se deberán instalar los 265 paneles por etapas y realizar una configuración mixta (paralelo y serie). Esto con el fin de no sobrepasar los valores de tensión y corriente a los que trabaja cada inversor.

Cada inversor controlará 72 paneles con un arreglo mixto (serie y paralelo), en que contará con cuatro paralelos y cada paralelo lo conformarán 18 paneles en serie, como en el siguiente diagrama:

Figura 1. 39 Diagrama del arreglo para el caso 2



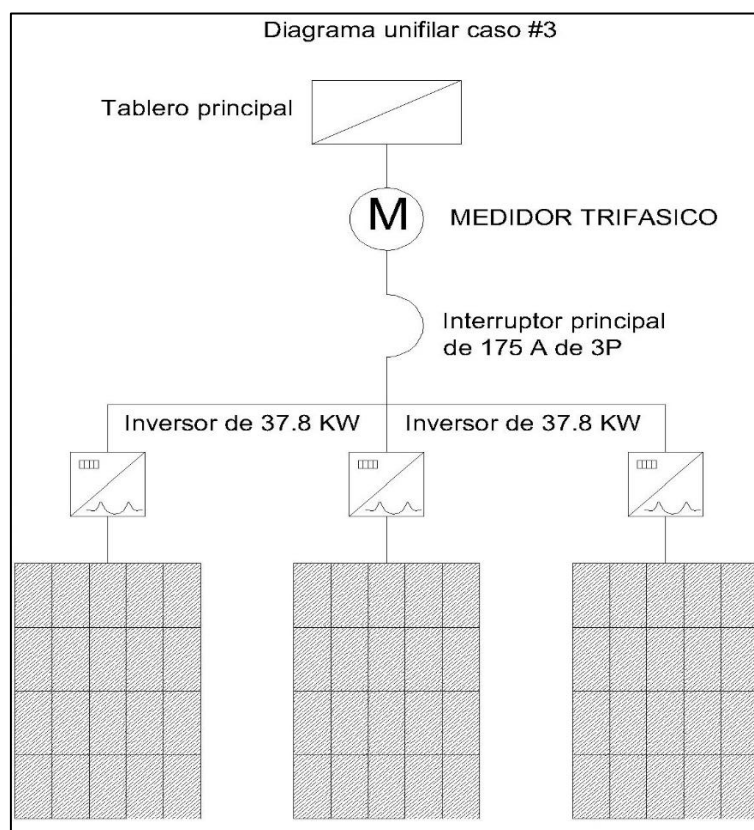
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Y para un tercer caso es necesario usar tres inversores de los cuales dos deberán controlar 72 paneles y el otro inversor deberá controlar 29 paneles, para un total de 173 paneles.

Dado que se usarán tres inversores se deberán instalar los 173 paneles por etapas y realizar una configuración mixta (paralelo y serie). Esto con el fin de no sobrepasar los valores de tensión y de corriente a los que trabaja cada inversor.

Cada inversor controlará 72 paneles con un arreglo mixto (serie y paralelo) según el cual contará con tres paralelos y cada paralelo lo conformarán 18 paneles en serie, como en el siguiente diagrama.

Figura 1. 40 Diagrama del arreglo para el caso 3



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

En el apartado de anexos se adjuntarán las fichas técnicas de los inversores que se usan para cada uno de los casos descritos anteriormente.

### **Selección del calibre de los conductores y elementos de protección**

En este apartado se determinarán el calibre de los cables y los elementos de protección que llevará el sistema fotovoltaico de cada una de las seis propuestas que se están estudiando en la

presente investigación. Todo eso se deberá calcular usando el Código Eléctrico Nacional NFPA-70, NEC 2014.

Antes de estimar los calibres de los cables que se usarán el sistema fotovoltaico se deberá consultar el artículo 690 - Sistemas solares fotovoltaicos (PV), por sus siglas en inglés, en el que textualmente dice:

*“690.1 Alcance. Las disposiciones de este artículo se aplican a los sistemas los sistemas solares fotovoltaicos (PV), por sus siglas en inglés) de energía eléctrica, incluidos arreglos de circuitos, inversores y controladores de dichos sistemas.”*

Una vez indicado lo anterior se procede a seleccionar el calibre de los conductores DC y AC del sistema fotovoltaico. Luego de estimar los conductores se procederá a seleccionar los valores nominales que deben tener los interruptores de protección contra sobrecorriente, y, por último, se deberá estimar la capacidad de los conductores que debe tener la puesta a tierra del sistema fotovoltaico.

### **Calibre de conductores y elementos de protección para la propuesta 1.**

Para poder determinar el calibre de los cables es necesario conocer cuál es el valor de la corriente que producirá cada panel, por lo que será de vital importancia consultar la ficha técnica de los paneles por usar.

Al consultar la ficha técnica del módulo se determinó que cada panel tiene una corriente de corto circuito de 10,33 A. También cabe recalcar que con los paneles, cuando se encuentran conectados en serie durante toda la línea de conexión, se podrá tener una corriente de 10,33 A. y, además, la tensión de la conexión en serie aumentará. También es importante mencionar que el panel cuenta con un voltaje de circuito abierto equivalente a 49,58 v.

Para la conexión en paralelo el comportamiento será distinto, dado que la corriente de conexión en paralelo se sumará, por lo que la corriente va a ir aumentando y, en el caso de la tensión, esta tensión se mantendrá igual en cada línea de conexión que se encuentre conectada en paralelo.

### Selección del conductor de corriente directa DC

Para poder estimar la capacidad de los conductores se debe conocer la corriente máxima del circuito, por lo que primero se debe consultar el artículo 690.8, que dice lo siguiente:

*“Dimensionamiento y corriente de los circuitos. (A) Cálculo de la corriente máxima del circuito. La corriente máxima para un circuito específico se debe calcular de acuerdo con las secciones 690.8(A)(1) hasta (A) (5).”* 690.8 (A)(1) y (A)(2), en el que dice textualmente.

*“(1) Corrientes del circuito de la fuente fotovoltaica. La corriente máxima debe ser la suma de la corriente nominal de cortocircuito de los módulos en paralelo multiplicado por el 125 por ciento.”*

*“(2) Corrientes del circuito fotovoltaico de salida. La corriente máxima debe ser la suma de las corrientes máximas de los circuitos de las fuentes en paralelo, como se calcula en la sección 690.8(A)(1).”*

Una vez que se tiene claro el artículo anterior se procederá a seleccionar la ampacidad del conductor, el cual estará regulado por el artículo 690.8 (B)(1), el cual textualmente dice lo siguiente:

*“(B) Ampacidad de los conductores. Debe considerarse que las corrientes del sistema fotovoltaico sean continuas. Los conductores del circuito se deben dimensionar para portar un valor no menor que el mayor valor establecido en las secciones 690.8(B)(1) o (2). (1) Ciento veinticinco por ciento de las corrientes máximas calculadas según la sección 690.8(A) antes de aplicar el ajuste y los factores de corrección.”*

*“(1) Ciento veinticinco por ciento de las corrientes máximas calculadas según la sección 690.8(A) antes de aplicar el ajuste y los factores de corrección.”*

*“(2) Las corrientes máximas calculadas según la sección 690.8(A) después de aplicar el ajuste y los factores de corrección.”*

*“(D) Dimensionamiento de los conductores de interconexión de módulos. Donde se utiliza un solo dispositivo contra sobrecorriente para proteger un grupo de dos o más circuitos de módulos conectados en paralelo, la ampacidad de cada uno de los conductores de interconexión de un módulo no debe ser menor que la suma del valor nominal del único dispositivo contra sobrecorriente más el 125 por ciento de la corriente de cortocircuito de los otros módulos conectados en paralelo.”*

$$I_{DC} = I_{max\ del\ panel} * 1.25$$

### **Conductor DC del panel JAM72S10-400/MR Series**

$$I_{DC} = 10,33\ A * 1,25 = 12,91\ A$$

En el artículo 690.31 (C) dice textualmente lo siguiente: *“Cables de un solo conductor. (1) Generalidades. Debe permitirse usar cables de un solo conductor del tipo USE-2 y cables de un solo conductor listados y etiquetados como cables fotovoltaicos (PV) en lugares exteriores expuestos de circuitos de una fuente PV para las interconexiones de los módulos fotovoltaicos dentro del arreglo PV.”*

Según el NEC-2014 para seleccionar el calibre del cable se deberá utilizar la tabla 310.15(B)(16), en lo cual se usará un cable con un calibre 12 AWG THHW, del tipo USE-2 de cobre.

### **Protección contra sobrecorriente DC.**

Dado que el inversor cuenta con un portafusible en su entrada no será necesario calcular la protección en DC.

Igual se procede si se desea corroborar ese dato. La ficha técnica del inversor se adjuntará al presente documento en el apartado de anexos.

### **Selección del conductor de corriente alterna AC**

En el artículo 690.10 (A)(B) dice textualmente lo siguiente:

*“Salida del inversor. Debe permitirse que la salida de c.a. desde un(os) inversor(es) autónomo(s) suministre alimentación de c.a. al medio de desconexión del edificio o estructura a niveles de corriente inferiores a la carga calculada conectada a ese desconectador. El valor nominal de salida del inversor o la de una fuente de alimentación alternativa deben ser igual o mayor a la carga impuesta por el equipo individual de utilización más grande conectado al sistema. Las cargas calculadas de iluminación general no se deben considerar con una carga individual.”*

*“(B) Dimensionamiento y protección. Los conductores del circuito entre la salida del inversor y el medio de desconexión del edificio o estructura deben estar dimensionados con base en el valor nominal de salida del inversor. Estos conductores deben protegerse de sobre corrientes de acuerdo con el artículo 240. Dicha protección debe ubicarse en la salida del inversor.”*

De acuerdo con lo mencionado en el artículo 690.10(A)(B) los inversores que se usan para este sistema son marca FRONIUS, modelo ECO 27.0-3-S, los cuales cuentan con una máxima corriente de salida de 39,0 A, cada uno de conformidad con el artículo 690.8 (B)(1).

$$I_{AC} = I_{\text{max de salida}} * 1.25$$

$$I_{AC} = 39,0 A * 1,25 = 48,75A$$

De conformidad con la tabla 310.15(B)(16) se usará un calibre 8 AWG THHN de cobre para cada uno de los inversores que conforman el sistema fotovoltaico.

### ***Protección contra sobrecorriente AC***

El artículo 690.10 (B)(1) dice textualmente lo siguiente: *“Dimensionamiento y protección. Los conductores del circuito entre la salida del inversor y el medio de desconexión del edificio o estructura deben estar dimensionados con base en el valor nominal de salida del inversor. Estos conductores deben protegerse de sobre corrientes de acuerdo con el Artículo 240. Dicha protección debe ubicarse en la salida del inversor.”*

*“(1) Ciento veinticinco por ciento de las corrientes máximas calculadas según la sección 690.8(A) antes de aplicar el ajuste y los factores de corrección.”*

La protección que se usará para cada inversor corresponderá a las mencionadas en el artículo 240.6(A), en que esas protecciones contra sobrecorriente tendrán valores nominales de 50 A cada una.

### **Calibre del cable de puesta a tierra**

En este apartado se calcula el calibre de los conductores de puesta a tierra. Debido a que el sistema cuenta con una parte de corriente continua y otra de corriente alterna, además, los módulos también deben contar con sistema de puesta a tierra, por lo que se procederá a estimar el calibre que se deberá usar en cada uno.

El artículo 690.45 dice textualmente lo siguiente:

*“Calibre de los conductores de puesta a tierra de equipos. Los conductores de puesta a tierra de equipos para circuitos de una fuente fotovoltaica y circuitos fotovoltaicos de salida se deben dimensionar de acuerdo con lo establecido en las secciones 250.122. Donde no se use un dispositivo de protección contra sobrecorriente en el circuito, se debe usar un presunto dispositivo contra sobrecorriente certificado para la corriente máxima del circuito fotovoltaico, cuando se aplique lo especificado en la Tabla 250.122. No debe requerirse un aumento del calibre de los conductores de puesta a tierra de equipos para responder a las consideraciones de caída de tensión. Un conductor de puesta a tierra de equipos no debe ser de un calibre menor de 14 AWG.”*

Por lo mencionado en el artículo anterior se procederá a seleccionar el calibre del cable de puesta a tierra, de acuerdo con la tabla 250.122, Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos.

Para la parte de los módulos, debido a que ellos cuentan con una corriente máxima de 10,33 A, estos deberán estar conformes con las protecciones mencionadas en el artículo 240.6(A), Valores en amperes nominales normalizados. En el caso, los 10,33 A se deberán multiplicar por 1,25, y luego de obtener ese dato se deberá consultar la tabla 250.122, Calibre mínimo de conductores de puesta

a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos. Aquí según esa tabla al sistema le corresponde una puesta a tierra con un calibre de cable 14 AWG de cobre.

Por otra parte, para el cálculo de la parte de corriente alterna se deberá consultar la tabla 250.122, Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos, el cual en el caso de este apartado le corresponderá usar el calibre según la protección que se usa en la salida para cada inversor, por lo que la puesta a tierra será de un cable calibre de 10 AWG de cobre.

Una vez hechas las estimaciones de calibres de cable, protecciones y puesta a tierra, se deberá proceder de igual forma para el resto de los casos.

Cabe mencionar que para el resto de los casos no se detallará mucho debido a que el análisis es similar para todos.

### **Calibre de conductores, elementos de protección y puesta a tierra para la propuesta 2**

En este apartado de la investigación se procederá a seleccionar el calibre y los dispositivos de protección que se utilizarán en este diseño, con el fin de garantizar seguridad y un funcionamiento confiable y eficaz.

#### **Selección del conductor de corriente directa DC**

$$I_{DC} = I_{maz\ del\ panel} * 1.25$$

#### **Conductor DC del panel JAM72S10-400/MR Series**

$$I_{DC} = 10,33\ A * 1,25 = 12,91\ A$$

Según el NEC-2014, para seleccionar el calibre del cable se deberá utilizar la tabla 310.15(B)(16), según la cual se usará un cable con un calibre 12 AWG THHW, del tipo USE-2 de cobre.

### **Protección contra sobrecorriente DC**

Dado que el inversor cuenta con un portafusible en su entrada no será necesario calcular la protección en DC.

Igualmente, por si se desea corroborar ese dato la ficha técnica del inversor se adjuntará al presente documento en el apartado de anexos.

### **Selección del conductor de corriente alterna AC.**

$$I_{AC} = I_{\text{max de salida}} * 1.25$$

$$I_{AC} = 39,0 A * 1,25 = 48,75A$$

De conformidad con la tabla 310.15(B)(16) se usará un calibre 8 AWG THHN de cobre para cada uno de los inversores que conforman el sistema fotovoltaico.

### ***Protección contra sobrecorriente AC***

La protección que se usará para cada inversor corresponderá a las mencionadas en el artículo 240.6(A), según el cual las protecciones contra sobrecorriente tendrán valores nominales de 50 A cada uno.

### **Calibre del cable de puesta a tierra**

Según la tabla 250.122 el calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos es el de puesta a tierra de canalizaciones y equipos.

Para la parte de los módulos, debido a que estos cuentan con una corriente máxima de 10,33 A, conforme a las protecciones mencionadas en el artículo 240.6(A) - Valores en amperes nominales normalizados, los 10,33 A se deberán multiplicar por 1,25, y luego de obtener ese dato se deberá consultar la tabla 250.122 - Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta

a tierra de canalizaciones y equipos. Según esa tabla al sistema le corresponde una puesta a tierra de un calibre de cable de 14 AWG de cobre.

Por otra parte, para el cálculo de la parte de corriente alterna se deberá consultar la tabla 250.122 - Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos, según el cual en el caso de este apartado corresponderá usar el calibre según la protección que se usa en la salida cada inversor, por lo que la puesta a tierra será de un cable calibre de 10 AWG de cobre.

### **Calibre de conductores, elementos de protección y puesta a tierra para la propuesta 3**

Para el cálculo del calibre de conductores, elementos de protección y puesta a tierra se procedió de la misma forma en la que se abordó el análisis de los casos anteriores.

En este apartado de la investigación se procederá a seleccionar el calibre y los dispositivos de protección que se utilizarán en este diseño, con el fin de garantizar seguridad y un funcionamiento confiable y eficaz.

#### **Selección del conductor de corriente directa DC.**

$$I_{DC} = I_{maz\ del\ panel} * 1.25$$

#### **Conductor DC del panel JAM72S10-400/MR Series**

$$I_{DC} = 10,33\ A * 1,25 = 12,91\ A$$

Según el NEC-2014, para seleccionar el calibre del cable se deberá utilizar la tabla 310.15(B)(16), y usar un cable con un calibre 12 AWG THHW, del tipo USE-2 de cobre.

#### **Protección contra sobrecorriente DC**

Dado que el inversor cuenta con un portafusible en su entrada no será necesario calcular la protección en DC.

Igualmente, si se desea corroborar ese dato la ficha técnica del inversor se adjuntará al presente documento en el apartado de anexos.

### **Selección del conductor de corriente alterna AC.**

$$I_{AC} = I_{\text{max de salida}} * 1.25$$

$$I_{AC} = 39,0 \text{ A} * 1,25 = 48,75\text{A}$$

De conformidad con la tabla 310.15(B)(16) se usará un calibre 8 AWG THHN de cobre para cada uno de los inversores que conforman el sistema fotovoltaico.

### ***Protección contra sobrecorriente AC.***

La protección que se usará para cada inversor corresponderá a las mencionadas en el artículo 240.6(A), en el que las protecciones contra sobrecorriente tendrán valores nominales de 50 A cada una.

### **Calibre del cable de puesta a tierra**

Según la tabla 250.122 - Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos.

Para la parte de los módulos, debido a que ellos cuentan con una corriente máxima de 10,33 A, conforme a las protecciones mencionadas en el artículo 240.6(A) - Valores en amperes nominales normalizados, los 10,33 A se deberán multiplicar por 1,25 y luego de obtener ese dato se deberá consultar la tabla 250.122 - Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos. Según esa tabla al sistema le corresponde una puesta a tierra de un calibre de cable 14 AWG de cobre.

Por otra parte, para el cálculo de la parte de corriente alterna se deberá consultar la tabla 250.122 - Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos, según lo cual para el caso de este apartado corresponderá usar el calibre

según la protección que se usa en la salida de cada inversor, por lo que la puesta a tierra será de un cable calibre de 10 AWG de cobre.

Tabla de resumen

Propuestas	Descripción	Calibre
Caso 1	Conductor DC del panel	12 AWG THHW USE-2
	Conductor AC	8 AWG THHN CU
	Protección contra sobre corriente AC	50 A
	Puesta a tierra DC	14 AWG CU
	Puesta a tierra AC	10 AWG CU
Caso 2	Conductor DC del panel	12 AWG THHW USE-2
	Conductor AC	8 AWG THHN CU
	Protección contra sobre corriente AC	50 A
	Puesta a tierra DC	14 AWG CU
	Puesta a tierra AC	10 AWG CU
Caso 3	Conductor DC del panel	12 AWG THHW USE-2
	Conductor AC	8 AWG THHN CU
	Protección contra sobre corriente AC	50 A
	Puesta a tierra DC	14 AWG CU
	Puesta a tierra AC	10 AWG CU

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

### **Ángulo para los paneles solares**

Para conocer el ángulo que deben llevar los paneles se deberá usar el método de inclinación óptima. Primero se deberán conocer las coordenadas del lugar en donde se llevará a cabo la instalación de los paneles (10° 29' 55,1'' Latitud Norte 83° 58' 52,6'' Longitud oeste). Por lo mencionado anteriormente se procederá de la siguiente manera:

$$\beta = |\phi| + 10^\circ$$

donde  $\beta$  es el ángulo óptimo, y  $\phi$  es la latitud del lugar.

$$\beta = |10| + 10^\circ = 20^\circ$$

Al usar la fórmula se obtuvo un ángulo de  $20^\circ$ . Cabe mencionar que la planta empacadora está orientada de este a oeste, por lo que esto no será un problema al querer colocar los paneles con orientación hacia el sur. Por tanto la estructura de anclaje en techo llevará un ángulo de  $20^\circ$ .

### **Cálculo del equipo de anclaje de los paneles**

En este apartado se realizará el cálculo de los rieles que sujetarán los paneles solares en el techo. Para este cálculo se aplicará una simple lógica dado que los paneles necesitan de dos rieles en ambos extremos para lograr el anclaje, ya que los rieles estarán perpendicularmente al largo del panel. Luego se multiplicará el número de paneles por el ancho del panel, y luego se dividirá entre el largo del riel de sujeción. Con la siguiente ecuación se demostrará cómo se debe proceder con el cálculo.

$$\# \text{ de soportes del panel} = 2 * \frac{\text{numero de paneles} * \text{ancho del panel}}{\text{largo del riel de sujecion.}}$$

A continuación, usando la fórmula anterior, se creará una tabla en la que se indicará cuántos rieles de sujeción necesitará cada uno de los seis casos que se estudian en el presente documento. Antes de proceder con el cálculo de los rieles se deberá determinar el modelo de riel con el que deberá contar el anclaje del sistema fotovoltaico, el cual se determinó que se usará de la marca CHIKO SOLAR de 4200 mm de largo, marca que fue recomendada por la empresa Electro Caribe, en donde se mencionó que para el tipo de panel que se usa en las propuestas el riel CHIKO SOLAR es el más adecuado. También cabe mencionar que el equipo de anclaje a techo cuenta con una garantía de diez años y una vida útil de veinte años, datos que fueron tomados de la página web de CHIKO SOLAR.

Tabla 1. 22 Tabla resumen de la cantidad de rieles que debe tener cada propuesta.

Casos	Número de rieles
1	169
2	127
3	83
4	169
5	127
6	83

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

Una vez que se calculó el número de rieles con el que deberá contar cada propuesta el brochur y las fichas técnicas de los rieles se adjuntarán en el apartado de anexos del presente documento,

Una vez concluida la elección del equipo de sujeción se procederá al análisis financiero de cada uno de los casos que se están estudiando.

