

**UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE LAS AMÉRICAS**

**ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**INFORME FINAL DE GRADUACIÓN**

**Para optar por el grado de Bachillerato en  
Ingeniería Electromecánica**

**Diseño eléctrico de un sistema fotovoltaico para una granja avícola**

**Giancarlo Sibaja Núñez**

**AUTOR**

**Ing. Álvaro Rojas Camacho**

**TUTOR**

**Ing. Billy Retana Peña**

**LECTOR**

**San José, Costa Rica**

## Tabla de contenido

1.	Introducción .....	1
2.	Definición del problema .....	3
3.	Objetivos.....	3
3.1	Objetivo general .....	3
3.2	Objetivos específicos .....	3
4.	Antecedentes.....	4
5.	Alcance.....	10
6.	Limitaciones.....	10
Capítulo II Marco teórico		
2.1.	Granja avícola .....	18
2.2.	Libre acceso a la red de distribución nacional. ....	18
2.3.	Autoconsumo fotovoltaico .....	24
2.4.	Principio de funcionamiento de un sistema fotovoltaico .....	25
2.5.	Componentes de un sistema solar fotovoltaico .....	27
2.6.	Procedimiento para el cálculo de una instalación fotovoltaica .....	33
2.7.	Valor actual neto .....	41
2.8.	Tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) .....	42
2.9.	Mantenimiento de los módulos fotovoltaicos .....	43
2.9.1.	Mantenimiento fotovoltaico preventivo en instalaciones solares: .....	43
2.9.2.	Mantenimiento no preventivo en instalaciones solares .....	43
Capítulo III Marco Metodológico		
3.1.	Etapa I: Planteamiento del problema .....	46
3.2.	Etapa II: Investigación .....	46
3.3.	Etapa III. Desarrollo .....	46
3.4.	Etapa IV: Conclusión .....	47
Capítulo IV Desarrollo		
4.1.	Consumo de energía.....	49
4.2.	Irradiación solar.....	50
4.3.	Zona de instalación de los paneles fotovoltaicos .....	53
4.4.	Cantidad de paneles solares.....	53
4.5.	Cálculo del número óptimo de módulos fotovoltaicos .....	54
4.7.	Conexión de los paneles .....	61
4.8.	Soperteria.....	63
4.9.	Ángulo de inclinación .....	65
4.10.	Cálculo de retorno de la inversión .....	66

4.11.	Análisis de resultados .....	78
4.12.	Conclusión .....	82
4.13.	Recomendaciones .....	84
4.14.	Bibliografía .....	86
Anexos	.....	87

## Tabla de cuadros

Cuadro 1 Consumo energético 2016 .....	12
Cuadro 2 Levantamiento de cargas .....	15
Cuadro 3. Consumo energético 2016 .....	49
Cuadro 4 Brillo Solar en San Ramón .....	52
Cuadro 5 Potencia generada por módulos.....	55
Cuadro 6 Potencia generada frente a consumo energético del año 2016 .....	56
Cuadro 7 Potencia generada frente a consumo energético del año 2016 .....	58
Cuadro 8. Consumo energético frente a generacion fotovoltaica .....	59
Cuadro 9. Inversión del sistema fotovoltaico.....	67
Cuadro 10 Cuotas por pagar al ICE .....	68
Cuadro 11 Ahorro anual .....	69
Cuadro 12 Retorno de la inversión.....	70
Cuadro 13 Inversión del sistema fotovoltaico.....	72
Cuadro 14 Cuotas por pagar al ICE .....	73
Cuadro 15 Ahorro anual .....	74
Cuadro 16 Retorno de la inversión.....	76

## Tabla de figuras

Figura 1: Representación del ángulo azimut.....	5
Figura 2. Desplazamiento de electrones mediante la captación de fotones .....	8
Figura 3. Tableros eléctricos principales.....	13
Figura 4. Tableros eléctricos de galpones .....	14
Figura 5 Área para los módulos fotovoltaicos .....	16
Figura 6. Resumen del área de los módulos fotovoltaicos.....	16
Figura 7 Sistema fotovoltaico con autoconsumo.....	25
Figura 8. Conexión en paralelo .....	32
Figura 9 Conexión en serie .....	32
Figura 10. Irradiación solar global en Costa Rica .....	34
Figura 11. Valores diarios medios mensuales de la irradiación solar global (MJ/m <sup>2</sup> .día) de las estaciones radiométricas que se escogieron para el estudio del potencial de la energía solar en Costa Rica. ....	37
Figura 12. Gráfico de consumo de energía en el 2016 .....	49
Figura 13 Irradiación global.....	51
Figura 14 Consumo energético frente a generación fotovoltaica.....	60
Figura 15. Conector Enphase .....	62
Figura 16 Diagrama unifilar .....	63
Figura 17 Anclaje para módulos fotovoltaicos.....	64
Figura 18 Anclaje para módulo fotovoltaico .....	64
Figura 19 Latitud de los galpones .....	66
Figura 20 Gráfico de retorno de la inversión .....	71
Figura 21 Gráfico de retorno de inversión .....	77