### **Análisis financiero de las propuestas**

En este apartado se realizará el análisis financiero de cada una de las propuestas para la planta empacadora. Para llevar a cabo el análisis es importante conocer cómo se realiza el cobro de la norma MINAET N° 39220 según el siguiente artículo:

#### ***Artículo 34.-Autorización para almacenamiento y retiro de energía***

*”El productor-consumidor podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del cuarenta y nueve por ciento (49%) de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual.*

*La energía total producida y la energía no consumida serán contabilizadas de forma mensual por un período de un año dentro del proceso de facturación, siendo su fecha anual de corte un acuerdo de las partes dentro del contrato de interconexión.*

*Se exceptúan de estas limitaciones, previa evaluación y autorización de la empresa distribuidora, los sistemas de generación distribuida que utilicen residuos agroindustriales o la fuerza hidráulica para la generación de electricidad.”*

Para conocer más sobre el contenido de este artículo en el apartado de anexos se explica cómo funciona esta norma explicada en un brochur dado por la compañía electrificadora COOPELESCA.

Para poder realizar el análisis financiero previamente se tiene que analizar el consumo energético de cada uno de los seis escenarios propuestos. Como consecuencia se tienen que comprender y conocer los ahorros que ocasiona la instalación de cada uno de los seis modelos. También para ello es necesario conocer algunos puntos de importancia, como el consumo de energía eléctrica de la planta, la tarifa de la energía eléctrica y la tarifa de acceso para almacenar energía en la red comercial de COOPELESCA.

También, como consecuencia de este estudio se debe considerar el cálculo del valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR). Para esto es de gran importancia considerar las siguientes variables. Cabe aclarar que algunos de los datos fueron recopilados mediante llamada telefónica.

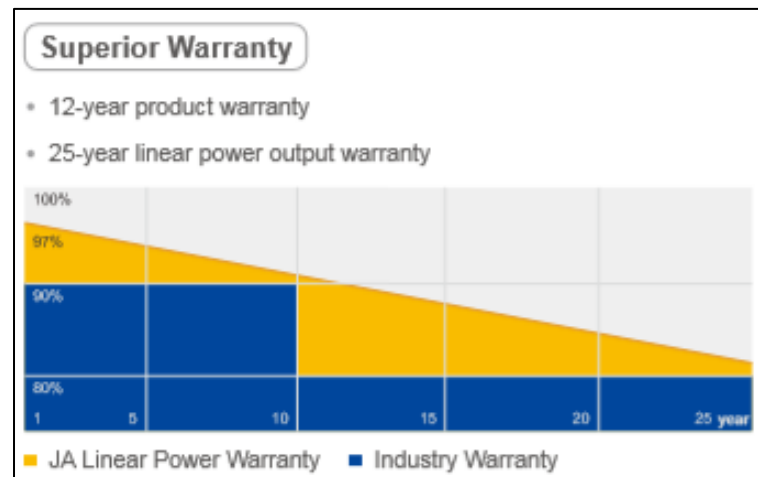
- Tipo de cambio del dólar y del euro debido a que algunos dispositivos del sistema se tuvieron que cotizar en ambas monedas.
- Cargos de contribución a bomberos y alumbrado público.
- Cargo de conexión del medidor
- Cargos de mantenimiento del sistema fotovoltaico.
- Tasa de interés del financiamiento de la inversión, dato suministrado por la entidad bancaria (Banco Popular). La tasa es de 7% para plazos menores o iguales a 12 años; para plazos mayores de 12 años es de 12,75%.
- Inversión inicial según el costo de cada uno de los seis escenarios.

En cuanto al dato de aumento del costo anual de la tarifa de energía eléctrica se le consultó por la vía telefónica a la compañía electrificadora COOPELESCA, y la respuesta fue que en los últimos

ocho años y hasta el presente año no se ha aumentado la tarifa de cobro de energía eléctrica. Dada la respuesta de COOPELESCA para esta investigación a la tarifa se le proyectará 10% de aumento al año por un periodo de 25 años.

El proyecto se calculará de una vida útil de 25 años, ya que el fabricante de los paneles solares en su ficha técnica asegura que por los 25 años siguientes los paneles solares tendrán una eficiencia de 80%, aproximadamente, y que al término de esos 25 años no se conocerá el comportamiento total de esos paneles. A continuación se mostrará un gráfica que se encuentra en la ficha técnica del panel solar, en donde se muestra el rendimiento del panel por un periodo de 25 años.

Gráfico 1. 2 Gráfico de eficiencia del panel solar durante 25 años



Fuente: Empresa JAM SOLAR, fabricante de los paneles, 2020.

En las fichas técnicas del módulo fotovoltaico se puede consultar este gráfico, fichas que se adjuntan al apartado de anexos del documento.

Otro dato que se debe considerar es el de la vida útil de los inversores que se usarán para las seis propuestas, esto con el fin de considerar un futuro cambio del equipo en caso de que pierda su vida útil en el transcurso de los 25 años, y por esto se requiere contemplar un posible cambio en el análisis financiero.

Para poder dar con el dato de la vida útil se visitó la página web oficial de la empresa fabricante del inversor, pero no se localizó el dato pero sí se logró conseguir la garantía del equipo, el cual cuenta con una garantía de siete años. En caso de alguna avería dentro del periodo de garantía del dispositivo la empresa procede a realizar el cambio, siempre y cuando los daños no estén dentro de lo que la empresa considera daño por negligencia de mantenimiento. Sin embargo, para efectos de este análisis se considerará que se debe cambiar cada siete años.

Como dato importante cabe mencionar que el fabricante recomienda instalar el dispositivo en un lugar fresco con buena ventilación, debido a que ante un alza en la temperatura de más de 10 °C, el equipo reduce su eficiencia y la vida útil a la mitad del tiempo.

Una vez establecidas las condiciones con las que cuenta el sistema fotovoltaico se procederá a realizar el análisis financiero de cada uno de los seis casos que se están estudiando en el presente documento.

Para eso es necesario conocer cuáles son los costos del equipo que usará el sistema fotovoltaico con el inversor central y microinversores, ya que el método que se usará para determinar la rentabilidad del proyecto es el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

Para proceder al cálculo del VAN y la TIR, primero se creará una tabla en la que se muestren los costos de los equipos que conforman cada uno de los sistemas por usar para cada una de las seis propuestas.

Cabe aclarar que el tipo de cambio del dólar que se usará corresponde al del Banco Nacional de Costa Rica, tomado del día sábado 14 de marzo del 2020, y se adjuntará en la parte de anexos la captura de pantalla respectiva.

Para el tipo de cambio del euro se usará el del Banco Nacional de Costa Rica consultado también el día sábado 14 de marzo del 2020, que de igual forma se adjuntará como captura de pantalla en los anexos.

A continuación, en las siguientes tablas se detallarán los costos de los equipos de cada una de las seis propuestas que se estudiaron en la presente investigación.

Tabla 1. 23 Tabla de costos detallado de los equipos para la propuesta 1

Cotizacion de caso 1						
Equipos	Cantidad	Precio	tipo de cambio		total	colones
			Dolares	Euros		
Paneles solares JAM/400W	353	\$ 172,00	₡ 568,00		\$ 60 716,00	₡ 34 486 688,00
Inversor FRONIUS 37,8KW	5	€ 2 968,00		₡ 637,13	€ 14 840,00	₡ 9 455 009,20
Rieles de montaje CHIKO	169	\$ 31,73			\$ 5 362,37	₡ 3 045 826,16
Costo de interconexion					₡ 150 000,00	₡ 150 000,00
Costo de medidor trifasico	1	₡ 415 000,00			₡ 415 000,00	₡ 415 000,00
TOTAL DE INVERSION						₡ 47 552 523,36

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados para la presente investigación, 2020.

Tabla 1. 24 Tabla de costos detallados de los equipos para la propuesta 2

cotizacion 2						
Equipos	cantidad	precio	tipo de cambio		total	colones
			Dolares	Euros		
Paneles solares JAM/400W	265	\$ 172,00	₡ 568,00		\$ 45 580,00	₡ 25 889 440,00
Inversor FRONIUS 37,8KW	4	€ 2 968,00		₡ 637,13	€ 11 872,00	₡ 7 564 007,36
rieles de montaje CHIKO	127	\$ 31,73			\$ 4 029,71	₡ 2 288 875,28
costo de interconexion					₡ 150 000,00	₡ 150 000,00
costo de medidor trifasico	1	₡ 415 000,00			₡ 415 000,00	₡ 415 000,00
TOTAL DE INVERSION						₡ 36 307 322,64

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados para la presente investigación, 2020.

Tabla 1. 25 Tabla de costos detallado de los equipos para la propuesta 3

cotizacion 3						
Equipos	cantidad	precio	tipo de cambio		total	colones
			Dolares	Euros		
Paneles solares JAM/400W	173	\$ 172,00	₡ 568,00		\$ 29 756,00	₡ 16 901 408,00
Inversor FRONIUS 37,8KW	3	€ 2 968,00		₡ 637,13	€ 8 904,00	₡ 5 673 005,52
rieles de montaje CHIKO	83	\$ 31,73			\$ 2 633,59	₡ 1 495 879,12
costo de interconexion					₡ 150 000,00	₡ 150 000,00
costo de medidor trifasico	1	₡ 415 000,00			₡ 415 000,00	₡ 415 000,00
TOTAL DE INVERSION						₡ 24 635 292,64

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados para la presente investigación, 2020.

Cabe aclarar que los precios del inversor fueron tomados de una tienda en Europa debido a que en el país no se encontraban de estos equipos. De igual manera, en el apartado de anexos se adjuntará la cotización del equipo. No obstante, se aclara que en la cotización de los inversores no se contemplaron los aranceles de importación para que puedan ingresar al país.

Tabla 1. 26 Tabla de costos detallados de los equipos para la propuesta 4

cotizacion 4						
Equipos	cantidad	precio	tipo de cambio		MONTO	colones
			Dolares	Euros		
Paneles solares JAM/400W	353	\$ 172,00	₡ 568,00		\$ 60 716,00	₡ 34 486 688,00
micro inversor ENPHASE Q7-	353	\$ 134,82		₡ 637,13	\$ 47 591,46	₡ 27 031 949,28
rieles de montaje CHIKO	169	\$ 31,73			\$ 5 362,37	₡ 3 045 826,16
costo de interconexion					₡ 150 000,00	₡ 150 000,00
costo de medidor trifasico	1	₡ 415 000,00			₡ 415 000,00	₡ 415 000,00
TOTAL DE INVERSION						₡ 65 129 463,44

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados para la presente investigación, 2020.

Tabla 1. 27 Tabla de costos detallados de los equipos para la propuesta 5

cotizacion 5						
Equipos	cantidad	precio	tipo de cambio		MONTO	colones
			Dolares	Euros		
Paneles solares JAM/400W	265	\$ 172,00	₡ 568,00		\$ 45 580,00	₡ 25 889 440,00
micro inversor ENPHASE Q7-	265	\$ 134,82		₡ 637,13	\$ 35 727,30	₡ 20 293 106,40
rieles de montaje CHIKO	127	\$ 31,73			\$ 4 029,71	₡ 2 288 875,28
costo de interconexion					₡ 150 000,00	₡ 150 000,00
costo de medidor trifasico	1	₡ 415 000,00			₡ 415 000,00	₡ 415 000,00
TOTAL DE INVERSION						₡ 49 036 421,68

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados para la presente investigación, 2020.

Tabla 1. 28 Tabla de costos detallados de los equipos para la propuesta 6

cotizacion 6						
Equipos	cantidad	precio	tipo de cambio		MONTO	colones
			Dolares	Euros		
Paneles solares JAM/400W	173	\$ 172,00	₡ 568,00		\$ 29 756,00	₡ 16 901 408,00
micro inversor ENPHASE Q7-	173	\$ 134,82		₡ 637,13	\$ 23 323,86	₡ 13 247 952,48
rieles de montaje CHIKO	83	\$ 31,73			\$ 2 633,59	₡ 1 495 879,12
costo de interconexion					₡ 150 000,00	₡ 150 000,00
costo de medidor trifasico	1	₡ 415 000,00			₡ 415 000,00	₡ 415 000,00
TOTAL DE INVERSION						₡ 32 210 239,60

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados para la presente investigación, 2020.

### Análisis de consumo energético

Para llevar a cabo este análisis previamente se debe conocer la cantidad de energía que consumió la planta empacadora y la potencia generada por el sistema fotovoltaico. Luego se debe determinar si existe un superávit de energía que se pueda inyectar a la red eléctrica comercial para su posterior almacenamiento, y que luego, si fuera necesario, pueda ser descargada con una tarifa especial impuesta por COOPELESCA y regida bajo la norma **Nº 39220** de **MINAET**.

Si se tiene que descargar energía, más de la generada por el sistema fotovoltaico para cumplir con la cantidad de energía eléctrica que demanda la planta empacadora, este déficit de energía se tendrá que remunerar al precio normal de la tarifa que tiene COOPELESCA.

Para poder realizar los cálculos financieros previamente se debe conocer el ahorro anual que se genera con el sistema, ya que esta información es fundamental para la elaboración de este análisis.

Los datos con mayor relevancia para la efectuar el análisis son la potencia mensual que consume la planta empacadora, las tarifas de energía de COOPELESCA, la tarifa de acceso para la descarga de la energía que se almaceno en la red de distribución eléctrica, la potencia mensual que consume la planta empacadora y el monto de las facturas de la energía mensual que se consumió sin el sistema fotovoltaico.

Para llevar a cabo este análisis primeramente se deben comparar los consumos mensuales con la energía generada por el sistema fotovoltaico. Esto procede así con el fin de determinar si eventualmente existen sobrantes de energía, los cuales se podrían almacenar para los siguientes meses, con el fin de poder descargarla cuando sea necesario. Esta energía solamente se podrá descargar a una tarifa especial que para este estudio corresponderá a la que disponga COOPELESCA.

Cuando se requiera descargar energía previamente almacenada solo se podrá usar 49% de la energía almacenada y, dependiendo de la situación, pueda que sea necesario descargar más energía; pero esta se cobrará con la tarifa T-IN que aplica COOPELESCA. Esta energía se deberá tomar directamente de la red pública de distribución eléctrica.

Una vez obtenidos estos datos se podrá monetizar el resultado de la facturación de la planta empacadora con el uso del sistema fotovoltaico, con el fin de poder estimar el valor total de la facturación sin la incorporación del sistema fotovoltaico y con la facturación surgida al incorporar el sistema fotovoltaico.

Como resultado de la anterior información se procederá a elaborar la siguiente tabla en la que se tendrán resumidos los datos de interés para el desarrollo de la investigación

Tabla 1. 29 Tabla de los casos 1 y 4 del análisis de consumo energético del periodo 2018-2019

Tarifa T-INB	₡ 74,64	Tarifa de acceso	₡ 29,40	₡ 29,40	₡ 29,40	₡ 30,20	₡ 30,20
DATOS		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	
Potencia consumida(KWh)		14 565,60	15 626,40	15 789,60	15 177,60	14 851,20	
potencia generada(KWh)		13 419,65	20 332,80	20 798,76	20 397,75	22 239,00	
Potencia almacenada del mes anterior(KWh)		0	0	4 706,40	9 715,56	14 935,71	
Potencia sobrante subida a la red(KWh)		0	4 706,40	5 009,16	5 220,15	7 387,80	
49% de Energia propia bajada de la red(KWh)		0	0	0	0	0	
Energia faltante para el consumo(KWh)		1 145,95	0	0	0	0	
Energia directa consumida de la red(KWh)		1 145,95	0	0	0	0	
Facturacion mensual sin paneles		₡ 1 087 176,38	₡ 1 166 354,50	₡ 1 178 535,74	₡ 1 132 856,06	₡ 1 108 493,57	
facturacion con paneles		₡ 85 533,86	₡ -	₡ -	₡ -	₡ -	
otros cargos		₡ 29 928,30	₡ -	₡ -	₡ -	₡ -	

₡ 30,20	₡ 30,20	₡ 30,20	₡ 30,20	₡ 30,20	₡ 30,20	₡ 30,20
Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
13 137,60	13 953,60	16 360,80	17 911,20	17 911,20	16 483,20	15 585,60
15 376,68	12 199,68	16 633,36	18 341,88	15 889,24	5 379,72	6 354,00
22 323,51	24 562,59	12 526,92	12 799,48	13 230,16	6 747,38	3 441,17
2 239,08	0	272,56	430,68	0	0	0
0	12 035,67	0	0	6 482,78	3 306,22	1 686,17
0	1 753,92	0	0	2 021,96	11 103,48	9 231,60
0	0	0	0	0	7 797,26	7 545,43
₡ 980 590,46	₡ 1 041 496,70	₡ 1 221 170,11	₡ 1 336 891,97	₡ 1 336 891,97	₡ 1 230 306,05	₡ 1 163 309,18
₡ -	₡ 363 477,24	₡ -	₡ -	₡ 195 779,94	₡ 681 835,44	₡ 614 113,19
₡ -	₡ 127 180,69	₡ -	₡ -	₡ 68 503,40	₡ 238 574,22	₡ 214 878,20

Total de Facturacion sin paneles	₡ 13 984 072,70
Total de Facturacion con paneles	₡ 1 940 739,66
Ahorro anual sin cargos fijos	₡ 12 043 333,04
Cargos varios	₡ 679 064,81
Ahorro anual	₡ 11 364 268,23

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados para la presente investigación, 2020.

Cabe aclarar que los cargos varios se refieren a los gastos que son conocidos como de alumbrado público y contribución a bomberos. Por otra parte, cabe destacar que las casillas rojas se refieren a los meses en que el sistema presenta déficit de energía.

También cabe mencionar que las casillas con letra azul corresponden a los meses en que fue necesario recurrir a la descarga de 49% de la energía almacenada en la red. Por otra parte, se puede observar que el ahorro en la facturación es bastante considerable ya que sin proyecto la facturación

es de 13 984 072,70 millones de colones, y la facturación con proyecto es de 1 940 739,66 millones de colones, lo que deja como resultado un ahorro anual de 11 364 268,23 millones de colones.

Tabla 1. 30 Tabla del caso 2 y 5 del análisis de consumo energético por el periodo 2018-2019.

Tarifa T-INB	₡ 74,64	Tarifa de acceso	₡ 29,40	₡ 29,40	₡ 29,40	₡ 30,20	₡ 30,20
DATOS		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	
Potencia consumida(KWh)		14 565,60	15 626,40	15 789,60	15 177,60	14 851,20	
potencia generada(KWh)		10 074,24	15 264,00	15 613,80	15 312,76	16 695,00	
Potencia almacenada del mes anterior(KWh)		0,00	0,00	0,00	0,00	135,16	
Potencia sobrante subida a la red(KWh)		0,00	0,00	0,00	135,16	1 843,80	
49% de Energia propia bajada de la red(KWh)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Energia faltante para el consumo(KWh)		4 491,36	362,40	175,80	0,00	0,00	
Energia directa consumida de la red(KWh)		4 491,36	362,40	175,80	0,00	0,00	
Facturacion mensual sin paneles	₡	1 087 176,38	₡ 1 166 354,50	₡ 1 178 535,74	₡ 1 132 856,06	₡ 1 108 493,57	
facturacion con paneles	₡	335 235,11	₡ 27 049,54	₡ 13 121,71	₡ -	₡ -	
otros cargos	₡	117 298,77	₡ 9 464,63	₡ 4 591,29	₡ -	₡ -	

₡ 30,20	₡ 30,20	₡ 30,20	₡ 30,20	₡ 30,20	₡ 30,20	₡ 30,20
Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
13 137,60	13 953,60	16 360,80	17 911,20	17 911,20	16 483,20	15 585,60
11 543,40	9 158,40	12 486,80	13 769,40	11 928,18	4 038,60	4 770,00
1 978,96	1 009,27	514,73	262,51	133,88	68,28	34,82
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
969,69	494,54	252,22	128,63	65,60	33,46	17,06
1 594,20	4 795,20	3 874,00	4 141,80	5 983,02	12 444,60	10 815,60
624,51	4 300,66	3 621,78	4 013,17	5 917,42	12 411,14	10 798,54
₡ 980 590,46	₡ 1 041 496,70	₡ 1 221 170,11	₡ 1 336 891,97	₡ 1 336 891,97	₡ 1 230 306,05	₡ 1 163 309,18
₡ 75 898,05	₡ 335 936,28	₡ 277 946,86	₡ 303 427,62	₡ 443 657,28	₡ 927 378,13	₡ 806 518,11
₡ 26 556,73	₡ 117 544,10	₡ 97 253,61	₡ 106 169,32	₡ 155 235,68	₡ 324 489,61	₡ 282 200,69

Total de Facturacion sin paneles	₡ 13 984 072,70
Total de Facturacion con panels	₡ 3 546 168,67
Ahorro anual sin cargos fijos	₡ 10 437 904,03
Cargos varios	₡ 1 240 804,42
Ahorro anual	₡ 9 197 099,61

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados para la presente investigación, 2020.

Los datos tabulados en la anterior tabla se usarán para el análisis financiero de los casos 2 (inversor central) y 5 (microinversores), que corresponden al 75% de la demanda de energía eléctrica. Como observación importante nótese que los únicos meses en que no se presentan déficits de energía eléctrica corresponden a los meses de abril y mayo. Esto es debido a que en esta época del año, según los datos de irradiación, es cuando mayor irradiación solar existió en el periodo 2018-2019.

Tabla 1. 31 Tabla de los caso 3 y 6 del análisis de consumo energético del periodo 2018-2019.

Tarifa T-INB	₡ 74,64	Tarifa de acceso	₡ 29,40	₡ 29,40	₡ 29,40	₡ 30,20	₡ 30,20
DATOS			Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
Potencia consumida(KWh)			14 565,60	15 626,40	15 789,60	15 177,60	14 851,20
potencia generada(KWh)			6 576,77	9 964,80	10 193,16	9 996,63	10 899,00
Potencia almacenada del mes anterior(KWh)			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Potencia sobrante subida a la red(KWh)			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49% de Energia propia bajada de la red(KWh)			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energia faltante para el consumo(KWh)			7 988,83	5 661,60	5 596,44	5 180,97	3 952,20
Energia directa consumida de la red(KWh)			7 988,83	5 661,60	5 596,44	5 180,97	3 952,20
Facturacion mensual sin paneles			₡1 087 176,38	₡1 166 354,50	₡1 178 535,74	₡ 1 132 856,06	₡ 1 108 493,57
facturacion con paneles			₡ 596 286,42	₡ 422 581,82	₡ 417 718,28	₡ 386 707,45	₡ 294 992,21
otros cargos			₡ 208 640,62	₡ 147 861,38	₡ 146 159,63	₡ 135 308,94	₡ 103 217,77

₡ 30,20	₡ 30,20	₡ 30,20	₡ 30,20	₡ 30,20	₡ 30,20	₡ 30,20
Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
13 137,60	13 953,60	16 360,80	17 911,20	17 911,20	16 483,20	15 585,60
7 535,88	5 978,88	8 151,76	8 989,08	7 787,08	2 636,52	3 114,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5 601,72	7 974,72	8 209,04	8 922,12	10 124,12	13 846,68	12 471,60
5 601,72	7 974,72	8 209,04	8 922,12	10 124,12	13 846,68	12 471,60
₡ 980 590,46	₡1 041 496,70	₡ 1 221 170,11	₡1 336 891,97	₡1 336 891,97	₡1 230 306,05	₡ 1 163 309,18
₡ 418 112,38	₡ 595 233,10	₡ 612 722,75	₡ 665 947,04	₡ 755 664,62	₡ 1 033 516,20	₡ 930 880,22
₡ 146 297,52	₡ 208 272,06	₡ 214 391,69	₡ 233 014,87	₡ 264 407,05	₡ 361 627,32	₡ 325 714,99

Total de Facturacion sin paneles	₡ 13 984 072,70
Total de Facturacion con panels	₡ 7 130 362,48
Ahorro anual sin cargos fijos	₡ 6 853 710,22
Cargos varios	₡2 494 913,83
Ahorro anual sin cargos fijos	₡ 4 358 796,39

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Para confirmar la veracidad de las tarifas de acceso este dato se puede consultar en la página web de la Aresep, y de igual manera se puede consultar en el apartado de los anexos de este documento. Cabe recordar que los cargos por alumbrado público y tributo a bomberos vienen considerados en el ahorro anual.

### Análisis financieros de la propuesta 1

Para el presente apartado se procederá a realizar un análisis financiero a fin de determinar la rentabilidad y qué tan viable es para la planta empacadora implementar el sistema fotovoltaico de 353 paneles solares e inversor central. Como dato importante de mencionar hay que saber que para implementar este diseño será necesario hacer una inversión inicial de 47 552 523,36 millones de

colones. Dicha inversión se hará a un plazo de 25 años con una tasa de interés de 12,75%, que es la que utiliza el Banco Popular para financiar una inversión de esta índole, y un aumento anual de electricidad de 1,52%, dato que se consideró con la inflación interanual de Costa Rica según (Delfino CR, 2020). Sin embargo, COOPELESCA mencionó que la tarifa eléctrica de ellos no se ha aumentado en los últimos años.

Para el análisis se consideró el mantenimiento preventivo con un costo de 170 400 colones y un mantenimiento correctivo (cambio de inversores cada siete años) con un costo de 9 455 009,20 colones. Cabe aclarar que los montos de mantenimiento fueron consultados a la empresa PURA SOL, que en su página web menciona los costos de mantenimiento del sistema fotovoltaico. De igual forma se adjuntará una imagen en el apartado de anexos (captura de pantalla del sitio web en el que se muestra el costo de mantenimiento).

A continuación se presenta una tabla en la que se resumen todas las variables que se deben considerar para proceder con el estudio rentable del caso 1.

Tabla 1. 32 Resumen de datos de interés

Resumen de datos de interes de caso 1		
tipo de cambio del dolar en Bnaco Nacional 14/03/2020	₡	568,00
Tasa de creditos verdes Banco Popular de Costa Rica.		12,75%
Plazo en años		25
Costos de mantenimiento	₡	174 400,00
Cambio de inversor cada 7 años	₡	9 455 009,20
Inversion inicial	₡	47 552 523,36
Total de facturacion sin paneles	₡	13 984 072,70
Total de facturacion con paneles	₡	1 940 739,66
Ahorro anual sin cargos fijos	₡	12 043 333,04
Cargos varios por año	₡	679 064,81
Ahorro anual.	₡	11 364 268,23

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Con los datos que se resumen en la tabla 1.32 del presente documento se procederá a calcular la tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN).

Tabla 1. 33 VAN y TIR del sistema fotovoltaico del caso 1.

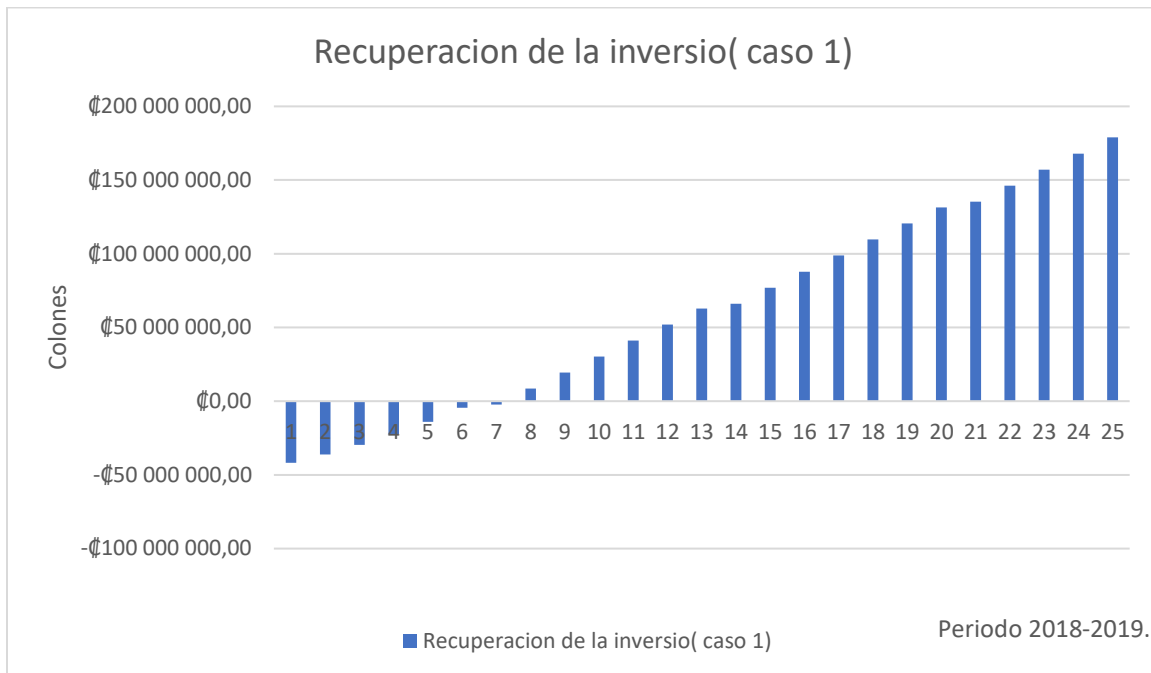
Valor actual neto y Tasa interna de retorno de caso 1							
Periodo	Costos O&M	Intereses	Costos totales	Flujos netos	Inversion inicial	Amortizacion	VAN
año 0	0,00	0,00	0,00	-47 552 523,36	47 552 523,36	0,00	0,00
año 1	170 400,00	6 062 946,73	6 233 346,73	5 130 921,51	47 552 523,36	0,00	-41 862 119,94
año 2	172 990,08	5 408 754,24	5 581 744,32	5 955 260,80	42 421 601,85	5 130 921,51	-36 170 368,08
año 3	175 619,53	4 649 458,48	4 825 078,01	6 887 289,58	37 290 680,35	5 955 260,80	-29 686 384,50
año 4	178 288,95	3 771 329,06	3 949 618,01	7 940 777,57	31 335 419,55	6 887 289,58	-22 322 533,61
año 5	180 998,94	2 758 879,92	2 939 878,86	9 131 250,73	24 448 129,98	7 940 777,57	-13 981 485,75
año 6	183 750,12	1 594 645,46	1 778 395,58	10 476 215,18	16 507 352,41	9 131 250,73	-4 555 144,74
año 7	9 641 552,32	258 928,02	9 900 480,34	2 540 400,50	7 376 101,68	10 476 215,18	-2 303 554,72
año 8	189 378,58	0,00	189 378,58	12 440 603,65	0,00	0,00	8 557 624,31
año 9	192 257,13	0,00	192 257,13	12 629 700,83	0,00	0,00	19 418 803,33
año 10	195 179,44	0,00	195 179,44	12 821 672,28	0,00	0,00	30 279 982,36
año 11	198 146,17	0,00	198 146,17	13 016 561,70	0,00	0,00	41 141 161,38
año 12	201 157,99	0,00	201 157,99	13 214 413,44	0,00	0,00	52 002 340,41
año 13	204 215,59	0,00	204 215,59	13 415 272,52	0,00	0,00	62 863 519,44
año 14	9 662 328,87	0,00	9 662 328,87	4 164 175,46	0,00	0,00	66 184 412,45
año 15	210 470,93	0,00	210 470,93	13 826 196,27	0,00	0,00	77 045 591,47
año 16	213 670,09	0,00	213 670,09	14 036 354,45	0,00	0,00	87 906 770,50
año 17	216 917,87	0,00	216 917,87	14 249 707,04	0,00	0,00	98 767 949,52
año 18	220 215,02	0,00	220 215,02	14 466 302,59	0,00	0,00	109 629 128,55
año 19	223 562,29	0,00	223 562,29	14 686 190,39	0,00	0,00	120 490 307,58
año 20	226 960,44	0,00	226 960,44	14 909 420,48	0,00	0,00	131 351 486,60
año 21	9 685 419,44	0,00	9 685 419,44	5 681 034,47	0,00	0,00	135 428 029,57
año 22	233 912,47	0,00	233 912,47	15 366 111,54	0,00	0,00	146 289 208,60
año 23	237 467,94	0,00	237 467,94	15 599 676,43	0,00	0,00	157 150 387,62
año 24	241 077,46	0,00	241 077,46	15 836 791,51	0,00	0,00	168 011 566,65
año 25	244 741,83	0,00	244 741,83	16 077 510,75	0,00	0,00	178 872 745,67
Tasa Interna de Retorno							18%

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Para los datos tabulados en el cuadro anterior fue necesario recurrir a herramientas digitales para elaborar los cálculos. El software que se usó para realizar la estimación del VAN y la TIR es el EXCEL, del paquete de programas OFFICE propiedad de la empresa MICROSOFT.

Como resultado de los cálculos anteriores se puede observar en la tabla anterior que al final del plazo establecido el proyecto tendría un VAN de  $\text{C} 178 872 745,67$ . Con estos valores se obtuvo una tasa interna de retorno (TIR) de 18%.

Gráfico 1. 3 Recuperación de la inversión.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Analizado el comportamiento en el gráfico anterior se puede observar que el proyecto a partir del año 7 comienza a generar ganancias, o sea, ahorros en la facturación eléctrica. En palabras más sencillas, la inversión inicial del proyecto se recupera a partir de los 7 años y de los 7 años en adelante el proyecto comienza a generar ingresos económicos debidos al ahorro en la facturación de energía eléctrica. Dada esta situación la empresa baja sus costos de operación, por lo que eventualmente tiene la oportunidad de ser mucho más competitiva en el mercado de exportación de banano. Como consecuencia de esto la empresa podrá recurrir a bajar los precios y así tener un uno más agradable para el consumidor de sus productos, ya sea manteniéndolos iguales o aumentando un poco los márgenes de ganancia.

### **Análisis financiero del caso 2**

Para este caso se omitirá el cómo proceder para la estimación del VAN y la TIR, dado que el cálculo de estos parámetros para evaluación de rentabilidad financiera se aborda de la misma forma que en el caso anterior, y lo único que cambiará de un caso a otro son la inversión inicial y los ahorros anuales.

*Tabla 1. 34 Resumen de datos de interés*

Resumen de datos de interes de caso 2	
tipo de cambio del dolar en Bnaco Nacional 14/03/2020	₡ 568,00
Tasa de creditos verdes Banco Popular de Costa Rica.	12,75%
Plazo en años	25
Costos de mantenimiento	₡ 127 918,15
Cambio de inversor cada 7 años	₡ 7 564 007,36
Inversion inicial	₡ 36 307 322,64
Total de facturacion sin paneles	₡ 13 984 072,70
Total de facturacion con paneles	₡ 3 546 168,67
Ahorro anual sin cargos fijos	₡ 10 437 904,03
Cargos varios por año	₡ 1 240 804,42
Ahorro anual.	₡ 9 197 099,61

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Para la elaboración de la siguiente tabla fue necesario usar los datos de la tabla 1.34 del presente documento. Con esos datos se generó la tabla que se mostrará a continuación la cual contiene los cálculos de la tasa interna de retorno y el valor actual neto, y con esos datos se puede generar una conclusión sobre cómo será el proyecto en cuanto a rentabilidad financiera y qué tan viable es adoptar este sistema para la planta empacadora.

Tabla 1. 35 VAN y TIR del sistema fotovoltaico del caso 2

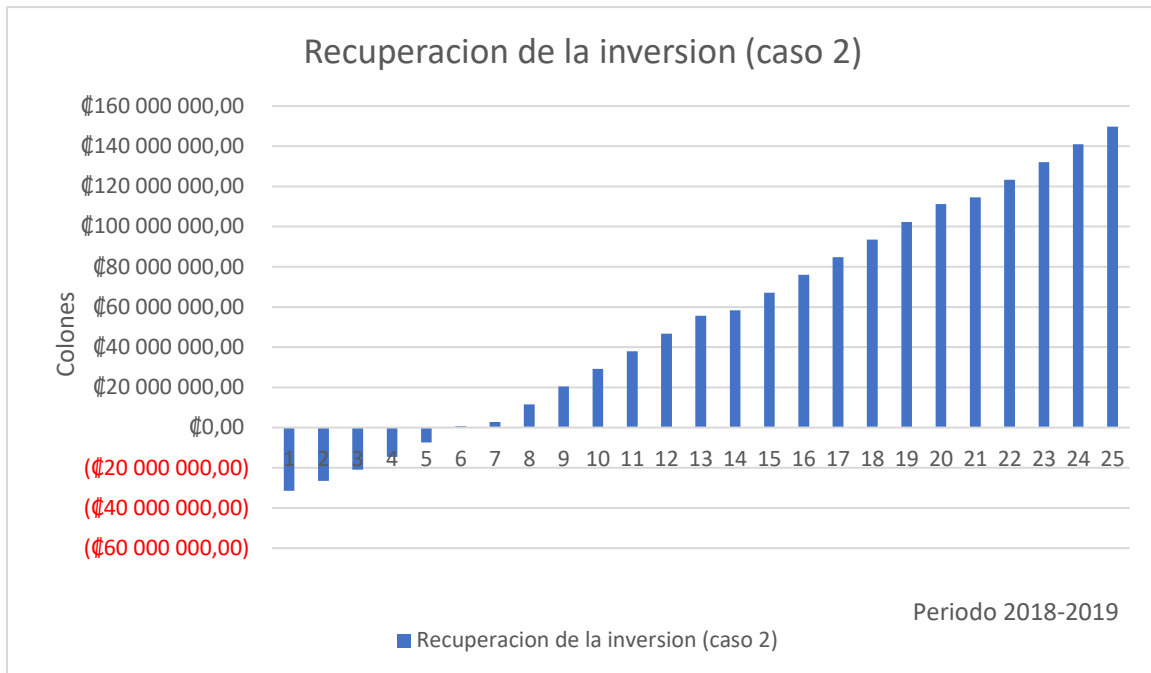
Valor actual neto y Tasa interna de retorno de caso 2							
Periodo	Costos O&M	Intereses	Costos totales	Flujos netos	Inversion inicial	Amortizacion	VAN
año 0				-€36 307 322,64	€36 307 322,64	€0,00	€0,00
año 1	€127 918,15	€4 629 183,64	€4 757 101,79	€4 439 997,83	€36 307 322,64	€0,00	-€31 455 676,05
año 2	€129 862,51	€4 063 083,91	€4 192 946,42	€5 143 949,11	€31 867 324,81	€4 439 997,83	-€26 539 336,88
año 3	€131 836,42	€3 407 230,40	€3 539 066,82	€5 939 749,52	€26 723 375,71	€5 143 949,11	-€20 947 407,29
año 4	€133 840,33	€2 649 912,34	€2 783 752,67	€6 839 141,68	€20 783 626,19	€5 939 749,52	-€14 605 154,39
año 5	€135 874,70	€1 777 921,77	€1 913 796,48	€7 855 365,86	€13 944 484,51	€6 839 141,68	-€7 429 578,49
año 6	€137 940,00	€776 362,63	€914 302,62	€9 003 350,98	€6 089 118,64	€7 855 365,86	€671 501,44
año 7	€7 704 044,05	€0,00	€7 704 044,05	€2 364 357,90	€0,00	€0,00	€2 767 062,62
año 8	€142 165,24	€0,00	€142 165,24	€10 079 276,41	€0,00	€0,00	€11 566 701,98
año 9	€144 326,16	€0,00	€144 326,16	€10 232 481,41	€0,00	€0,00	€20 366 341,33
año 10	€146 519,91	€0,00	€146 519,91	€10 388 015,13	€0,00	€0,00	€29 165 980,69
año 11	€148 747,02	€0,00	€148 747,02	€10 545 912,96	€0,00	€0,00	€37 965 620,05
año 12	€151 007,97	€0,00	€151 007,97	€10 706 210,84	€0,00	€0,00	€46 765 259,41
año 13	€153 303,29	€0,00	€153 303,29	€10 868 945,24	€0,00	€0,00	€55 564 898,77
año 14	€7 719 640,86	€0,00	€7 719 640,86	€3 470 145,85	€0,00	€0,00	€58 332 309,31
año 15	€157 999,13	€0,00	€157 999,13	€11 201 872,34	€0,00	€0,00	€67 131 948,67
año 16	€160 400,72	€0,00	€160 400,72	€11 372 140,80	€0,00	€0,00	€75 931 588,03
año 17	€162 838,81	€0,00	€162 838,81	€11 544 997,34	€0,00	€0,00	€84 731 227,39
año 18	€165 313,96	€0,00	€165 313,96	€11 720 481,30	€0,00	€0,00	€93 530 866,75
año 19	€167 826,73	€0,00	€167 826,73	€11 898 632,61	€0,00	€0,00	€102 330 506,10
año 20	€170 377,70	€0,00	€170 377,70	€12 079 491,83	€0,00	€0,00	€111 130 145,46
año 21	€7 736 974,80	€0,00	€7 736 974,80	€4 699 092,74	€0,00	€0,00	€114 502 075,98
año 22	€175 596,54	€0,00	€175 596,54	€12 449 499,22	€0,00	€0,00	€123 301 715,33
año 23	€178 265,61	€0,00	€178 265,61	€12 638 731,61	€0,00	€0,00	€132 101 354,69
año 24	€180 975,25	€0,00	€180 975,25	€12 830 840,33	€0,00	€0,00	€140 900 994,05
año 25	€183 726,07	€0,00	€183 726,07	€13 025 869,11	€0,00	€0,00	€149 700 633,41
Tasa Interna de Retorno							19%

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Como se muestra en la tabla anterior, se puede apreciar que el VAN al final del plazo establecido tendrá un valor de € 149 700 633,41, con una tasa interna de retorno (TIR) de 19%, y que la inversión inicial se recupera a partir del año 6, y como consecuencia de esto a partir del mismo año el proyecto comenzará a generar ahorros hasta el final del plazo establecido.

A continuación se generará un gráfico para observar con claridad el comportamiento de la inversión del proyecto a través del tiempo establecido.

Tabla 1. 36 Recuperación de la inversión.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Al observar el comportamiento en el gráfico anterior se puede decir que la recuperación de la inversión inicial se dará a partir del año 6, y que en el resto del plazo establecido se comenzarán a generar ingresos debido al ahorro en el pago de la facturación de energía eléctrica.

### Análisis financiero del caso 3

Para el análisis del caso 3 se procederá de la misma manera que en el caso anterior, con la única diferencia de que la inversión inicial cambiará debido a que se usan menos paneles y se hacen inversores, al igual que los ahorros cambiarán debido a que el sistema es a 49% de la demanda energética.

Tabla 1.37 Resumen de datos de interés

Resumen de datos de interes de caso 3	
tipo de cambio del dolar en Bnaco Nacional 14/03/2020	₡ 568,00
Tasa de creditos verdes Banco Popular de Costa Rica.	12,75%
Plazo en años	25
Costos de mantenimiento	₡ 83 508,83
Cambio de inversor cada 7 años	₡ 5 673 005,52
Inversion inicial	₡ 24 635 292,64
Total de facturacion sin paneles	₡ 13 984 072,70
Total de facturacion con paneles	₡ 7 130 362,48
Ahorro anual sin cargos fijos	₡ 6 853 710,22
Cargos varios por año	₡ 2 494 913,83
Ahorro anual.	₡ 4 358 796,39

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Como se mencionó anteriormente, según los datos de la tabla anterior en este sistema se tendrá que cambiar el inversor cada siete años. Otro dato que se debe atender es que de las seis propuestas el caso 3 es el que tiene menor inversión inicial. En el apartado de conclusiones se compararan todos los casos para conocer cuál se puede considerar como el más rentable para la planta empacadora.

Con los datos mostrados en la tabla 1.37 del presente documento se procederá a calcular el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) de la inversión que se está proyectando, para una eventual instalación del sistema fotovoltaico a 49% de la demanda energética de la planta empacadora.

Tabla 1. 38 VAN y TIR del sistema fotovoltaico del caso 3.