## 1. Introducción

La granja avícola a la que corresponde este estudio está ubicada en la zona de San Ramón. Tiene tres galpones que funcionan al mismo tiempo, en cada uno de los cuales se almacenan 38.000 pollos de engorde. La producción de estos dura cuarenta días, que se dividen en cuatro etapas o periodos. En las tres primeras etapas los sistemas de iluminación, de alimentación, los motores de líneas y el *auger* trabajan durante las tres etapas. Los que sí varían en su funcionamiento son los extractores y el sistema de gas. Del día uno al día siete es cuando los pollos no producen altas temperaturas. En esta etapa el galpón tiene que estar a 32°C y es cuando no se ocupan los extractores porque se usa solo gas, lo cual se hace por medio de una electroválvula, que se activa automáticamente para compensar la temperatura al producirse calor. Del día ocho al día veintiuno el galpón tiene que estar a 26°C. En este caso, como los pollos producen un poco de calor por su madurez, no se requiere usar gas. En tal caso solo se usan los extractores para succionar el calor que ellos producen. Del día veintidós al día cuarenta el galpón tiene que estar a 24°C, pero como los pollos producen muy altas temperaturas solo están encendidos los extractores todo el día. Después de finalizados los cuarenta días el galpón tiene una etapa de mantenimiento. Tiene que ser limpiado durante dos días. En esta etapa vuelven a llegar pollos, dependiendo de la compañía distribuidora que los lleva. Estas distribuidoras tienen un plazo de entre dos y quince días para llevar el pollo a los galpones. Es decir, solo el sistema de iluminación funciona durante dos días y

después, dependiendo la duración de la compañía distribuidora, se vuelve a empezar con la primera etapa.

El sistema de alimentación tiene dos motores. Uno de ellos es un *auger* cuya función es succionar el alimento proveniente de un silo, para luego almacenarlo en un recipiente de aluminio. Este recipiente tiene un tubo por el que viaja el alimento a los diferentes puntos de alimentación, por medio de un tornillo que abarca todo el tubo. Este tornillo tiene una rotación por medio de un motor. El sistema de iluminación tiene treinta bobillos *led* de diez watts cada uno. Se mantiene en funcionamiento todo el día. El sistema de cortinas es un motor que tiene como función bajar o subir una cortina ubicada en la parte de atrás del galpón, lo que ayuda a los extractores a compensar la temperatura.

## **2. Planteamiento del problema**

Utilizando energía fotovoltaica, ¿cuál es el diseño eléctrico más adecuado para una granja avícola ubicada en San Ramón de Alajuela?

## **3. Objetivos**

### **3.1 Objetivo general**

Utilizando energía fotovoltaica, elaborar el diseño eléctrico más adecuado para una granja avícola ubicada en San Ramón de Alajuela.

### **3.2 Objetivos específicos**

- Obtener el consumo de energía del año 2016, con el fin de diferenciar la generación fotovoltaica contra el consumo de ese año.
- Determinar las condiciones geográficas imperantes con el fin de establecer la cantidad óptima de paneles solares por instalar.
- Determinar el área requerida para la ubicación de paneles solares por medio de medidas en la zona.
- Especificar la configuración necesaria de los paneles fotovoltaicos según las especificaciones del inversor previamente seleccionado.
- Determinar el monto de la inversión inicial para el sistema fotovoltaico y el de los ahorros producto de la disminución de la facturación eléctrica, para realizar luego un análisis financiero y estimar la recuperación del capital.