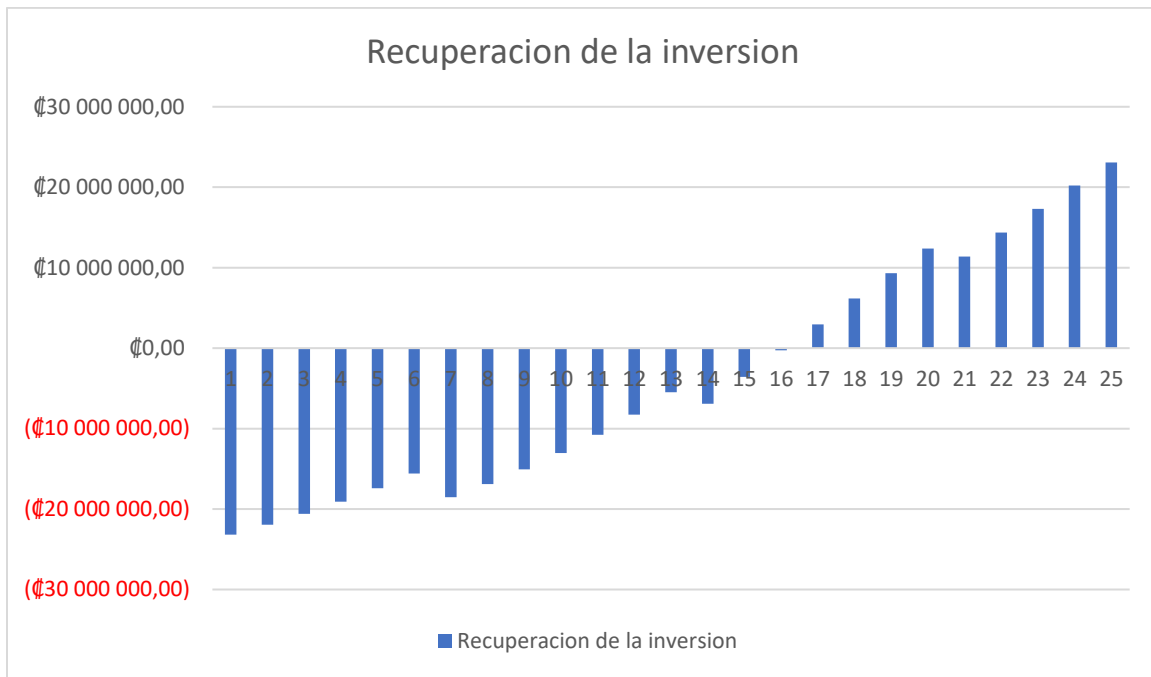
Valor actual neto y Tasa interna de retorno de caso 3							
Periodo	Costos O&M	Intereses	Costos totales	Flujos netos	Inversion inicial	Amortizacion	VAN
año 0	0,00	0,00	0,00	-24 635 292,64	24 635 292,64	0,00	0,00
año 1	83 508,83	3 140 999,81	3 224 508,64	1 134 287,75	24 635 292,64	0,00	-23 165 866,75
año 2	84 778,16	2 996 378,12	3 081 156,29	1 277 640,10	23 501 004,89	1 134 287,75	-21 944 759,79
año 3	86 066,79	2 833 479,01	2 919 545,80	1 439 250,58	22 223 364,80	1 277 640,10	-20 589 788,86
año 4	87 375,01	2 649 974,56	2 737 349,57	1 621 446,82	20 784 114,21	1 439 250,58	-19 086 146,12
año 5	88 703,11	2 443 240,09	2 531 943,20	1 826 853,19	19 162 667,40	1 621 446,82	-17 417 385,69
año 6	90 051,39	2 210 316,31	2 300 367,71	2 058 428,68	17 335 814,21	1 826 853,19	-15 565 242,50
año 7	5 764 425,70	1 947 866,66	7 712 292,35	-3 353 495,96	15 277 385,53	2 058 428,68	-18 537 489,62
año 8	92 809,76	2 375 437,39	2 468 247,15	1 890 549,23	18 630 881,50	-3 353 495,96	-16 886 959,29
año 9	94 220,47	2 134 392,36	2 228 612,83	2 130 183,55	16 740 332,26	1 890 549,23	-15 055 062,77
año 10	95 652,62	1 862 793,96	1 958 446,58	2 400 349,80	14 610 148,71	2 130 183,55	-13 021 737,61
año 11	97 106,54	1 556 749,36	1 653 855,90	2 704 940,48	12 209 798,91	2 400 349,80	-10 764 702,03
año 12	98 582,56	1 211 869,45	1 310 452,01	3 048 344,38	9 504 858,42	2 704 940,48	-8 259 209,51
año 13	100 081,02	823 205,54	923 286,56	3 435 509,83	6 456 514,05	3 048 344,38	-5 477 776,09
año 14	5 774 607,77	385 178,04	6 159 785,81	-1 800 989,42	3 021 004,22	3 435 509,83	-6 914 049,19
año 15	103 146,60	614 804,19	717 950,79	4 255 649,78	4 821 993,64	-1 800 989,42	-3 571 020,25
año 16	104 714,43	150 596,38	255 310,81	4 254 081,96	566 343,85	4 255 649,78	-279 257,72
año 17	106 306,09	0,00	106 306,09	4 252 490,30	0,00	0,00	2 962 006,00
año 18	107 921,94	0,00	107 921,94	4 250 874,44	0,00	0,00	6 153 526,99
año 19	109 562,36	0,00	109 562,36	4 249 234,03	0,00	0,00	9 296 050,02
año 20	111 227,70	0,00	111 227,70	4 247 568,68	0,00	0,00	12 390 308,71
año 21	5 785 923,88	0,00	5 785 923,88	-1 427 127,50	0,00	0,00	11 366 244,06
año 22	114 634,72	0,00	114 634,72	4 244 161,66	0,00	0,00	14 366 131,15
año 23	116 377,17	0,00	116 377,17	4 242 419,21	0,00	0,00	17 319 889,50
año 24	118 146,10	0,00	118 146,10	4 240 650,28	0,00	0,00	20 228 209,78
año 25	119 941,93	0,00	119 941,93	4 238 854,46	0,00	0,00	23 091 772,30
Tasa Interna de Retorno							6%

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Véase, en la tabla anterior, que al realizar los cálculo se pudo determinar que este sistema tiene beneficios económicos a partir del año 17. Se puede comprender que se recupera la inversión inicial y más bien, al contrario de los casos anteriores, esta propuesta tiene una tasa interna de retorno muy baja, pues no es lo ideal tener un sistema con estas características debido a que no genera ingresos y, al contrario, lo que este arreglo puede ocasionar es generar menor ingresos económicos a la planta empacadora. Por eso, antes de hacer una inversión como esta lo mejor es considerar los casos anteriores.

A continuación se muestra el comportamiento económico que tendrá esta propuesta con el fin de poner en evidencia que implementar este sistema producirá muy pocos beneficios económicos a la planta empacadora.

Gráfico 1. 4 Análisis financiero del caso 3.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Al observar el gráfico anterior queda en evidencia que en los años 7, 14 y 21 se notan cambios en el comportamiento económico del proyecto. Esto debido a que en este sistema se deben cambiar los inversores ya que estos agotan su vida útil en esos años, por lo que tendrían que cambiarse. Esta condición hace que el proyecto no sea tan rentable como los calculados anteriormente.

Al darse esa condición se puede apreciar que a partir del año 17 el sistema genera ganancias económicas.

#### Análisis financiero del caso 4

El presente caso se abordará igual que los casos anteriores. Lo único que será distinto serán la inversión inicial y el ahorro anual. A continuación se genera una tabla en la que se resumen algunos datos de interés para poder calcular los parámetros de rentabilidad, como son el VAN y la TIR.

Tabla 1. 39 Resumen de datos de interés

Resumen de datos de interes de caso 4	
tipo de cambio del dolar en Bnaco Nacional 14/03/2020	₡ 568,00
Tasa de creditos verdes Banco Popular de Costa Rica.	12,75%
Plazo en años	25
Costos de mantenimiento	₡ 174 400,00
Cambio de inversor cada 7 años	
Inversion inicial	₡ 65 129 463,44
Total de facturacion sin paneles	₡ 13 984 072,70
Total de facturacion con paneles	₡ 1 940 739,66
Ahorro anual sin cargos fijos	₡ 12 043 333,04
Cargos varios por año	₡ 679 064,81
Ahorro anual.	₡ 11 364 268,23

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Con los datos que están contenidos en la tabla anterior se procederá a realizar los cálculos respectivos para poder estimar la tasa interna de retorno y el valor actual neto.

Lo anterior con el único fin de conocer cuál es la rentabilidad y si es factible una eventual implementación de este sistema fotovoltaico.

A continuación se elabora una tabla en la que se muestran los resultados calculados para así poder tomar decisiones y determinar si es viable o no la implementación de este sistema fotovoltaico.

Tabla 1. 40 VAN y TIR del sistema fotovoltaico del caso 4

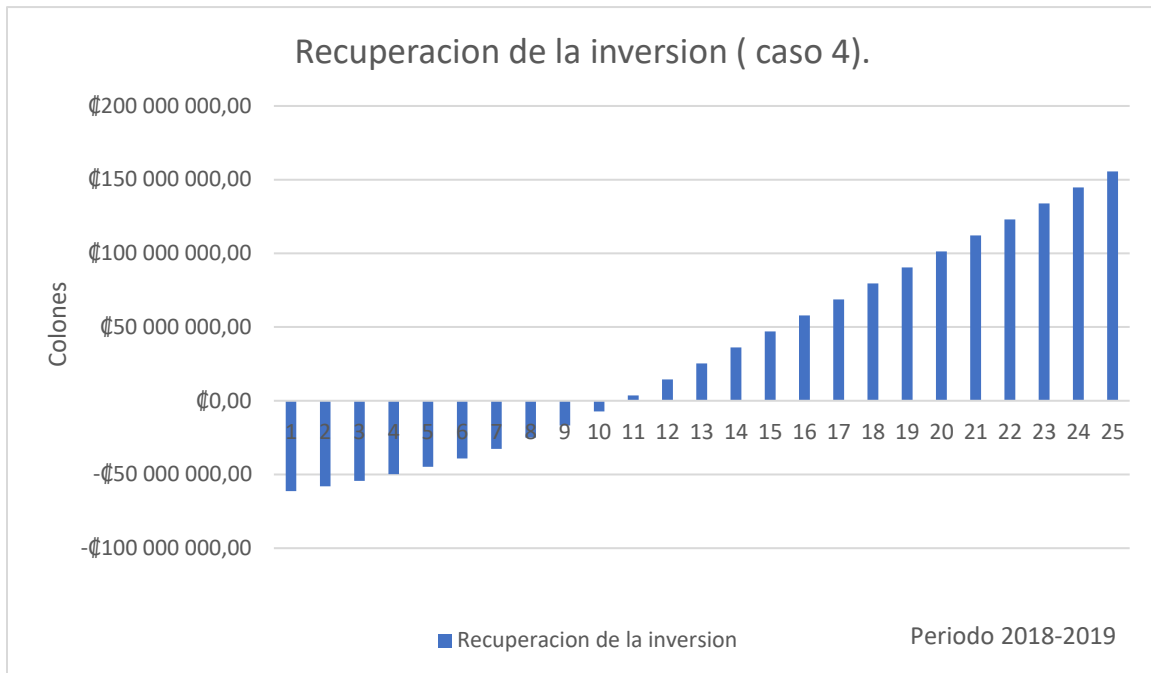
Valor actual neto y Tasa interna de retorno de caso 4							
Periodo	Costos O&M	Intereses	Costos totales	Flujos netos	Inversion inicial	Amortizacion	VAN
año 0				-C\$65 129 463,44	C\$65 129 463,44	C\$0,00	C\$0,00
año 1	C\$170 400,00	C\$8 304 006,59	C\$8 474 406,59	C\$2 889 861,65	C\$65 129 463,44	C\$0,00	-C\$61 350 344,77
año 2	C\$172 990,08	C\$7 935 549,23	C\$8 108 539,31	C\$3 428 465,80	C\$61 700 997,64	C\$3 428 465,80	-C\$58 073 582,05
año 3	C\$175 619,53	C\$7 498 419,84	C\$7 674 039,37	C\$4 038 328,22	C\$57 662 669,42	C\$4 038 328,22	-C\$54 271 730,30
año 4	C\$178 288,95	C\$6 983 532,99	C\$7 161 821,94	C\$4 728 573,64	C\$52 934 095,78	C\$4 728 573,64	-C\$49 886 704,92
año 5	C\$180 998,94	C\$6 380 639,85	C\$6 561 638,79	C\$5 509 490,80	C\$47 424 604,98	C\$5 509 490,80	-C\$44 853 996,06
año 6	C\$183 750,12	C\$5 678 179,77	C\$5 861 929,90	C\$6 392 680,86	C\$41 031 924,11	C\$6 392 680,86	-C\$39 101 957,87
año 7	C\$186 543,12	C\$4 863 112,96	C\$5 049 656,09	C\$7 391 224,75	C\$33 640 699,36	C\$7 391 224,75	-C\$32 551 019,17
año 8	C\$189 378,58	C\$3 920 731,81	C\$4 110 110,39	C\$8 519 871,84	C\$25 120 827,51	C\$8 519 871,84	-C\$25 112 806,68
año 9	C\$192 257,13	C\$2 834 448,15	C\$3 026 705,28	C\$9 795 252,68	C\$15 325 574,83	C\$9 795 252,68	-C\$16 689 171,45
año 10	C\$195 179,44	C\$1 585 553,43	C\$1 780 732,87	C\$11 236 118,85	C\$4 089 455,99	C\$11 236 118,85	-C\$7 171 107,37
año 11	C\$198 146,17	C\$152 948,28	C\$351 094,45	C\$12 863 613,42	C\$0,00	C\$0,00	C\$3 562 449,74
año 12	C\$201 157,99	C\$0,00	C\$201 157,99	C\$13 214 413,44	C\$0,00	C\$0,00	C\$14 423 628,76
año 13	C\$204 215,59	C\$0,00	C\$204 215,59	C\$13 415 272,52	C\$0,00	C\$0,00	C\$25 284 807,79
año 14	C\$207 319,67	C\$0,00	C\$207 319,67	C\$13 619 184,66	C\$0,00	C\$0,00	C\$36 145 986,81
año 15	C\$210 470,93	C\$0,00	C\$210 470,93	C\$13 826 196,27	C\$0,00	C\$0,00	C\$47 007 165,84
año 16	C\$213 670,09	C\$0,00	C\$213 670,09	C\$14 036 354,45	C\$0,00	C\$0,00	C\$57 868 344,86
año 17	C\$216 917,87	C\$0,00	C\$216 917,87	C\$14 249 707,04	C\$0,00	C\$0,00	C\$68 729 523,89
año 18	C\$220 215,02	C\$0,00	C\$220 215,02	C\$14 466 302,59	C\$0,00	C\$0,00	C\$79 590 702,91
año 19	C\$223 562,29	C\$0,00	C\$223 562,29	C\$14 686 190,39	C\$0,00	C\$0,00	C\$90 451 881,94
año 20	C\$226 960,44	C\$0,00	C\$226 960,44	C\$14 909 420,48	C\$0,00	C\$0,00	C\$101 313 060,96
año 21	C\$230 410,24	C\$0,00	C\$230 410,24	C\$15 136 043,67	C\$0,00	C\$0,00	C\$112 174 239,99
año 22	C\$233 912,47	C\$0,00	C\$233 912,47	C\$15 366 111,54	C\$0,00	C\$0,00	C\$123 035 419,02
año 23	C\$237 467,94	C\$0,00	C\$237 467,94	C\$15 599 676,43	C\$0,00	C\$0,00	C\$133 896 598,04
año 24	C\$241 077,46	C\$0,00	C\$241 077,46	C\$15 836 791,51	C\$0,00	C\$0,00	C\$144 757 777,07
año 25	C\$244 741,83	C\$0,00	C\$244 741,83	C\$16 077 510,75	C\$0,00	C\$0,00	C\$155 618 956,09
Tasa Interna de Retorno							12%

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Tras analizar los datos obtenidos de los respectivos cálculos se puede observar que este sistema cuenta con un VAN de C\$ 155 618 956,09, y que la tasa interna de retorno corresponde a 12%.

A continuación se elabora un gráfico con los datos de la tabla anterior; esto con el fin de poder observar el comportamiento de la inversión a lo largo del tiempo establecido, y así poder observar en qué parte del gráfico el sistema fotovoltaico comienza a generar ingresos para la empresa.

Tabla 1. 41 Recuperación de la inversión.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Al observar el gráfico anterior es evidente que dentro del plazo de los 25 años se podrá recuperar la inversión inicial a partir del año 11 y que ante una posible implementación del sistema esta lo que generará es un VAN de ₡155 618 956,09 y una TIR de 12%.

### Análisis financiero del caso 5

Para el análisis financiero de la presente propuesta esta se abordará de la misma forma que se abordaron los anteriores casos, con la única diferencia de que la inversión inicial y el ahorro anual serán distintos de los casos anteriores.

A continuación se elabora una tabla de resumen con los datos de interés necesarios para el cálculo financiero de la presente propuesta.

Tabla 1. 42 Resumen de datos de interés

Resumen de datos de interes de caso 5	
tipo de cambio del dolar en Bnaco Nacional 14/03/2020	₡ 568,00
Tasa de creditos verdes Banco Popular de Costa Rica.	12,75%
Plazo en años	25
Costos de mantenimiento	₡ 127 918,15
Cambio de inversor cada 7 años	
Inversion inicial	₡ 49 036 421,68
Total de facturacion sin paneles	₡ 13 984 072,70
Total de facturacion con paneles	₡ 3 546 168,67
Ahorro anual sin cargos fijos	₡ 10 437 904,03
Cargos varios por año	₡ 1 240 804,42
Ahorro anual.	₡ 9 197 099,61

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Como se puede observar en la tabla anterior, para la instalación de esta propuesta será necesario realizar una inversión inicial de ₡ 49 036 421,68.

A continuación se elabora una tabla con los resultados de los respectivos cálculos para poder determinar el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) del caso. Una vez elaborada la tabla se procederá a hacer algunas observaciones sobre el comportamiento financiero a través de los 25 años.

Tabla 1. 43 VAN y TIR del sistema fotovoltaico del caso 5

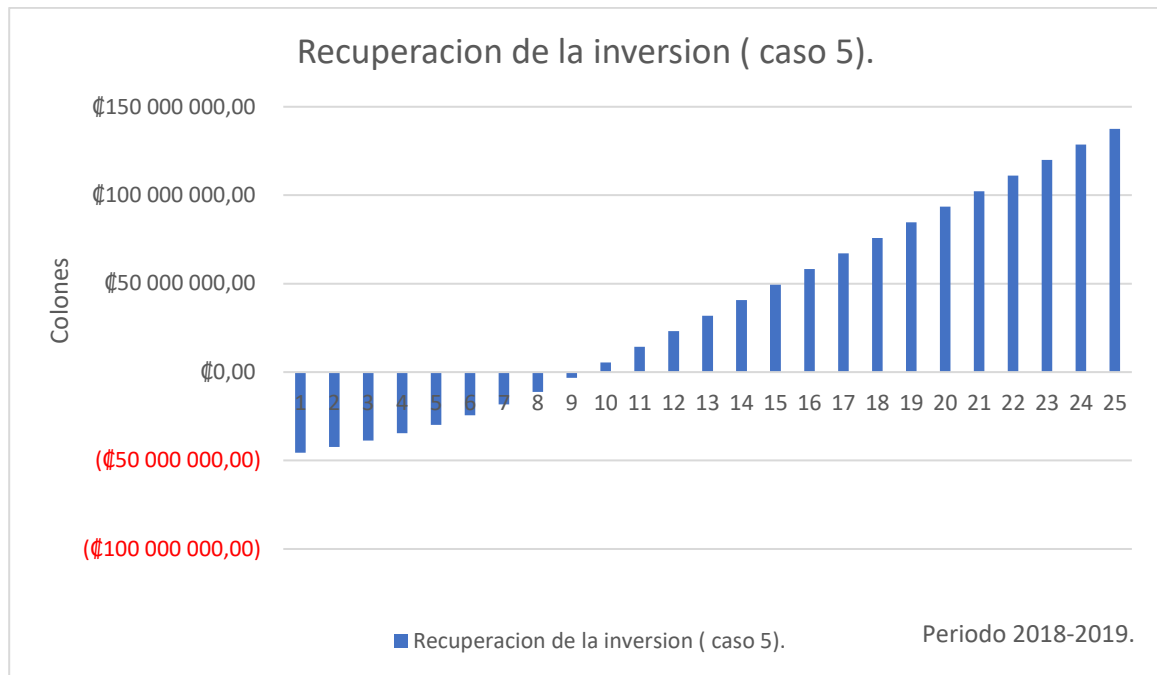
Valor actual neto y Tasa interna de retorno de caso 5							
Periodo	Costos O&M	Intereses	Costos totales	Flujos netos	Inversion inicial	Amortizacion	VAN
año 0				-¢49 036 421,68	¢49 036 421,68	¢0,00	¢0,00
año 1	¢ 127 918,15	¢6 252 143,76	¢6 380 061,91	¢2 817 037,70	¢49 036 421,68	¢0,00	-¢45 568 914,35
año 2	¢ 129 862,51	¢5 892 971,46	¢6 022 833,96	¢3 314 061,56	¢46 219 383,98	¢2 817 037,70	-¢42 401 493,70
año 3	¢ 131 836,42	¢5 470 428,61	¢5 602 265,02	¢3 876 551,31	¢42 905 322,42	¢3 314 061,56	-¢38 751 945,52
año 4	¢ 133 840,33	¢4 976 168,32	¢5 110 008,65	¢4 512 885,70	¢39 028 771,10	¢3 876 551,31	-¢34 566 937,56
año 5	¢ 135 874,70	¢4 400 775,39	¢4 536 650,09	¢5 232 512,25	¢34 515 885,40	¢4 512 885,70	-¢29 787 237,99
año 6	¢ 137 940,00	¢3 733 630,08	¢3 871 570,07	¢6 046 083,53	¢29 283 373,15	¢5 232 512,25	-¢24 347 062,87
año 7	¢ 140 036,69	¢2 962 754,43	¢3 102 791,11	¢6 965 610,83	¢23 237 289,61	¢6 046 083,53	-¢18 173 351,33
año 8	¢ 142 165,24	¢2 074 639,04	¢2 216 804,29	¢8 004 637,37	¢16 271 678,78	¢6 965 610,83	-¢11 184 960,58
año 9	¢ 144 326,16	¢1 054 047,78	¢1 198 373,94	¢9 178 433,63	¢8 267 041,42	¢8 004 637,37	-¢3 291 771,96
año 10	¢ 146 519,91	¢33 456,52	¢179 976,43	¢10 354 558,61	¢0,00	¢0,00	¢5 479 526,54
año 11	¢ 148 747,02	¢0,00	¢148 747,02	¢10 545 912,96	¢0,00	¢0,00	¢14 279 165,89
año 12	¢ 151 007,97	¢0,00	¢151 007,97	¢10 706 210,84	¢0,00	¢0,00	¢23 078 805,25
año 13	¢ 153 303,29	¢0,00	¢153 303,29	¢10 868 945,24	¢0,00	¢0,00	¢31 878 444,61
año 14	¢ 155 633,50	¢0,00	¢155 633,50	¢11 034 153,21	¢0,00	¢0,00	¢40 678 083,97
año 15	¢ 157 999,13	¢0,00	¢157 999,13	¢11 201 872,34	¢0,00	¢0,00	¢49 477 723,33
año 16	¢ 160 400,72	¢0,00	¢160 400,72	¢11 372 140,80	¢0,00	¢0,00	¢58 277 362,68
año 17	¢ 162 838,81	¢0,00	¢162 838,81	¢11 544 997,34	¢0,00	¢0,00	¢67 077 002,04
año 18	¢ 165 313,96	¢0,00	¢165 313,96	¢11 720 481,30	¢0,00	¢0,00	¢75 876 641,40
año 19	¢ 167 826,73	¢0,00	¢167 826,73	¢11 898 632,61	¢0,00	¢0,00	¢84 676 280,76
año 20	¢ 170 377,70	¢0,00	¢170 377,70	¢12 079 491,83	¢0,00	¢0,00	¢93 475 920,12
año 21	¢ 172 967,44	¢0,00	¢172 967,44	¢12 263 100,10	¢0,00	¢0,00	¢102 275 559,47
año 22	¢ 175 596,54	¢0,00	¢175 596,54	¢12 449 499,22	¢0,00	¢0,00	¢111 075 198,83
año 23	¢ 178 265,61	¢0,00	¢178 265,61	¢12 638 731,61	¢0,00	¢0,00	¢119 874 838,19
año 24	¢ 180 975,25	¢0,00	¢180 975,25	¢12 830 840,33	¢0,00	¢0,00	¢128 674 477,55
año 25	¢ 183 726,07	¢0,00	¢183 726,07	¢13 025 869,11	¢0,00	¢0,00	¢137 474 116,90
Tasa Interna de Retorno							13%

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Como se puede observar en la tabla anterior, cabe mencionar que el valor actual neto que se encontró para esta propuesta de diseño corresponde a ¢ 137 474 116,90 y que la tasa interna de retorno corresponde a 13%. Estos datos indican que la inversión generaría ganancias.

A continuación se elabora un gráfico que contiene los datos de la tabla anterior; esto con el fin de poder observar en el gráfico el comportamiento económico que tendrá el cambio en un lapso de 25 años.

Gráfico 1. 5 Recuperación de la inversión.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020

Como se puede observar en el gráfico anterior, durante el plazo establecido se logra recuperar la inversión y a partir del año 10 se estaría recuperando la inversión.

En el apartado de conclusiones se hace una comparación entre todos los casos que se han analizado en la presente investigación.

### Análisis financiero del caso 6

Para el análisis financiero de la presente propuesta esta se aborda de igual forma que se abordaron las anteriores, con la única diferencia de que la inversión inicial y el ahorro anual serán distintos de los casos anteriores.

A continuación se elabora una tabla de resumen con los datos de interés necesarios para el cálculo financiero de la presente propuesta.

Tabla 1. 44 Resumen de datos de interés

Resumen de datos de interes de caso 6		
tipo de cambio del dolar en Bnaco Nacional 14/03/2020	₡	568,00
Tasa de creditos verdes Banco Popular de Costa Rica.		12,75%
Plazo en años		25
Costos de mantenimiento	₡	83 508,83
Cambio de inversor cada 7 años		
Inversion inicial	₡	32 210 239,60
Total de facturacion sin paneles	₡	13 984 072,70
Total de facturacion con paneles	₡	7 130 362,48
Ahorro anual sin cargos fijos	₡	6 853 710,22
Cargos varios por año	₡	2 494 913,83
Ahorro anual.	₡	4 358 796,39

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Para poder calcular el valor actual neto y la tasa interna de retorno fue necesario tomar los datos de la tabla anterior.

Una vez que se hayan realizado los respectivos cálculos se procederá a elaborar una tabla con los resultados que se hayan generado con respecto al cálculo del valor actual neto y de la tasa interna de retorno.

Cabe mencionar que para una posible implementación de este sistema fotovoltaico será necesario realizar una inversión inicial de ₡ 32 210 239.60, con un costo de capital de 12,75% y que se deberá practicar un mantenimiento preventivo por año con un costo de ₡83 508,83.

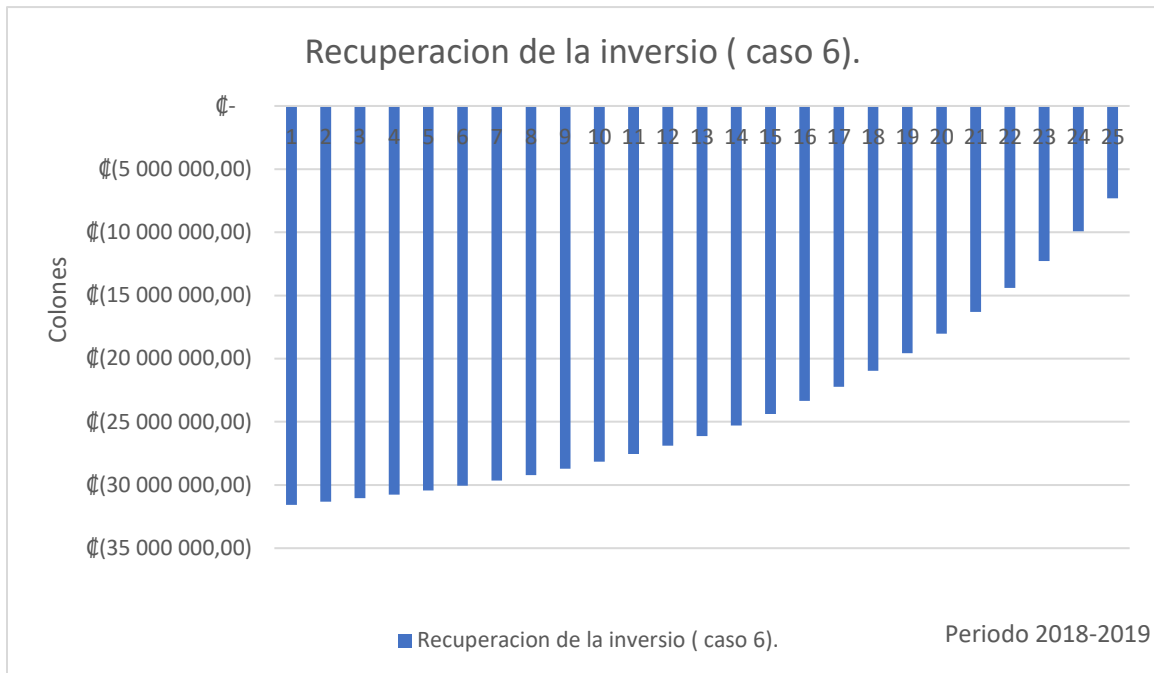
Tabla 1. 45 VAN y TIR del sistema fotovoltaico del caso 6.

Valor actual neto y Tasa interna de retorno de caso 6							
Periodo	Costos O&M	Intereses	Costos totales	Flujos netos	Inversion inicial	Amortizacion	VAN
año 0	₡0,00	₡0,00	₡0,00	-₡32 210 239,60	₡32 210 239,60	₡0,00	₡0,00
año 1	₡ 83 508,83	₡4 106 805,55	₡4 190 314,38	₡168 482,01	₡32 210 239,60	₡0,00	-₡31 564 499,78
año 2	₡ 84 778,16	₡4 085 324,09	₡4 170 102,26	₡254 947,83	₡32 041 757,59	₡168 482,01	-₡31 320 832,90
año 3	₡ 86 066,79	₡4 052 818,24	₡4 138 885,04	₡286 165,06	₡31 786 809,76	₡254 947,83	-₡31 051 425,10
año 4	₡ 87 375,01	₡4 016 332,20	₡4 103 707,21	₡321 342,88	₡31 500 644,70	₡286 165,06	-₡30 753 428,96
año 5	₡ 88 703,11	₡3 975 360,98	₡4 064 064,09	₡360 986,00	₡31 179 301,82	₡321 342,88	-₡30 423 682,07
año 6	₡ 90 051,39	₡3 929 335,27	₡4 019 386,66	₡405 663,43	₡30 818 315,82	₡360 986,00	-₡30 058 672,21
año 7	₡ 91 420,18	₡3 877 613,18	₡3 969 033,36	₡456 016,74	₡30 412 652,39	₡405 663,43	-₡29 654 498,64
año 8	₡ 92 809,76	₡3 819 471,05	₡3 912 280,81	₡512 769,28	₡29 956 635,65	₡456 016,74	-₡29 206 829,13
año 9	₡ 94 220,47	₡3 754 092,96	₡3 848 313,43	₡576 736,66	₡29 443 866,37	₡512 769,28	-₡28 710 852,21
año 10	₡ 95 652,62	₡3 680 559,04	₡3 776 211,66	₡648 838,43	₡28 867 129,71	₡576 736,66	-₡28 161 224,19
año 11	₡ 97 106,54	₡3 597 832,14	₡3 694 938,68	₡730 111,41	₡28 218 291,27	₡648 838,43	-₡27 552 010,25
año 12	₡ 98 582,56	₡3 504 742,93	₡3 603 325,49	₡821 724,60	₡27 488 179,86	₡730 111,41	-₡26 876 619,10
año 13	₡ 100 081,02	₡3 399 973,05	₡3 500 054,06	₡924 996,03	₡26 666 455,27	₡821 724,60	-₡26 127 730,29
año 14	₡ 101 602,25	₡3 282 036,05	₡3 383 638,30	₡1 041 411,79	₡25 741 459,24	₡924 996,03	-₡25 297 213,62
año 15	₡ 103 146,60	₡3 149 256,05	₡3 252 402,65	₡1 172 647,44	₡24 700 047,45	₡1 041 411,79	-₡24 376 039,53
año 16	₡ 104 714,43	₡2 999 743,50	₡3 104 457,93	₡1 320 592,16	₡23 527 400,01	₡1 172 647,44	-₡23 354 179,62
año 17	₡ 106 306,09	₡2 831 368,00	₡2 937 674,09	₡1 487 376,00	₡22 206 807,84	₡1 320 592,16	-₡22 220 496,17
año 18	₡ 107 921,94	₡2 641 727,56	₡2 749 649,50	₡1 675 400,59	₡20 719 431,84	₡1 487 376,00	-₡20 962 619,42
año 19	₡ 109 562,36	₡2 428 113,98	₡2 537 676,34	₡1 887 373,75	₡19 044 031,25	₡1 675 400,59	-₡19 566 811,27
año 20	₡ 111 227,70	₡2 187 473,83	₡2 298 701,54	₡2 126 348,56	₡17 156 657,50	₡1 887 373,75	-₡18 017 813,95
año 21	₡ 112 918,36	₡1 916 364,39	₡2 029 282,76	₡2 395 767,34	₡15 030 308,95	₡2 126 348,56	-₡16 298 681,89
año 22	₡ 114 634,72	₡1 610 904,06	₡1 725 538,78	₡2 699 511,31	₡12 634 541,61	₡2 395 767,34	-₡14 390 595,02
año 23	₡ 116 377,17	₡1 266 716,36	₡1 383 093,53	₡3 041 956,56	₡9 935 030,30	₡2 699 511,31	-₡12 272 651,43
año 24	₡ 118 146,10	₡878 866,90	₡997 013,01	₡3 428 037,08	₡6 893 073,74	₡3 041 956,56	-₡9 921 637,06
año 25	₡ 119 941,93	₡441 792,17	₡561 734,10	₡3 863 315,99	₡3 465 036,66	₡3 428 037,08	-₡7 311 769,94
Tasa Interna de Retorno							0%

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Tras haber realizado los respectivos cálculos de los datos que contiene la tabla anterior se pudo determinar que para esta propuesta de diseño no se logra obtener resultados económicos positivos. Esto debido a que nunca se logra recuperar la inversión inicial y más bien sucede lo contrario. Este proyecto genera pérdidas ya que la tasa interna de retorno es de 0% y el costo de capital es del 12,75%. A continuación se elabora un gráfico para observar el comportamiento que tendrá esta propuesta a través de los 25 años de plazo que se le estableció a este caso.

Gráfico 1. 6 Análisis financiero del caso 6.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.

Como se puede observar en el gráfico anterior, este gráfico muestra que la inversión inicial nunca se recupera en el periodo establecido. Por lo tanto, esto significaría pérdidas. En el caso de que se implemente un sistema fotovoltaico como este generaría pérdidas durante su vida útil, debido a que no se llega a poder recuperar la inversión inicial.

Una vez concluido el análisis financiero de las seis propuestas de diseño se procede a evaluar cuál de las seis propuestas tiene mejores condiciones con respecto a costo-beneficio para la planta empacadora de banano.

## **Capítulo V**

### **Conclusiones y recomendaciones**

Gracias a las reuniones que se programaron con el personal administrativo de Chiquita Company se terminó con la obtención de los datos de facturación mensual de electricidad del periodo de un año, el cual corresponde al periodo 2018-2019.

Una primera conclusión es que la zona en donde se encuentra ubicada la planta empacadora cuenta con la radiación necesaria para una posible instalación de un sistema fotovoltaico. Por otra parte, se determinó que el lugar ideal para la instalación de un sistema fotovoltaico es el de los techos con los que cuenta la planta empacadora. Esto debido que si se optara por realizar la instalación en el suelo esto no sería posible por falta de espacio y de seguridad para dicha instalación, por lo cual se decidió que la mejor opción es son los techos con los que cuenta la planta empacadora sede Coyal.

Al realizar los respectivos cálculos se estableció el dimensionamiento de los sistemas en que para el primer caso se dispuso que se deben usar 353 paneles para cumplir con 100% de la demanda mensual de energía eléctrica, y dicho sistema estará controlado por cinco inversores.

Para el segundo caso se llegó a la conclusión de que en el sistema se deben utilizar 265 paneles solares para poder cumplir con 75% de la demanda mensual de energía eléctrica, y dicho sistema estará controlado por cuatro inversores.

Para el tercer caso se estableció que en el sistema deberán usarse 173 paneles solares para poder cumplir con 49% de la demanda mensual de energía eléctrica, y dicho sistema será controlado por tres inversores.

Para el cuarto caso se la conclusión fue que en el sistema se deberán usar 353 paneles para poder cumplir con el 100% de la demanda mensual de energía eléctrica y que dicho sistema será controlado por 353 microinversores.

Para el quinto caso se coincidió en que en el sistema se deberán usar 265 paneles solares para poder cumplir con 75% de la demanda mensual de energía eléctrica y que dicho sistema será controlado por 265 microinversores.

Para el sexto caso se dispuso que en el sistema se deberán usar 173 paneles solares para cumplir con 49% de la demanda mensual de energía eléctrica y que dicho sistema será controlado por 173 microinversores.

Al desarrollar la presente investigación se dio por evidenciado que el control del uso de sistemas interconectados a la red corresponde al Reglamento de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, modelo de contratación neta sencilla, en el que se indica cuáles son las pautas y reglas que se debe respetar para poder implementar un sistema interconectado a la red eléctrica pública.

También se obtuvieron y analizaron los datos financieros de cada diseño propuesto. Para el primer caso se obtuvo una TIR de 18% y un VAN de ¢ 178 872 745,67. Se observó que la inversión inicial del proyecto se recupera a partir del año 18 (véase el gráfico 1.3 del presente documento).

En conclusión, el caso 1 es la mejor opción para la empresa debido a que genera mejores números económicos comparados con los del resto de propuestas estudiadas en la presente investigación.

Al finalizar la investigación se logró establecer que el diseño necesario para el aprovechamiento de la energía renovable es el de la propuesta 1.

Tras estudiar los análisis financieros de cada una de las propuestas que se consideraron en esta investigación se llegó a la conclusión de que el proyecto con ganancias económicas más atractivas fue el del caso 1, debido a que al compararlo con los otros casos se determinó que ese caso uno es con el que se percibirían más ganancias durante el plazo establecido.

Por lo dicho se recomienda a la empresa Chiquita Company implementar el sistema fotovoltaico del caso 1, y, para el caso de que lo lleve a la práctica se le recomienda distribuir los 353 paneles de forma equilibrada entre las áreas de techo disponible. Esto con el fin de no provocar mucha tensión de carga a las estructuras de los techos. También se le propone hacer una evaluación

previa para verificar si el techo de la planta puede soportar el esfuerzo mecánica que pueda generar el sistema fotovoltaico.

Otra recomendación es la posible implementación del sistema en todas sus plantas empacadoras de banano, debido a que todas cuentan con dimensiones similares y a una eventual instalación podría generar ahorros mucho más considerables, y que como consecuencia de ese ahorro el producto que se coloca en el mercado internacional podría tener un precio más competitivo, debido a que los costos de producción tenderían a la baja; o si no, mantener los precios y así tener un margen de ganancia más alto.

## **Capítulo VI Propuesta**

La misión principal de esta investigación fue encontrar la mejor alternativa de sistema fotovoltaico conectado a la red, como una manera de poder reducir los costos de la facturación de energía eléctrica de la empresa.

Por otra parte, se le propone a la compañía incorporar en el uso de los equipos las especificaciones técnicas las cuales contribuyen al mejor funcionamiento del sistema fotovoltaico, tal como se proponen en el presente apartado (estarán adjuntas en el apartado de anexos).

Para la presente investigación se propuso usar el siguiente módulo fotovoltaico:

- JAM72S10 390-410/MR.

Se considera que se deben contemplar los inversores de la marca FRONIUS.

- Fronius Eco 27 3-0-s

Para el apartado de los tres casos con microinversores se determinó usar los de la empresa ENPHASE.

- Enphase IQ7+.

Las propuestas de diseño se estudiaron en el siguiente orden.

- Caso 1, a 100% de la demanda con inversor central
- Caso 2, a 75% de la demanda con inversor central
- Caso 3, a 49% de la demanda con inversor central
- Caso 4, a 100% de la demanda con microinversores
- Caso 5, a 75% de la demanda con microinversores
- Caso 6, a 49% de la demanda con microinversores

Debido a los ahorros económicos más atractivos que presentó el sistema fotovoltaico con arreglo de inversores en cadena, a 100% de la demanda energética, para el presente apartado se propone implementar este sistema de generación eléctrica mediante el aprovechamiento de las energías renovables, como es la energía solar.

Para una eventual instalación de este sistema es necesario recurrir a instalar 353 paneles con una potencia de 400w.

### **Equipo de anclaje de los paneles**

Se hará el cálculo de los rieles que sujetarán los paneles solares en el techo. Para este cálculo se aplicará una simple lógica dado que los paneles necesitan de dos rieles en ambos extremos para lograr el anclaje, ya que los rieles estarán perpendicularmente al largo del panel. Luego se multiplicará el número de paneles por el ancho del panel y luego se dividirá entre el largo del riel de sujeción. En la siguiente ecuación se demostrará cómo se debe proceder con el cálculo.

$$\# \text{ de soportes del panel} = 2 * \frac{\text{numero de paneles} * \text{ancho del panel}}{\text{largo del riel de sujecion.}}$$

Antes de proceder con el cálculo de los rieles se deberá determinar el modelo de riel con el que deberá contar el anclaje del sistema fotovoltaico. Se determinó que se usará de la marca CHIKO SOLAR de 4 200 mm de largo, el cual fue recomendado por la empresa Electro Caribe, en donde se

mencionó que para el tipo de panel que se usa para las propuestas el riel CHIKO SOLAR es el más adecuado. También cabe mencionar que el equipo de anclaje a techo cuenta con una garantía de 10 años y una vida útil de 20 años, datos que fueron tomados de la página web de CHIKO SOLAR.

$$\# \text{ de soportes del panel} = 2 * \frac{353 * 1}{4.2} = 168.09$$

Este sistema necesitará 168 rieles para poder anclarlo al techo

### **Cálculo del inversor central para el caso 1**

Para realizar el cálculo del inversor central se tendrá que revisar la ficha técnica del fabricante del panel, en la que se especifique cuál es el valor máximo de voltaje ( $V_{mpp}$ ), y el valor máximo de corriente ( $I_{mpp}$ ) de cada panel, dado que estos dos datos son importantes para el cálculo del inversor central con el fin de determinar los valores nominales de potencia con que debe contar el inversor central.

Una vez que se tenga el valor de voltaje y de corriente máxima por panel se procederá a realizar el cálculo. Los paneles que se usarán para el estudio, de acuerdo con los datos de la ficha técnica, cuentan con un voltaje máximo por panel de ( $V_{mpp} = 49,58_v$ ), y una corriente máxima por panel de ( $I_{mpp} = 10,33_A$ ).

Ahora, para poder determinar de qué potencia debe ser el inversor central se deberá realizar una suma de las potencias de cada panel. Para este caso son 353 paneles, por lo que se deberán multiplicar los 353 paneles por los 49,58 voltios, para así poder determinar cuál es el voltaje total de los paneles. A continuación se procederá a realizar el cálculo del voltaje total de los paneles con la siguiente ecuación:

$$V_T \text{ PANELES} = \text{NUMERO DE PANELES}(N_p) * \text{VOLTAJE MAXIMO POR PANEL}(V_{mpp})$$

$$V_T = 353 * 49,58 \text{ v} = 17\ 501,74 \text{ v}$$

Una vez calculado el voltaje total ( $V_T$ ) de los paneles, cuyo resultado fue de un valor de 17 501,74 v, luego se procederá a calcular la potencia del sistema fotovoltaico, el cual consiste en multiplicar el voltaje total ( $V_T = 14\ 589,49$  v) por la corriente máxima por panel ( $I_{mpp} = 10,33$ A). A continuación se mostrará la forma de proceder para realizar el cálculo de la potencia:

$$Potencia = V_T * I_{mpp}$$

$$Potencia = 17\ 501,74\ v * 10,33\ A = 180\ 792,97\ watts$$

Con el cálculo anterior se dio como resultado una potencia de 180 792,97 watts. Luego de calcular la potencia se procederá a seleccionar el valor adecuado del inversor central que deberá usar, así como el calibre de los cables y el dimensionamiento de los equipos de protección necesarios para el funcionamiento adecuado del sistema fotovoltaico.

Con los datos anteriormente calculados se procederá a realizar la elección del inversor central. Por la potencia calculada se usará más de un inversor y el sistema fotovoltaico se tendrá que dividir en varias etapas, ya que en el mercado no se encontrara un inversor que cumpla con 180 kW de potencia nominal.