#### **4. Antecedentes**

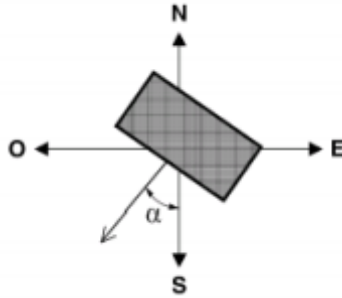
**Título: ~Instalación solar fotovoltaica conectada a la red sobre la azotea de una nave~**

**Autor: Israel Blanco Sardinero**

**Año: 2009**

**Institución: Calamita System Peru**

La elaboración de este proyecto se debe al modelo de desarrollo económico actual, basado en el uso intensivo de recursos energéticos de origen fósil, lo cual provoca impactos medioambientales negativos y desequilibrios socioeconómicos que obligan a definir un nuevo modelo de desarrollo sostenible. Este documento cuenta con varia información. A la hora de diseñar este tipo de instalaciones solares es muy importante decidir la orientación de los paneles para que estos capturen la mayor cantidad de radiación solar posible. Se recomienda orientarlos al sur, puesto que de esta manera la captación de radiación solar es la máxima a lo largo del día. Pero si el lugar de la instalación tiene dificultades de radiación al sur, se puede calcular por el ángulo llamado *azimut*  $\alpha$ , que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son  $0^\circ$  para los módulos al sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados al este y  $+90^\circ$  para módulos orientados al oeste.



*Figura 1: Representación del ángulo azimut*

Fuente: [www.ingemecanica.com](http://www.ingemecanica.com)

Este modelo también explica el cálculo de la inclinación óptima de los paneles solares. Estos se obtendrán mediante el método de “mes peor”, el cual se considera el mes de menor radiación captada sobre los paneles. Para utilizar este método se debe tomar en cuenta el periodo en el cual se utilizará la instalación solar fotovoltaica. Debe definirse si se explotará en verano, en invierno o durante todo el año, y determinarse la latitud del emplazamiento en donde estarán instalados los paneles solares.

Además, se menciona un mantenimiento preventivo consistente en hacer inspecciones visuales en los instrumentos importantes de la instalación: inversor, panel solar y dispositivos de protección, y la limpieza de la superficie de los paneles.

**Título: "Proyecto de factibilidad para uso de paneles solares en generación fotovoltaica de electricidad"**

**Autora: Alejandra Chávez Guerrero**

**Año: 2012**

**Institución: Escuela Superior Politécnica de Chimborazo**

En este proyecto se indican varias ideas dignas de tomar en cuenta; pero, como dato relevante, son los tipos de paneles fotovoltaicos. Estos están formados por un conjunto de células solares que se encargan de convertir directamente en electricidad los fotones que provienen de la luz del sol. La producción de corriente depende de la irradiancia (nivel de iluminación); de modo que cuanto más sea la luz captada, mayor será la intensidad eléctrica en la célula.

En el panel solar fotovoltaico el conjunto de células están conectadas eléctricamente entre sí, encapsuladas y montadas en una estructura de soporte o marco. Los tipos de paneles son los siguientes:

- Paneles solares fotovoltaicos monocristalinos. Se obtiene del silicio puro fundido y dopado con boro, en las numerosas fases de cristalización para formar el monocristal. Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí

Rendimiento en laboratorio: 24%

Rendimiento directo: 15-18%

- Paneles solares fotovoltaicos policristalinos. Se obtiene del silicio puro fundido y dopado con boro pero, a diferencia del monocristalino, se reducen las fases de cristalización. Por lo tanto, su fabricación es más económica. La superficie está estructurada en cristales, y a simple vista se distinguen distintos tonos azules

Rendimientos en laboratorio: 19-20%

Rendimiento directo: 12-14%

- Paneles solares fotovoltaicos amorfos. Son fabricados mediante la colocación de una fina capa de silicio amorfo (no cristalino) sobre una superficie como vidrio o plástico. Es el módulo más económico de fabricar. Su color es homogéneo pero no existe conexión visible entre las células.

Rendimiento en laboratorio: 16%

Rendimiento directo: <10%

Como conclusión en este documento se afirma que el panel solar monocristalino es el más eficiente, ya que con él se obtienen rendimientos mayores. No obstante, en la actualidad se puede indicar que las dos tecnologías se equiparan en prestaciones, ya que en el funcionamiento real, ante un aumento de temperatura los policristalinos se comportan mejor que los monocristalinos, debido al coeficiente térmico y al color de los cristales, al ser más claros.