Una vez calculada la potencia que generan en simultaneo los 353 paneles se procederá a seleccionar el inversor o los inversores que puedan controlar la potencia del arreglo. Para seleccionar el inversor se deberá tomar el valor de la potencia generada y dividirse entre la potencia del inversor. A continuación se mostrará la forma de proceder con el cálculo.

$$\# \text{ de inversor} = \frac{\text{potencia generada}}{\text{potencia del inversor}} = \frac{180\ 792,97\ w}{37\ 800\ w} = 4,78 \text{ Inverores}$$

Como resultado del anterior cálculo se deberán utilizar 5 inversores con una potencia de entrada de 37,8 KW, de la marca **FRONIUS**, modelo **Fronius Eco 27.0-3-S**, en que cada inversor deberá controlar 72 paneles por rama.

Por otra parte, queda pendiente determinar cuántos módulos deberá controlar cada inversor, ya que son 353 paneles, por lo que se procederá a distribuir los paneles para los cinco inversores que se usarán para este sistema fotovoltaico.

Para el primer caso, cuatro inversores controlarán cada uno 72 paneles y un quinto inversor deberá controlar 65 paneles, respectivamente, para un total de 353 paneles.

Dado que se usarán cinco inversores se deberán instalar los 353 paneles por etapas y realizar una configuración mixta (paralelo y serie). Esto con el fin de no sobrepasar los valores de tensión y corriente a los que trabaja cada inversor.

Cada inversor controlara 72 paneles con un arreglo mixto (serie y paralelo), en que contará con 4 paralelos y cada paralelo lo conformarán 18 paneles en serie.

### **Análisis financieros para la propuesta 1**

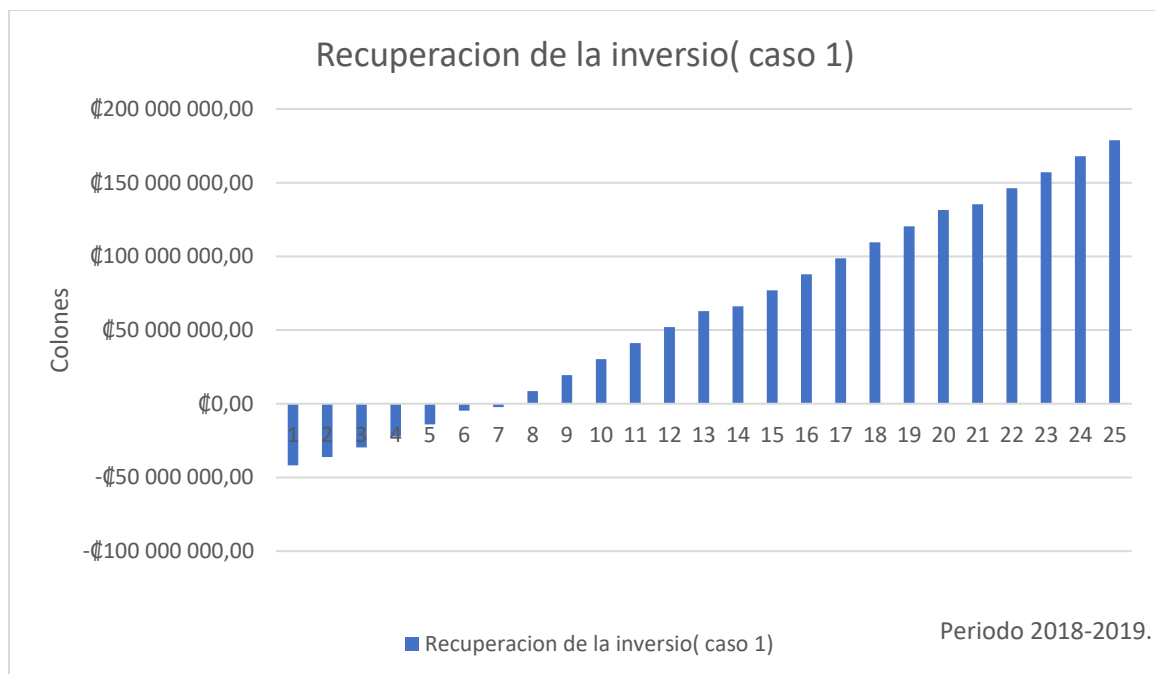
Se procedió a realizar un análisis financiero en el que se determinaron la rentabilidad y la viabilidad de la planta empacadora mediante la implementación del sistema fotovoltaico de 353 paneles solares e inversor central. Para este diseño será necesario hacer una inversión inicial de 47 552 523,36 millones de colones a un plazo de 25 años, con una tasa de interés de 12,75% del Banco Popular, y un aumento anual de electricidad considerando la inflación de 1,52%. Sin embargo, COOPELESCA mencionó que la tarifa eléctrica de ellos no ha aumentado en los últimos años.

Resumen de datos de interes de caso 1	
tipo de cambio del dolar en Bnaco Nacional 14/03/2020	₡ 568,00
Tasa de creditos verdes Banco Popular de Costa Rica.	12,75%
Plazo en años	25
Costos de mantenimiento	₡ 174 400,00
Cambio de inversor cada 7 años	₡ 9 455 009,20
Inversion inicial	₡ 47 552 523,36
Total de facturacion sin paneles	₡ 13 984 072,70
Total de facturacion con paneles	₡ 1 940 739,66
Ahorro anual sin cargos fijos	₡ 12 043 333,04
Cargos varios por año	₡ 679 064,81
Ahorro anual.	₡ 11 364 268,23

Tabla 1. 46 VAN y TIR del sistema fotovoltaico del caso 1.

Valor actual neto y Tasa interna de retorno de caso 1							
Periodo	Costos O&M	Intereses	Costos totales	Flujos netos	Inversion inicial	Amortizacion	VAN
año 0	¢0,00	¢0,00	¢0,00	-¢47 552 523,36	¢47 552 523,36	¢0,00	¢0,00
año 1	¢170 400,00	¢6 062 946,73	¢6 233 346,73	¢5 130 921,51	¢47 552 523,36	¢0,00	-¢41 862 119,94
año 2	¢172 990,08	¢5 408 754,24	¢5 581 744,32	¢5 955 260,80	¢42 421 601,85	¢5 130 921,51	-¢36 170 368,08
año 3	¢175 619,53	¢4 649 458,48	¢4 825 078,01	¢6 887 289,58	¢37 290 680,35	¢5 955 260,80	-¢29 686 384,50
año 4	¢178 288,95	¢3 771 329,06	¢3 949 618,01	¢7 940 777,57	¢31 335 419,55	¢6 887 289,58	-¢22 322 533,61
año 5	¢180 998,94	¢2 758 879,92	¢2 939 878,86	¢9 131 250,73	¢24 448 129,98	¢7 940 777,57	-¢13 981 485,75
año 6	¢183 750,12	¢1 594 645,46	¢1 778 395,58	¢10 476 215,18	¢16 507 352,41	¢9 131 250,73	-¢4 555 144,74
año 7	¢9 641 552,32	¢258 928,02	¢9 900 480,34	¢2 540 400,50	¢7 376 101,68	¢10 476 215,18	-¢2 303 554,72
año 8	¢189 378,58	¢0,00	¢189 378,58	¢12 440 603,65	¢0,00	¢0,00	¢8 557 624,31
año 9	¢192 257,13	¢0,00	¢192 257,13	¢12 629 700,83	¢0,00	¢0,00	¢19 418 803,33
año 10	¢195 179,44	¢0,00	¢195 179,44	¢12 821 672,28	¢0,00	¢0,00	¢30 279 982,36
año 11	¢198 146,17	¢0,00	¢198 146,17	¢13 016 561,70	¢0,00	¢0,00	¢41 141 161,38
año 12	¢201 157,99	¢0,00	¢201 157,99	¢13 214 413,44	¢0,00	¢0,00	¢52 002 340,41
año 13	¢204 215,59	¢0,00	¢204 215,59	¢13 415 272,52	¢0,00	¢0,00	¢62 863 519,44
año 14	¢9 662 328,87	¢0,00	¢9 662 328,87	¢4 164 175,46	¢0,00	¢0,00	¢66 184 412,45
año 15	¢210 470,93	¢0,00	¢210 470,93	¢13 826 196,27	¢0,00	¢0,00	¢77 045 591,47
año 16	¢213 670,09	¢0,00	¢213 670,09	¢14 036 354,45	¢0,00	¢0,00	¢87 906 770,50
año 17	¢216 917,87	¢0,00	¢216 917,87	¢14 249 707,04	¢0,00	¢0,00	¢98 767 949,52
año 18	¢220 215,02	¢0,00	¢220 215,02	¢14 466 302,59	¢0,00	¢0,00	¢109 629 128,55
año 19	¢223 562,29	¢0,00	¢223 562,29	¢14 686 190,39	¢0,00	¢0,00	¢120 490 307,58
año 20	¢226 960,44	¢0,00	¢226 960,44	¢14 909 420,48	¢0,00	¢0,00	¢131 351 486,60
año 21	¢9 685 419,44	¢0,00	¢9 685 419,44	¢5 681 034,47	¢0,00	¢0,00	¢135 428 029,57
año 22	¢233 912,47	¢0,00	¢233 912,47	¢15 366 111,54	¢0,00	¢0,00	¢146 289 208,60
año 23	¢237 467,94	¢0,00	¢237 467,94	¢15 599 676,43	¢0,00	¢0,00	¢157 150 387,62
año 24	¢241 077,46	¢0,00	¢241 077,46	¢15 836 791,51	¢0,00	¢0,00	¢168 011 566,65
año 25	¢244 741,83	¢0,00	¢244 741,83	¢16 077 510,75	¢0,00	¢0,00	¢178 872 745,67
Tasa Interna de Retorno							18%

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la presente investigación, 2020.



Según el comportamiento en el gráfico anterior se puede decir que el proyecto, a partir del año 8, comienza a generar ganancias, o sea, ahorros en la facturación eléctrica. En palabras más sencillas, la inversión inicial del proyecto se recupera a partir del año 10 y del año 10 en adelante el proyecto comienza a percibir ingresos económicos debido al ahorro en la facturación de energía eléctrica.

### **Calibre de conductores y elementos de protección para la propuesta 1.**

Donde corriente de corto circuito es de 10,33 A, y el voltaje de circuito abierto es equivalente a 49,58 v.

#### **Selección del conductor de corriente directa DC.**

$$I_{DC} = I_{max} * 1.25$$

#### **Conductor DC del panel JAM72S10-400/MR Series**

$$I_{DC} = 10,33 A * 1,25 = 12,91 A$$

Según el NEC-2014, para seleccionar el calibre del cable se deberá utilizar la tabla 310.15(B)(16), según la cual se usará un cable con un calibre 12 AWG THHW, del tipo USE-2 de cobre.

#### **Protección contra sobrecorriente DC**

Dado que el inversor cuenta con un portafusible en su entrada no será necesario calcular la protección en DC.

#### **Selección del conductor de corriente alterna AC.**

De acuerdo con lo mencionado en el artículo 690.10(A)(B) los inversores que se usan para este sistema son marca FRONIUS, modelo ECO 27.0-3-S, los cuales cuentan con una máxima corriente de salida de 39,0 A, cada uno de conformidad al artículo 690.8 (B)(1).

$$I_{AC} = I_{max\ de\ salida} * 1.25$$

$$I_{AC} = 39,0 A * 1,25 = 48,75A$$

De conformidad con la tabla 310.15(B)(16) se usará un calibre 8 AWG THHN de cobre para cada uno de los inversores que conforman el sistema fotovoltaico.

### **Protección contra sobrecorriente AC**

La protección que se usará para cada inversor corresponderá a las mencionadas en el artículo 240.6(A), en que las protecciones contra sobrecorriente tendrán valores nominales de 50 A cada una.

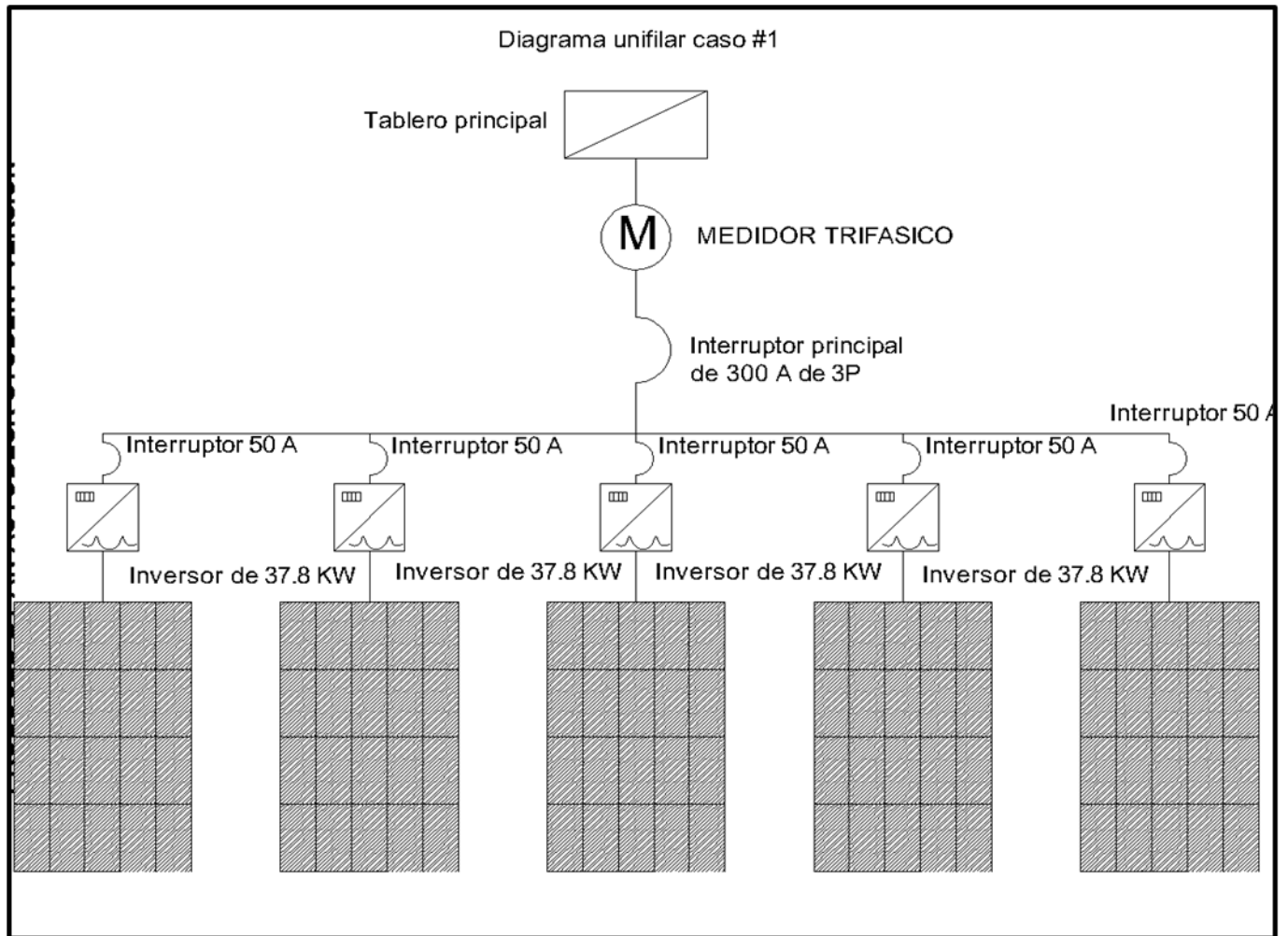
### **Calibre del cable de puesta a tierra**

Se procederá a seleccionar el calibre del cable de puesta a tierra de acuerdo a la tabla 250.122 - Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos.

Para la parte de los módulos, debido a que ellos cuentan con una corriente máxima de 10,33 A, estos estarán conforme a las protecciones mencionadas en el artículo 240.6(A) - Valores en amperes nominales normalizados, en que los 10,33 A se deberán multiplicar por 1,25 y luego de obtener ese dato se deberá consultar la tabla 250.122 - Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos. Según esa tabla al sistema le corresponde una puesta a tierra con un calibre de cable 14 AWG de cobre.

Por otra parte, para el cálculo de la parte de corriente alterna se deberá consultar la tabla 250.122 - Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos, al cual para este apartado le corresponderá usar el calibre según la protección que se usa en la salida cada inversor, por lo que la puesta a tierra será de un cable calibre 10 AWG de cobre.

Figura 1. 41 Diagrama del arreglo para el caso 1



Fuente: La figura mostrada anteriormente es de elaboración propia con datos obtenidos para la presente investigación, 2020.

## Bibliografía

(s.f.).

(s.f.).

Abella, M. A. (2001). *Dimensionado de Sistemas Fotovoltaicos autónomos*. Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica (PVLabDER - CIEMAT), Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, Departamento de Energías Renovables. Madrid.: SAPT de publicaciones técnicas. Recuperado el Viernes 21 de Junio de 2019

Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). (2015). *Reglamento de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación de medición neta sencilla*. San Jose.

BYMSOL ENERGIA RENOVABLE. (s.f). *BYMSOL ENERGIA RENOVABLE*. Obtenido de BYMSOL ENERGIA RENOVABLE: <http://www.bymsol.com/red-y-medidor-bidireccional.html>

Delfino CR. (8 de Enero de 2020). *Delfino CR*. (Delfino, Editor, & L. M. Madrigal, Productor) Recuperado el 20 de 4 de 2020, de Delfino CR: <https://delfino.cr/2020/01/inflacion-del-2019>

Eliseo, S. (21 de Noviembre de 2018). *Eliseo Sebastian* . Recuperado el Sabado 29 de Junio de 2019, de Eliseo Sebastian: <https://eliseosebastian.com/unir-celdas-solares-en-serie-y-paralelo/>

Esquivel Chinchilla , J. (2017). Diagrama unifilar. *DISEÑO ELECTROMECHANICO DE UN SISTEMA DE PANELES SOLARES PARA UN GRANJA AVICOLA EN ESPARZA*. Universidad Internacional de las Americas, SAN JOSE, SAN JOSE, COSTARICA.

Galt Energy. (20 de Marzo de 2020). *Galt Energy*. Obtenido de Galt Energy: <https://blog.galt.mx/anclajes-para-paneles-solares>

García, J. C. (Junio de 1999). Obtenido de <http://www.eurosur.org/medioambiente/esf/ener9.html>

Gonzales, A. N. (11 de Febrero de 2009). *El blog salmon*. Obtenido de El blog salmon: <https://www.elblogsalmon.com/conceptos-de-economia/que-son-el-van-y-el-tir>

Hulshorst, W., & Criado, v. (s.f). Manual Práctico de evaluación de una instalación de energía fotovoltaica a pequeña escala. *Manual practico energia fotovoltaica.*, 20. Obtenido de [www.leonardo-energy.org/espanol](http://www.leonardo-energy.org/espanol)

Ingelibre. (4 de Enero de 2014). *Ingelibre*. Recuperado el 14 de Abril de 2020, de Ingelibre: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/01/09/inclinacion-optima-de-placas-fotovoltaicas/>

MAPS, G. (2019). Planta empacadora de banano de Chiquita Company. *Imagen satelital de planta empacadora de banano*. Heredia, Sarapiquí., Heredia , Costa Rica. Recuperado el Jueves 20 de Junio de 2019

Marcos Sevil, R. (2001). *PROYECTO DE APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA SOLAR PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL NUEVO EDIFICIO DE LA E.T.S.E. (S. PERE SESCELADES)*. Sant Pere Sescelades.

Obando, K. M. (2018). *Análisis de un sistema híbrido de energías renovables (solar/eólico) para una institución de educación media en la zona de Belén de Carrillo Guanacaste Costa Rica*. San Jose, Costa Rica.

- Obando, K. M. (19 de Diciembre de 2018). Análisis de un sistema híbrido de energías renovables (solar/eólico) para una institución de educación media en la zona de Belén de Carrillo Guanacaste Costa Rica. San Jose, San Jose, Costa Rica.
- Perpiñan Lamigueiro, O., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, A. C. (2012). *Diseño de sistemas fotovoltaicos*. Promotora General de Estudios, S.A. Recuperado el Viernes 31 de Mayo de 2019
- Rodríguez, C. L. (2011). *Concepción de controladores reconfigurables para*. UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA, Departamento de Ingeniería Electrónica, Valencia. Recuperado el Sabado 22 de Junio de 2019, de <https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=https://riunet.upv.es:443/bitstream/handle/10251/14275/tesisUPV3715.pdf?sequence%3D1&isAllowed=y>
- Salas, J. C. (2018). *ANÁLISIS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DEDICADO A LA ILUMINACIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS UNA EMPRESA ELECTROMECAÁNICA*. San Jose, Costa Rica. Recuperado el Jueves 20 de Junio de 2019
- Solano, L. (2019). *ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA A BASE DE PANELES SOLARES EN EL EDIFICIO DE GAMBOA Y MATAMOROS ASOCIADOS*. Universidad Internacional de las Americas, San Jose. Recuperado el Sabado 18 de Enero de 2020
- Sunbeam solar power technology. (s.f). *Sunbeam solar power technology*. Recuperado el 29 de Junio de 2019, de Sunbeam solar power technology: [http://sunbeam-bd.blogspot.com/p/blog-page\\_26.html](http://sunbeam-bd.blogspot.com/p/blog-page_26.html)
- SunFields Europe. (s.f). Manual para instalaciones fotovoltaicas autónomas. *Boletín Solar Fotovoltaica Autónoma*, 15. Obtenido de [www.sfe-solar.com](http://www.sfe-solar.com)
- Trippi, R. D. (s.f de s.f de s.f). *Aula facil*. Recuperado el jueves 26 de septiembre de 2019, de Aula facil: <https://www.aulafacil.com/cursos/medio-ambiente/energia-solar-fotovoltaica-1/trayectoria-del-sol-l37869>
- Valverde Picado, I. (2018). Diagrama unifilar del sistema de generacion electrica de la radio base. *ALIMENTACION ELECTRICA DE RADIO BASE DE TELECOMUNICACIONES POR MEDIO DE UN SISTMEA MIXTO FOTOVOLTAICO Y CELDAS DE COMSBUSTIBLE*. Univerdidad Internacional de las Americas, SAN JOSE , COSTARICA.
- Vega Carranza, K., Piedra Segura, J. F., & Richmond Navarro, G. (26 de 7 de 2019). *Revista Tecnología en Marcha*. Recuperado el 14 de Abril de 2020, de Revista Tecnología en Marcha: [https://revistas.tec.ac.cr/index.php/tec\\_marcha/article/download/4480/4076](https://revistas.tec.ac.cr/index.php/tec_marcha/article/download/4480/4076)
- Wikipedia. (28 de Mayo de 2019). *WIKIPEDIA*. Recuperado el Sabado 22 de Junio de 2019, de WIKIPEDIA: [https://es.wikipedia.org/wiki/Puesta\\_a\\_tierra](https://es.wikipedia.org/wiki/Puesta_a_tierra)

## Anexos

Figura 1.37: Ficha técnica de los micro inversores.

Enphase IQ 7 and IQ 7+ Microinverters				
INPUT DATA (DC)	IQ7-60-2-US / IQ7-60-B-US		IQ7PLUS-72-2-US / IQ7PLUS-72-B-US	
Commonly used module pairings <sup>1</sup>	235 W - 350 W +		235 W - 440 W +	
Module compatibility	60-cell PV modules only		60-cell and 72-cell PV modules	
Maximum input DC voltage	48 V		60 V	
Peak power tracking voltage	27 V - 37 V		27 V - 45 V	
Operating range	16 V - 48 V		16 V - 60 V	
Min/Max start voltage	22 V / 48 V		22 V / 60 V	
Max DC short circuit current (module Isc)	15 A		15 A	
Overvoltage class DC port	II		II	
DC port backfeed current	0 A		0 A	
PV array configuration	1 x 1 ungrounded array; No additional DC side protection required; AC side protection requires max 20A per branch circuit			
OUTPUT DATA (AC)	IQ 7 Microinverter		IQ 7+ Microinverter	
Peak output power	250 VA		295 VA	
Maximum continuous output power	240 VA		290 VA	
Nominal (L-L) voltage/range <sup>2</sup>	240 V / 211-264 V	208 V / 183-229 V	240 V / 211-264 V	208 V / 183-229 V
Maximum continuous output current	1.0 A (240 V)	1.15 A (208 V)	1.21 A (240 V)	1.39 A (208 V)
Nominal frequency	60 Hz		60 Hz	
Extended frequency range	47 - 68 Hz		47 - 68 Hz	
AC short circuit fault current over 3 cycles	5.8 Arms		5.8 Arms	
Maximum units per 20 A (L-L) branch circuit <sup>3</sup>	16 (240 VAC)	13 (208 VAC)	13 (240 VAC)	11 (208 VAC)
Overvoltage class AC port	III		III	
AC port backfeed current	0 A		0 A	
Power factor setting	1.0		1.0	
Power factor (adjustable)	0.7 leading ... 0.7 lagging		0.7 leading ... 0.7 lagging	
EFFICIENCY	@240 V	@208 V	@240 V	@208 V
Peak CEC efficiency	97.6 %	97.6 %	97.5 %	97.3 %
CEC weighted efficiency	97.0 %	97.0 %	97.0 %	97.0 %
MECHANICAL DATA				
Ambient temperature range	-40°C to +65°C			
Relative humidity range	4% to 100% (condensing)			
Connector type (IQ7-60-2-US & IQ7PLUS-72-2-US)	MC4 (or Amphenol H4 UTX with additional Q-DCC-5 adapter)			
Connector type (IQ7-60-B-US & IQ7PLUS-72-B-US)	Friends PV2 (MC4 intermateable). Adaptors for modules with MC4 or UTX connectors: - PV2 to MC4: order ECA-S20-S22 - PV2 to UTX: order ECA-S20-S25			
Dimensions (WxHxD)	212 mm x 175 mm x 30.2 mm (without bracket)			
Weight	1.08 kg (2.38 lbs)			
Cooling	Natural convection - No fans			
Approved for wet locations	Yes			
Pollution degree	PD3			
Enclosure	Class II double-insulated, corrosion resistant polymeric enclosure			
Environmental category / UV exposure rating	NEMA Type 6 / outdoor			
FEATURES				
Communication	Power Line Communication (PLC)			
Monitoring	Enlighten Manager and MyEnlighten monitoring options. Both options require installation of an Enphase IQ Envoy.			
Disconnecting means	The AC and DC connectors have been evaluated and approved by UL for use as the load-break disconnect required by NEC 690.			
Compliance	CA Rule 21 (UL 1741-SA) UL 62109-1, UL1741/IEEE1547, FCC Part 15 Class B, ICES-0003 Class B. CAN/CSA-C22.2 NO. 107.1-01 This product is UL Listed as PV Rapid Shut Down Equipment and conforms with NEC-2014 and NEC-2017 section 690.12 and C22.1-2015 Rule 64-218 Rapid Shutdown of PV Systems, for AC and DC conductors, when installed according manufacturer's instructions.			

1. No enforced DC/AC ratio. See the compatibility calculator at <https://enphase.com/en-us/support/module-compatibility>.

2. Nominal voltage range can be extended beyond nominal if required by the utility.

3. Limits may vary. Refer to local requirements to define the number of microinverters per branch in your area.

To learn more about Enphase offerings, visit [enphase.com](https://enphase.com)

© 2018 Enphase Energy. All rights reserved. All trademarks or brands used are the property of Enphase Energy, Inc. 2018-05-24






Figura 1.39: Ficha técnica de los inversores.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

**FRONIUS**

**FRONIUS ECO**

/ El inversor compacto para proyectos con el máximo rendimiento



 / Tecnología SnapINverter  
 / Comunicación de datos integrada  
 / Smart Grid Ready  
 / Seguimiento inteligente DC/DC  
 / Inyección cero

/ El inversor trifásico Fronius Eco con las categorías de potencia entre 25,0 y 27,0 kW, ha sido especialmente diseñado para instalaciones de gran potencia. Este inversor sin transformador, con un peso muy ligero y sistema de montaje SnapINverter, permite una instalación muy rápida y sencilla tanto Indoor como Outdoor. Además, presume de un tipo de protección IP 66. Gracias al portafusibles y a la protección contra sobretensiones (opcional) integrados, no se necesitan cajas de conexión CC o de concentración.

**DATOS TÉCNICOS FRONIUS ECO**

DATOS DE ENTRADA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Máxima corriente de entrada ( $I_{d, max}$ )	44,2 A	47,7 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV		71,6 A
Mínima tensión de entrada ( $U_{d, min}$ )		580 V
Tensión CC mínima de puesta en servicio ( $U_{d, min, serv}$ )		650 V
Tensión de entrada nominal ( $U_{d, nom}$ )		580 V
Máxima tensión de entrada ( $U_{d, max}$ )		1.000 V
Rango de tensión MPP ( $U_{mpp, min} - U_{mpp, max}$ )		580 - 850 V
Número de seguidores MPP		1
Número de entradas CC		6
Máx. salida del generador FV ( $P_{d, max}$ )		37,8 kW <sub>gen</sub>

DATOS DE SALIDA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Potencia nominal CA ( $P_{n, ca}$ )	25.000 W	27.000 W
Máxima potencia de salida	25.000 VA	27.000 VA
Máxima corriente de salida ( $I_{n, ca}$ )	86,1 A	89,0 A
Adecuamiento a la red (rango de tensión)	E-NPE 880 V / 220 V a 8-NPE 400 V / 230 V (+20 % / - 20 %)	
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Coefficiente de distorsión no lineal	< 2,0 %	
Factor de potencia (cos $\phi_{max}$ )	0 - 1 ind. / cap.	

DATOS GENERALES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	725 x 510 x 225 mm	
Peso	35,7 kg	
Tipo de protección	IP 66	
Clase de protección	1	
Categoría de sobretensión (CC / CA) <sup>1)</sup>	1 + 2 / 3	
Consumo nocturno	< 1 W	
Concepto de inversor	Sin transformador	
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada	
Instalación	Instalación interior y exterior	
Margen de temperatura ambiente	-25 - +60 °C	
Humedad de aire admisible	0 a 100 %	
Máxima altitud	2.000 m	
Tecnología de conexión CC	Conexión de 6x CC y 6x CC-bornas rosadas 2,5 mm <sup>2</sup> - 16 mm <sup>2</sup>	
Tecnología de conexión principal	Conexión de 5 polos CA bornas rosadas 2,5 - 16 mm <sup>2</sup>	
Certificados y cumplimiento de normas	OVE / ONORM B 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR.N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 8100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G59/R, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21	

<sup>1)</sup>De acuerdo con IEC 62109-1. Disponible rail DIN opcional para tipo 1 + 2 y tipo 2 de protección de sobretensión. Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en [www.fronius.es](http://www.fronius.es).

Figura 1. 42 Cotización de los equipos para el sistema FV

Shopping Cart

Fronius Eco 27.0-3-S was added to your shopping cart.

Product Name	Unit Price	Qty	Subtotal
<b>Fronius Eco 27.0-3-S</b> Version Standard Version with WLAN, LAN and Webserver <b>Worldwide shipping with FedEx Express International</b> <b>VAT</b> 0 % I am a buyer from outside the European Union	€2,968.00	12	€35,616.00

CART TOTALS

Subtotal €35,616.00

Grand Total €35,616.00

Continue Shopping Clear Shopping Cart Update Shopping Cart

Figura 1. 43 Tipo de cambio del euro

BANCO NACIONAL

Acceda a BN-Móvil desde su PC  
Cobros servicios y tasas

Transparencia Instituciones Empresas Personas Tarjetas Afiliados Pymes BN Mujer Donde Estamos

Banco Nacional de Costa Rica > Indicadores

Comisiones y Tasas  
Listado de cobros de servicios del BN  
Tipo de Cambio

### Información del Tipo de Cambio

Divisa	Compra	Venta
Dólares		
Euros	607.13	637.13
Franco Suizo	577.43	601.46
Yenes	4.83	5.53
Dólar Canadiense	394.34	418.33
Libra Esterlina	672.83	702.84

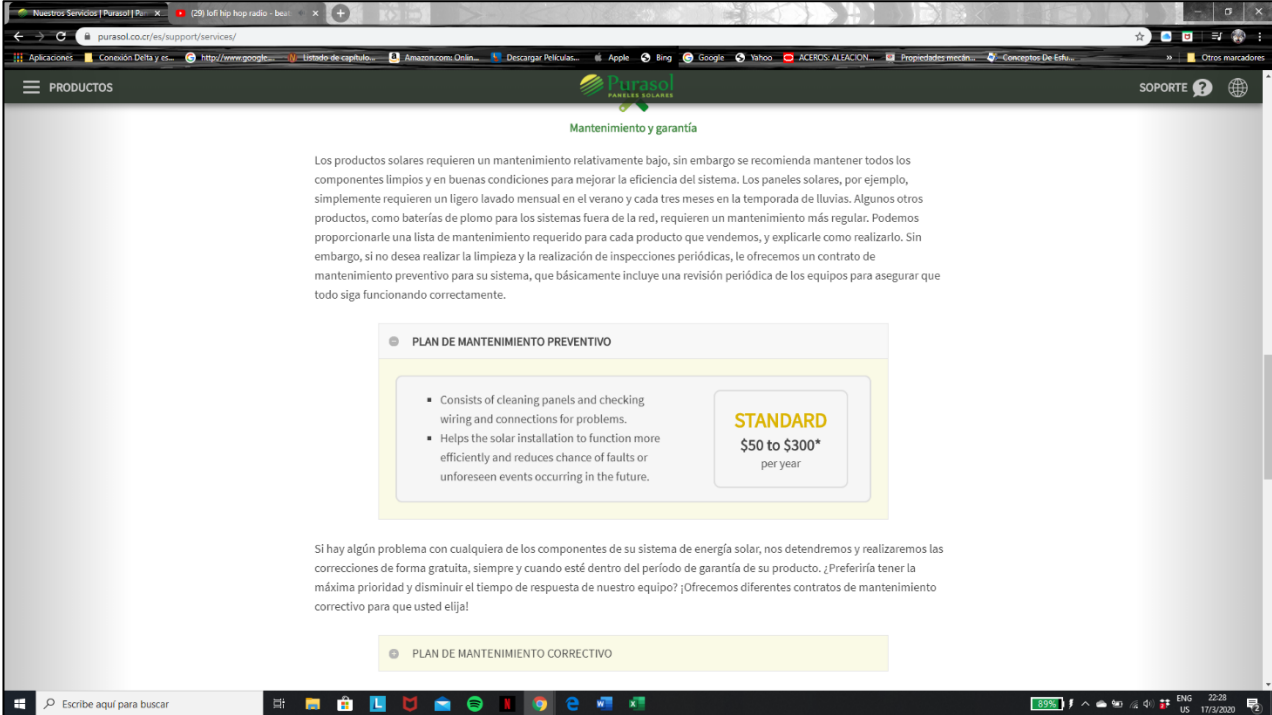
Reglamentos / Ganadores Requisitos de Servicios Proveduría Atención al Inversionista / Investor Relations Contraloría de Servicios

Banco Nacional de Costa Rica ® Todos los derechos reservados. Avenidas 1 y 3, Calle 4, Costa Rica. Centro de Contacto: (506) 2212-2000. SWIFT: BNCRCRSJ

Figura 1. 44 Tipo de cambio del dólar

<b>Tipos de cambio anunciados en ventanilla por los intermediarios cambiarios</b>							
En colones costarricenses por dólar de los Estados Unidos de América.							
<b>sábado 14 de marzo de 2020</b>							
<b>Tipo de Entidad</b>	<b>Entidad Autorizada</b>	<b>Compra</b>	<b>Venta</b>	<b>Diferencial Cambiario</b>	<b>Última Actualización</b>		
Bancos públicos	Banco de Costa Rica	556,00	569,00	13,00	13/03/2020	08:26 a.m.	
	Banco Nacional de Costa Rica	554,00	568,00	14,00	13/03/2020	03:53 p.m.	
	Banco Popular y de Desarrollo Comunal	556,00	569,00	13,00	13/03/2020	10:44 a.m.	
Bancos privados	Banco BAC San José S.A.	558,00	571,00	13,00	13/03/2020	08:14 a.m.	
	Banco BCT S.A.	559,00	572,00	13,00	11/03/2020	10:19 a.m.	
	Banco Cathay de Costa Rica S.A.	557,00	572,00	15,00	12/03/2020	08:53 a.m.	
	Banco CMB	555,00	575,00	20,00	11/03/2020	10:20 a.m.	
	Banco Davivienda (Costa Rica) S.A	557,00	572,00	15,00	11/03/2020	10:28 a.m.	
	Banco General (Costa Rica) S.A.	559,00	572,00	13,00	13/03/2020	12:52 a.m.	
	Banco Improsa S.A.	558,00	573,00	15,00	11/03/2020	10:53 a.m.	
	Banco Lafise S.A.	557,00	572,00	15,00	13/03/2020	08:22 a.m.	
	Banco Promérica S.A.	558,00	571,95	13,95	11/03/2020	05:16 p.m.	
	Banco Scotiabank de Costa Rica S.A.	554,00	571,00	17,00	13/03/2020	11:31 a.m.	
	Prival Bank (Costa Rica) S.A	560,00	573,00	13,00	10/03/2020	03:02 p.m.	
	Financieras	Financiera Cafsa S.A.	559,00	572,00	13,00	13/03/2020	07:41 p.m.
		Financiera Comeca S.A.	556,00	574,00	18,00	11/03/2020	01:23 p.m.
Financiera Desyfin S.A.		560,00	573,00	13,00	10/03/2020	12:05 p.m.	
Financiera Gente SA		561,00	571,00	10,00	13/03/2020	11:18 a.m.	
Mutuales de Vivienda	Grupo Mutual Alajuela - La Vivienda de Ahorro y Préstamo	557,00	569,00	12,00	13/03/2020	11:42 a.m.	
	Mutual Cartago de Ahorro y Préstamo	559,00	572,00	13,00	12/03/2020	08:08 a.m.	
Cooperativas	Coope-ANDE N°1 R.L.	555,00	568,00	13,00	13/03/2020	01:37 p.m.	
	Cooperativa COOCIQUE R.L.	555,00	568,00	13,00	13/03/2020	10:17 a.m.	
	Cooperativa Coopealianza R.L.	557,50	569,25	11,75	13/03/2020	08:32 a.m.	
	Cooperativa CREDECOOP R.L.	557,50	569,25	11,75	13/03/2020	10:26 a.m.	
	Cooperativa Nacional de Educadores R.L. (COOPENAE)	558,00	571,00	13,00	12/03/2020	07:00 a.m.	
	Cooperativa San Marcos R.L.	556,00	569,00	13,00	13/03/2020	01:45 p.m.	
Casas de Cambio	Coopeservidores R.L.	556,00	569,00	13,00	13/03/2020	10:16 a.m.	
	Casa de Cambio Global Exchange	484,69	647,28	162,59	13/03/2020	10:00 p.m.	
	Casa de Cambio Teledolar S. A.	554,00	574,00	20,00	14/03/2020	12:51 a.m.	
Puestos de Bolsa	BCT Valores, Puesto De Bolsa, S.A.	559,00	572,00	13,00	11/03/2020	10:28 a.m.	
	BN Valores S.A., Puesto de Bolsa	555,00	568,00	13,00	13/03/2020	11:31 a.m.	
	Mercado Valores de Costa Rica Puesto de Bolsa	553,00	570,00	17,00	13/03/2020	10:39 a.m.	
	PB Inversiones SAMA	554,00	569,00	15,00	13/03/2020	10:09 a.m.	
	Popular Valores, Puesto de Bolsa	559,00	572,00	13,00	11/03/2020	08:49 a.m.	

Figura 1. 45 Cotización de mantenimiento preventivo ofrecido por la empresa PURASOL.



The screenshot shows a web browser window displaying the Purasol website. The page is titled "Mantenimiento y garantía" (Maintenance and warranty). It contains a paragraph explaining that solar products require low maintenance but should be kept clean and in good condition for efficiency. It offers a preventive maintenance contract. Below this, a section titled "PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO" (Preventive Maintenance Plan) is highlighted. This plan includes cleaning panels and checking wiring, and it costs between \$50 and \$300 per year. A second section, "PLAN DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO" (Corrective Maintenance Plan), is partially visible at the bottom.

**Mantenimiento y garantía**

Los productos solares requieren un mantenimiento relativamente bajo, sin embargo se recomienda mantener todos los componentes limpios y en buenas condiciones para mejorar la eficiencia del sistema. Los paneles solares, por ejemplo, simplemente requieren un ligero lavado mensual en el verano y cada tres meses en la temporada de lluvias. Algunos otros productos, como baterías de plomo para los sistemas fuera de la red, requieren un mantenimiento más regular. Podemos proporcionarle una lista de mantenimiento requerido para cada producto que vendemos, y explicarle como realizarlo. Sin embargo, si no desea realizar la limpieza y la realización de inspecciones periódicas, le ofrecemos un contrato de mantenimiento preventivo para su sistema, que básicamente incluye una revisión periódica de los equipos para asegurar que todo siga funcionando correctamente.

**PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO**

- Consists of cleaning panels and checking wiring and connections for problems.
- Helps the solar installation to function more efficiently and reduces chance of faults or unforeseen events occurring in the future.

**STANDARD**  
\$50 to \$300\*  
per year

Si hay algún problema con cualquiera de los componentes de su sistema de energía solar, nos detendremos y realizaremos las correcciones de forma gratuita, siempre y cuando esté dentro del período de garantía de su producto. ¿Preferiría tener la máxima prioridad y disminuir el tiempo de respuesta de nuestro equipo? ¡Ofrecemos diferentes contratos de mantenimiento correctivo para que usted elija!

**PLAN DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO**

Figura 1. 46 Tarifas de acceso de COOPELESCA del periodo 2018-2019.

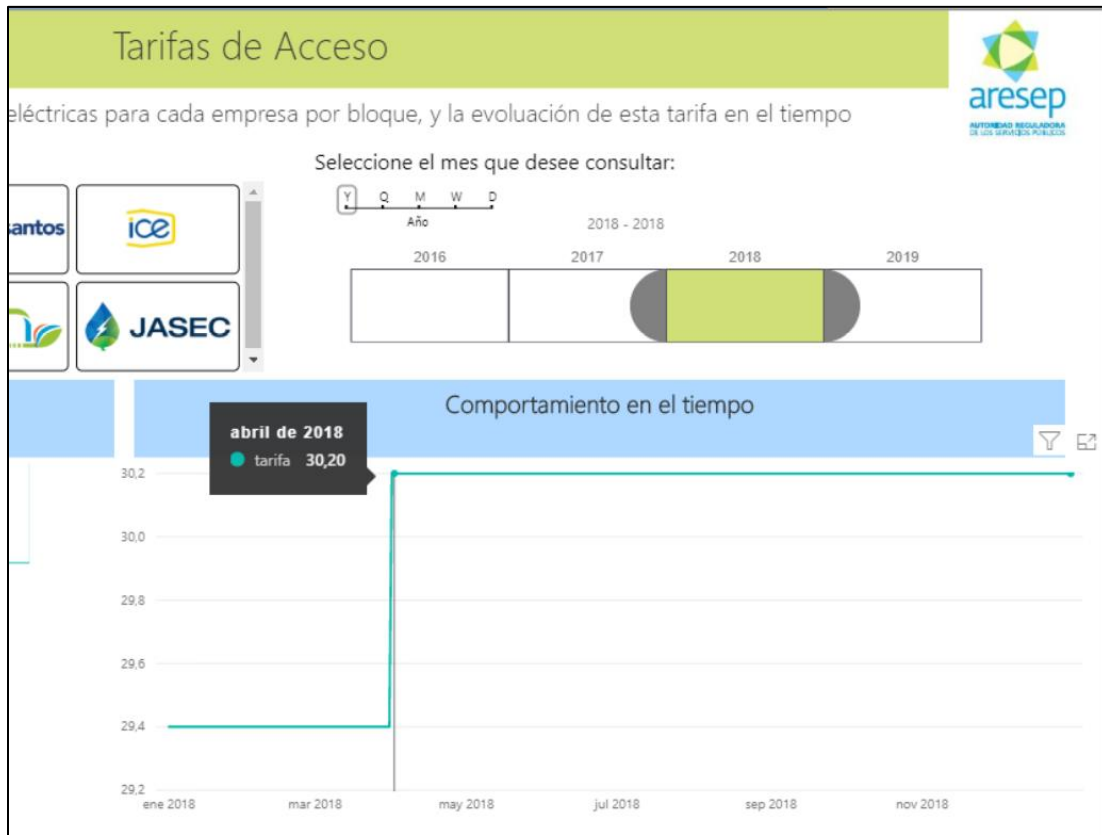


Figura 1. 47 Hoja de datos del sistema de anclaje









### Series 7 Rail



The CHIKO Rail is engineered for strength and versatility. It's slotted attachment points allow for easy installation using CHIKO tilt-in T-Bolt rail attachment. Lose some of your t-bolts? Simply use any 3/8" hex bolt so you can continue your installation without waiting for proprietary hardware. This rail features a wire management chamber in front.

#### Features

- Made with High Quality Aluminum AL 6005-T5
- Engineered for up to 6 foot spans
- Wire management chamber

#### Features

- Opening for Mid, End Clamp & Micro Attachment
- MBX20 SUS 304 bolt & washer



**Weight**

- 126" 10.5 Feet Aluminum AL 6005-T5 Black Anodized 6.28 lbs
- 165" 13.8 Feet Aluminum AL 6005-T5 Black Anodized 8.3 lbs

**Rail Section Sketch**


#### Dimensions and Finish

Also available in Silver/Mill Color





Figura 1. 48 factura de las cotizaciones



**Proforma : No. 57332**

Compañía : ELECTROCARIBE S&C SOCIEDAD ANONIMA  
 Sucursal : GUAPILES  
 Cédula : 3101690307  
 Fecha : 09/03/2020

v1.25 CRONUS erp - Ver: 6.1.488 Página 1 de 1

Cliente : 1      INGENIEROS CONSULTORES ELECTROMECHANICOS  
 Dirección envío : p

De acuerdo a su amable solicitud, nos es grato presentar a su consideración nuestra cotización como sigue :

#L	Código	Descripción	Cantidad	Unitario	Subtotal
1	RVS400	PANEL SOLAR Monocristalino 400W JAM72S01-4000/MR	353.00	165.00	58,245.00
2	RVS295	MICROINVERSOR ENPHASE IQ7PLUS-72-2-US 72CEL 295C P/CONNECT MC4 DC	353.00	134.82	47,591.46
3	RV421210	CABLE Q P/MICROINVERSOR 1.3M FOTOVOLTAICO 60/72 1.0M Q-12-10-240	353.00	18.24	6,440.31

\*\*\*\* Gracias por preferimos (3 producto(s)) \*\*\*\*  
 \*\*\*\* El cliente debe de revisar la oferta y verificar que cumple con lo solicitado, cantidades sujetas a venta previa \*\*\*\*


Agente : 15      BERNI MORA SOLIS      Forma de pago : **CONTADO**

Observaciones : [No se indica]

---

Subtotal :	<b>112,276.77</b>
<b>Dólares</b>	I.V.A. :
	<b>7,024.13</b>
	Total :
	<b>119,300.90</b>

\*\* CIENTO DIECINUEVE MIL TRESCIENTOS CON 90 CTS. \*\*



**Proforma : No. 57333**

Compañía : ELECTROCARIBE S&C SOCIEDAD ANONIMA  
 Sucursal : GUAPILES  
 Cédula : 3101690307  
 Fecha : 09/03/2020

v1.25 CRONUS erp - Ver: 6.1.488 Página 1 de 1

Cliente : 1      INGENIEROS CONSULTORES ELECTROMECHANICOS  
 Dirección envío : p

De acuerdo a su amable solicitud, nos es grato presentar a su consideración nuestra cotización como sigue :

#L	Código	Descripción	Cantidad	Unitario	Subtotal
1	RVS400	PANEL SOLAR Monocristalino 400W JAM72S01-4000/MR	265.00	165.00	43,725.00
2	RVS295	MICROINVERSOR ENPHASE IQ7PLUS-72-2-US 72CEL 295C P/CONNECT MC4 DC	265.00	134.82	35,727.30
3	RV421210	CABLE Q P/MICROINVERSOR 1.3M FOTOVOLTAICO 60/72 1.0M Q-12-10-240	265.00	18.24	4,834.79

\*\*\*\* Gracias por preferimos (3 producto(s)) \*\*\*\*  
 \*\*\*\* El cliente debe de revisar la oferta y verificar que cumple con lo solicitado, cantidades sujetas a venta previa \*\*\*\*

Agente : 15      BERNI MORA SOLIS      Forma de pago : **CONTADO**

Observaciones : [No se indica]

---

Subtotal :	<b>84,287.09</b>
<b>Dólares</b>	I.V.A. :
	<b>5,273.07</b>
	Total :
	<b>89,560.16</b>

\*\* OCHENTA Y NUEVE MIL QUINIENTOS SESENTA CON 16 CTS. \*\*

Figura 1. 49 PROFORMA


		Proforma : No. 51024			
v1.25		Compañía : ELECTROCARIBE S&C SOCIEDAD ANONIMA		CRONUS erp - Ver: 6.1.454	
		Sucursal : GUAPILES		Página 1 de 1	
		Cédula : 3101690307			
		Fecha : 14/11/2019			
<p>Cliente : 1 JOSSEER</p> <p>Dirección envío : POCOCI</p> <p>De acuerdo a su amable solicitud, nos es grato presentar a su consideración nuestra cotización como sigue :</p>					
#L	Código	Descripción	Cantidad	Unitario	Subtotal
1	9999	PANEL SOLAR 400W MONOCRISTALINO	464.00	172.00	79,808.00
2	RV42722	MICROINVERSOR ENPHASE IQ8PLUS-72-2-US	464.00	183.41	85,101.45
3	RV4200	CK-FT-7R4200 Riel estandar L=4200mm P/PANEL SOLAR	234.00	31.73	7,425.01
4	RV4203	CK-FTE-40 Kit Abrazadera final tipo "Z" Kit 40mm CHIKO Solar	1,728.00	1.43	2,462.75
5	RV4205	CK-FTH-013M10-200 Tornillo metalico de sujeción al techo #013M10?200 C	1,728.00	1.47	2,533.42
6	RV4203	CK-FTE-40 Kit Abrazadera final tipo "Z" Kit 40mm CHIKO Solar	124.00	1.22	150.85
7	RV4204	CK-GR-R2 Terminal de tierra CHIKO Solar	124.00	2.12	263.08
8	9999	inversor fronius symo UL 12.0-3-208-240	22.00	3,825.00	84,150.00
9	N083400	BREAKER IND SUSOL 3P 400A UL UTS400N FTU	1.00	1,162.14	1,162.14
10	N083300H	BREAKER INDUST. UTS400H FTU 3P 300AMP UL CAJA MOLD. 2110034UL	21.00	781.45	16,410.45
11	S2QDL32225	BREAKER INDUSTRIAL 225A 3P QDL32225	1.00	380.22	380.22
12	N0830125	BREAKER INDUST. UTS150N FTU 3P 125AMP UL CAJA MOLD.	1.00	279.51	279.51
13	N0830040	BREAKER INDUST. UTE100E FTU 3P 40AMP UL CAJA MOLD.	2.00	187.20	374.39
**** Gracias por preferirnos (13 producto(s)) ****					
**** El cliente debe de revisar la oferta y verificar que cumple con lo solicitado, cantidades sujetas a venta previa ****					
Agente : 15 BERNI MORA SOLIS		Forma de pago : <b>CONTADO</b>			
Observaciones : [No se indica]					
Subtotal :					<b>280,501.26</b>
Dólares					I.V.A. :
					<b>15,150.62</b>
Total :					<b>295,651.88</b>
** DOSCIENTOS NOVENTA Y CINCO MIL SEISCIENTOS CINCUENTA Y UNO CON 88 CTS. **					

Figura 1. 50 BROCHURE DE COOPELESCA

## SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA AUTOCONSUMO (SGDA)

*Es la generación de la energía eléctrica realizada a partir de fuentes renovables (paneles solares, biomasa, eólico, entre otros) dentro de la propiedad del asociado, con el fin de satisfacer sus necesidades energéticas propias, con la posibilidad de inyectar a la red de distribución los excedentes de energía, y utilizarlos en los doce meses siguientes.*

**COOPELESCA**  
Forjando el desarrollo de la Zona Norte

**CARBONO NEUTRAL**  
Reconocido por el Gobierno de Costa Rica

**aresep**  
AUTORIDAD REGULADORA  
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

**minae**  
MINISTERIO DE AMBIENTE Y ENERGÍA

**COSTA RICA**  
REPUBLICA DE COSTA RICA

### Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla:

Se da cuando el productor-consumidor "acumula" el excedente mensual de energía (kWh) producida, el mismo excedente podrá utilizarlo en el mes o meses siguientes, en un periodo de 12 meses acordados (si existiese energía sin utilizar). El excedente anual, si existiera, no será reconocido por COOPELESCA RL.

**El Minae establece que COOPELESCA únicamente puede recibir el 49% de la energía total generada. Artículo 34. Reglamento de SGDA.**

### Sistema Conectado a la Red

1 Media tensión	6 Inversor
2 Baja tensión	7 Caja de breaker
3 Punto de entrega	8 Consumo de vivienda
4 Medidor de interconexión	9 Paneles Solares y eólicas
5 Medidor de generación	

### Facturación

Para garantizar el control adecuado de la energía depositada en la red de distribución se requiere la instalación de un equipo de medición para verificar la generación producida por el productor-consumidor.

- Ejemplo de facturación

**1. Cuando el consumo es MENOR a lo depositado:**

KWh consumidos	100 kWh
KWh inyectados por el cliente	110 kWh
Excedentes a favor del cliente	10 kWh

En este escenario el cliente cancela a COOPELESCA el cargo de acceso, el monto por tributo de bomberos y alumbrado público; pero tiene a su favor 10 kWh que se aplican en descuento en la próxima facturación.

**2. Cuando el consumo es MAYOR a lo generado:**

KWh consumidos	200kWh
KWh inyectados por el cliente	50 kWh
Facturación	150 kWh
Saldo a favor del mes anterior	-10 kWh
Facturación con la compensación del excedente	140 kWh

En este escenario el cliente siempre cancela el monto por tributo de bomberos, alumbrado público e impuesto de ventas si procede.


### Responsabilidades del productor - consumidor


- ✓ Solicitar la boleta de "Solicitud de potencia" para el estudio de reserva de la potencia del proyecto.
- ✓ Pagar el costo de los estudios.
- ✓ Firmar el contrato con COOPELESCA. Entregar los documentos solicitados como: información técnica y planos de la instalación eléctrica del sistema aprobado por el CFIA.
- ✓ Cancelar los costos de la interconexión a la red de distribución.
- ✓ Asumir los costos de los equipos de medición, estudios técnicos y visitas de campo para la puesta en marcha del Sistema de Generación Distribuida para Autoconsumo.
- ✓ Mantener en buena operación los sistemas de generación distribuida.
- ✓ Informar a la empresa distribuidora ante cualquier cambio en la instalación.
- ✓ Permitir el ingreso a los empleados de COOPELESCA R.L. a las instalaciones.

### Equipos de medición

Se debe cambiar el medidor de facturación normal por un medidor bidireccional con la capacidad de identificar la energía entregada y retirada de la red eléctrica, este medidor llevará el control del 49% de la energía para el intercambio en "Medición Neta Sencilla".

Los sistemas de medición cumplen con la normativa de la ARESEP (SUMEL y SUINAC),






### Requisitos:




- Solicitar información a COOPELESCA:
  - » Visita a las oficinas ubicadas en Ciudad Quesada, Pital, Fortuna y Puerto Viejo.
  - » En la página web [www.coopelesca.co.cr](http://www.coopelesca.co.cr)
- Solicitar el documento de "Disponibilidad de Potencia".
- Aportar el costo del estudio para la "Disponibilidad de Potencia".
- Entregar la boleta eléctrica del ingeniero responsable de la instalación, junto con los documentos técnicos del SGDA.
- En caso de ser aceptado, se debe firmar el contrato de interconexión.
- Autorizar las pruebas de seguridad y operación del SGDA.
- Entregar los documentos requeridos para garantizar la seguridad de la instalación del sistema de SGDA a la red de distribución.
- Brindar el acceso para la instalación del medidor de control de la generación y el medidor bidireccional.
- Recibir el visto bueno para la conexión definitiva del SGDA.

Contáctenos



**COOPELESCA R.L.**  
Tel: 2401-2828  
Sitio web: [www.coopelesca.co.cr](http://www.coopelesca.co.cr)



Forjando el desarrollo de la Zona Norte

COOPEGUANACASTE, R.L.  
Energía con desarrollo







Figura 1. 51 Requisitos para interconexión de sistemas de generación distribuida para autoconsumo



**Coopelesca**  
FORJANDO EL DESARROLLO DE LA ZONA NORTE

### Requisitos Interconexión Sistemas Generación Distribuida para Autoconsumo (SGDA)

Requisitos para solicitar la interconexión de un SGDA

**Estudio de disponibilidad de potencia:**

1. Presentar el formulario GD01. "Solicitud de Disponibilidad de Potencia"
2. Cancelar el costo de realización del estudio de disponibilidad de potencia.
3. Identificación del asociado: cedula de identidad o personería jurídica.

**Estudio técnico para conexión de proyecto:**

1. Presentar el formulario GD02. "Solicitud de estudio técnico para conexión del proyecto". El asociado debe incluir en su solicitud:
  - Planos eléctricos visados por CFIA.
  - Según tipo proyecto: Viabilidad ambiental SETENA, Concesión aprovechamiento agua y uso fuerza hidráulica.
2. Cancelar el costo de realización del estudio técnico.

En caso de que el estudio técnico sea favorable y se autorice la instalación del SGDA el asociado es responsable de solicitar la reserva de potencia.

**Construcción del proyecto:**

La construcción del proyecto es completa responsabilidad del asociado. Como parte del proceso de construcción el asociado debe:


1. Cancelar el costo de modificaciones de la red indicadas en estudio técnico.
2. Cancelar los costos de interconexión.
3. Cancelar los costos de inspección para recepción del proyecto.
4. Presentar declaración del CFIA de finalización del proyecto.
5. Firmar el contrato de interconexión. 6. En caso requerido, solicitar ampliaciones de la reserva de potencia.

En el siguiente cuadro se muestran los costos que deben cancelar los asociados para la conexión, los costos detallados para cada proyecto se establecen en el estudio técnico.

Costos Asociados a la Conexión de un Sistema de Generación Distribuida para Autoconsumo		
Aspecto	Monto	
Solicitud de disponibilidad de potencia	€22,600.00	
Estudio Técnico para conexión de proyecto	Potencia menor a 25 KVA	€146,900.00
	Potencia igual o mayor a 25 KVA y menor a 300 KVA	€282,500.00
	Igual o mayor a 300 KVA	Se cotiza
Inspección aceptación del proyecto	€62,150.00	
Medidor adicional Monofásico clase 200, forma 2S sin demanda / con demanda.	€248,686.86	
Medidor adicional Trifásico, clase 20, forma 16S	€508,445.94	
Medidor adicional Trifásico, clase 20, forma 9S	€545,550.82	
<b>Otros</b>		
Servicio reconfiguración del medidor en campo	€51,554.56	
Actualización a medición avanzada (software)	€113,000.00	
*Comunicación (proyectos mayores a 25 kVA)	ronda entre €1,200,000.00 y €2,000,000.00	

\*Costo Comunicación queda sujeto a estudio técnico\*

Central telefónica: 2401-2828

 COOPELESCARL

[www.coopelesca.co.cr](http://www.coopelesca.co.cr)


 COOPELESCA

Figura 1. 52 costos del medidor

**14. Costos asociados a todo el proceso.**

Costos Asociados a la Conexión de un Sistema de Generación Distribuida para Autoconsumo		
Aspecto	Costo	
Estudio de Viabilidad	₡	33,000.00
Costo de Interconexión	₡	150,000.00
Otros		
Inspecciones Adicionales	₡	15,000.00
Potencia Adicional (Mayor a 10Kva)	₡	2000 por Kva Adicional
Tipo de Medidores		
Equipo	Código	Costo
Medidor Monofásico	2-1640	₡ 25,000.00
Medidor Comercial 1	2-1673	₡ 130,000.00
Medidor Comercial 2	2-1672	₡ 330,000.00
Medidor Comercial 3	2-1667	₡ 220,000.00
Medidor Comercial 4	2-1663	₡ 410,000.00
Medidor Trifásico	2-1678	₡ 415,000.00

**15. Requisitos para solicitar la interconexión de un SGDA**

- Presentar la solicitud para el estudio de “Disponibilidad de Potencia”
- Cancelar los costos para el estudio de “Disponibilidad de Potencia”
- Una vez aprobada la Disponibilidad, entregar la boleta eléctrica del ingeniero responsable de la instalación, junto con los documentos técnicos del Sistema de Generación a instalar.
- Firmar el contrato de Interconexión
- Cancelar los costos relacionados con la Interconexión.
- Recibir el visto bueno para la conexión definitiva del Sistema de Generación Distribuida a través de las pruebas de puesta en marcha.

Figura 1. 53 Factura de electricidad de la planta empacadora.

COPELESCA R.L.

Historico de Consumo y Facturaciones  
Al 31/10/2019 para los últimos 21 meses

Producto: 30229  
 Contrato: 30229  
 Nombre: CHIQUITA BRANDS COSTA RICA SRL, 3102009490  
 Dirección: PUERTO VIEJO CENTRO BAANERAS COYOL.21679///20819, PUERTO VIEJO, CENTRO, PUERTO VIEJO  
 Medidor actual: ME123496

Energía

Mes	Tarifa	Energía (Kwh)	Prom. Kwh	Dis- Med.	Const. Med.	Lectura Actual	Monto Energía (Kwh)	Alumbrado Publico	Imp. Ventas y Bomberos	Capital Social	Fondo Mutual	Otros	Saldo a favor	Exoneración Impuesto	Total General
2018-01	Industria - T-INB	14,565.60	32	455.18	40.80	2307/2018	1,087,176.38	58,408.06	144,246.30	500.00	0.00	5,557.14	0.00	0.00	1,479,792.71
2018-02	Industria - T-INB	15,626.40	30	520.88	40.80	2202/2018	1,166,354.50	62,661.86	155,293.51	500.00	0.00	12,277.59	0.00	0.00	1,597,959.57
2018-03	Industria - T-INB	15,789.60	30	526.32	40.80	2403/2018	1,178,535.74	63,316.30	156,891.29	500.00	0.00	12,524.74	0.00	0.00	1,627,982.77
2018-04	Industria - T-INB	15,177.60	31	489.60	40.80	2404/2018	1,134,576.19	60,862.18	150,820.14	500.00	0.00	9,318.58	0.00	0.00	1,567,602.89
2018-05	Industria - T-INB	14,851.20	30	495.04	40.80	2405/2018	1,111,463.81	59,553.31	147,566.79	500.00	0.00	7,067.07	0.00	0.00	1,538,497.00
2018-06	Industria - T-INB	13,137.60	30	437.92	40.80	2306/2018	983,217.96	52,691.78	130,805.72	500.00	0.00	6,359.70	0.00	0.00	1,378,125.83
2018-07	Industria - T-INB	13,953.60	30	465.12	40.80	2307/2018	1,050,931.14	55,953.94	139,322.71	600.00	0.00	3,618.52	0.00	0.00	1,468,205.43
2018-08	Industria - T-INB	16,360.80	31	527.77	40.80	2308/2018	1,237,858.13	65,606.81	163,411.25	600.00	0.00	1,554.59	0.00	0.00	1,692,482.94
2018-09	Industria - T-INB	17,911.20	31	577.78	40.80	2309/2018	1,355,161.39	71,823.91	178,498.73	600.00	0.00	1,691.17	0.00	0.00	1,842,812.69
2018-10	Industria - T-INB	17,911.20	31	577.78	40.80	2310/2018	1,355,161.39	71,823.91	178,498.73	600.00	0.00	1,071.24	0.00	0.00	1,839,927.94
2018-11	Industria - T-INB	16,483.20	30	549.44	40.80	2211/2018	1,247,118.91	66,097.63	164,333.88	600.00	0.00	-954.20	0.00	0.00	1,693,915.85
2018-12	Industria - T-INB	15,585.60	30	519.52	40.80	2212/2018	1,179,206.50	62,498.28	155,511.10	600.00	0.00	-905.62	0.00	0.00	1,607,461.06
2019-01	Industria - T-INB	13,912.80	31	448.80	40.80	2201/2019	1,046,018.16	55,790.33	138,481.26	600.00	0.00	1,784.39	0.00	0.00	1,452,636.98
2019-02	Industria - T-INB	14,606.40	30	486.88	40.80	2103/2019	1,093,142.98	58,571.66	144,825.04	600.00	0.00	3,961.86	0.00	0.00	1,559,113.16
2019-03	Industria - T-INB	13,831.20	30	461.04	40.80	2303/2019	1,035,127.01	55,463.11	137,260.79	600.00	0.00	3,685.07	0.00	0.00	1,453,526.59
2019-04	Industria - T-INB	15,463.20	32	483.23	40.80	2404/2019	1,186,568.70	62,007.43	157,799.87	600.00	0.00	14,071.82	0.00	0.00	1,660,912.96
2019-05	Industria - T-INB	11,342.40	30	378.08	40.80	2405/2019	885,501.17	45,483.02	118,981.08	600.00	0.00	12,110.81	0.00	0.00	1,301,127.56
2019-06	Industria - T-INB	11,628.00	31	376.10	40.80	2406/2019	907,797.96	46,628.28	121,916.05	600.00	0.00	13,937.13	0.00	0.00	1,294,205.05
2019-07	Industria - T-INB	12,974.40	30	432.48	40.80	2407/2019	1,026,848.42	52,027.34	2,442.07	600.00	0.00	182,937.58	0.00	0.00	1,509,881.07
2019-08	Industria - T-INB	11,383.20	30	379.44	122.40	2308/2019	909,745.34	45,646.63	2,457.35	600.00	0.00	150,932.25	0.00	0.00	1,321,612.61
2019-09	Industria - T-INB	13,464.00	31	434.32	122.40	2309/2019	1,076,042.88	53,990.64	2,457.35	600.00	0.00	5,204.22	0.00	0.00	1,362,258.41
2019-10	Industria - T-INB	12,240.00	30	408.00	122.40	2310/2019	978,220.80	49,082.40	2,454.15	600.00	0.00	3,276.17	0.00	0.00	1,368,261.76
	Promedios	14,463.60	30	474.95			1,101,398.89	57,999.04	122,475.15	572.73	0.00	20,460.81	0.00	0.00	1,523,357.85

Datos generados el 31/10/2019 09:36:32 a.m. por COPELESCA.moses