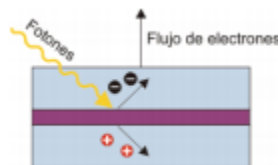
**Título: ~Análisis de un sistema de iluminación, utilizando ampolletas de bajo consumo y alimentado por paneles fotovoltaicos~**

**Autor: Danilo Osvaldo Pérez Garrido**

**Año: 2009**

**Institución: Universidad Austral de Chile**

Este proyecto se basa en el diseño de un sistema de iluminación alimentado por paneles fotovoltaicos, utilizando ampolletas *led*, en un hogar de la ciudad de Valdivia y que, además, esté conectado a la red eléctrica. Como dato importante se especifica el funcionamiento de un panel fotovoltaico, el cual se da por medio del efecto fotovoltaico o efecto fotoeléctrico. Esto mediante la captación de fotones provenientes de la luz solar, los cuales inciden con una cierta cantidad de energía en la superficie del panel. Esta interacción provoca el desprendimiento de los electrones de los átomos de silicio, que rompen y atraviesan la barrera de potencial de la capa semiconductor. Este efecto se puede ver en la figura 2:



*Figura 2. Desplazamiento de electrones mediante la captación de fotones*

Fuente: [www.cybertesis.uach.cl](http://www.cybertesis.uach.cl)

También explica los parámetros fundamentales con los que se especifican los paneles fotovoltaicos como:

- Corriente de corto circuito ( $I_{sc}$ ): corresponde a la máxima corriente en amperes generada por cada panel, cuando no está conectada a ninguna carga. Su valor depende de la superficie del panel y de la radiación solar.
- Voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ): corresponde al voltaje máximo que genera un panel solar, medido en las terminales de salida cuando no existe carga conectada.
- Punto de máxima potencia ( $P_{mp}$ ): corresponde a la máxima potencia que el panel puede entregar, la cual se da cuando el voltaje y la corriente alcanzan sus valores máximos en forma simultánea.

$$P_{mp} = V_{mp} \times I_{mp}$$

Donde:

$V_{mp}$ : Punto de voltaje máximo

$I_{mp}$ : punto de corriente máxima

- Eficiencia del panel fotovoltaico: Corresponde al porcentaje de energía eléctrica generada en relación con la cantidad de energía luminosa recibida del sol, cuando el panel se encuentra conectado a un circuito eléctrico.

$$\eta = \frac{P_{mp}}{E \times A_c}$$

Donde:

$P_{mp}$ : punto de potencia máxima (W).

$E$ : nivel de radiación solar en la superficie del panel (W/m<sup>2</sup> )

$A_c$ : Superficie del panel fotovoltaico (m<sup>2</sup> ).

Pi: Potencia recibida por el panel

- Factor de forma (FF): También se conoce como *Fill Factor* en inglés y define la eficacia de un panel solar al relacionar el punto de máxima potencia ( $P_m$ ), dividido entre el producto y el voltaje a circuito abierto ( $V_{oc}$ ) y la corriente de cortocircuito.

Una característica importante de tener en cuenta de los paneles fotovoltaicos es que el voltaje de salida no depende de su tamaño, ya que frente a cambios en los niveles de radiación incidente tiende a mantener una tensión constante de salida. En cambio, la corriente es casi directamente proporcional a la radiación solar y al tamaño del panel.

## **5. Alcance**

El proyecto aportará una guía con la información necesaria para realizar la adaptación de un sistema fotovoltaico y los complementos que se pueden utilizar para la óptima realización de un proyecto de este tipo.

## **6. Limitaciones**

La poca tecnología con base en la radiación solar en Costa Rica. En países de Asia y Europa existen aplicaciones que facilitan las radiaciones de provincias por medio de la latitud. También es poca la documentación de empresas costarricenses basada en datos técnicos para la instalación de los sistemas fotovoltaica.

# Capítulo I

## Diagnóstico

### Cuadro 1 Consumo energético 2016

Fuente: Propia

Consumo Energético 2016	
Mes	Consumo energético mensual (KWh/mes)
Enero	6,430
Febrero	3,010
Marzo	6,547
Abril	3,200
Mayo	5,082
Junio	4,567
Julio	3,924
Agosto	6,430
Setiembre	3,010
Octubre	7,395
Noviembre	5,082
Diciembre	4,955
Promedio	4,969
Anual	59,632

En el cuadro 1 se puede ver el consumo mensual del año pasado, cuando el mayor consumo se tuvo en el mes de octubre, que fue de 7,395KWh/mes.

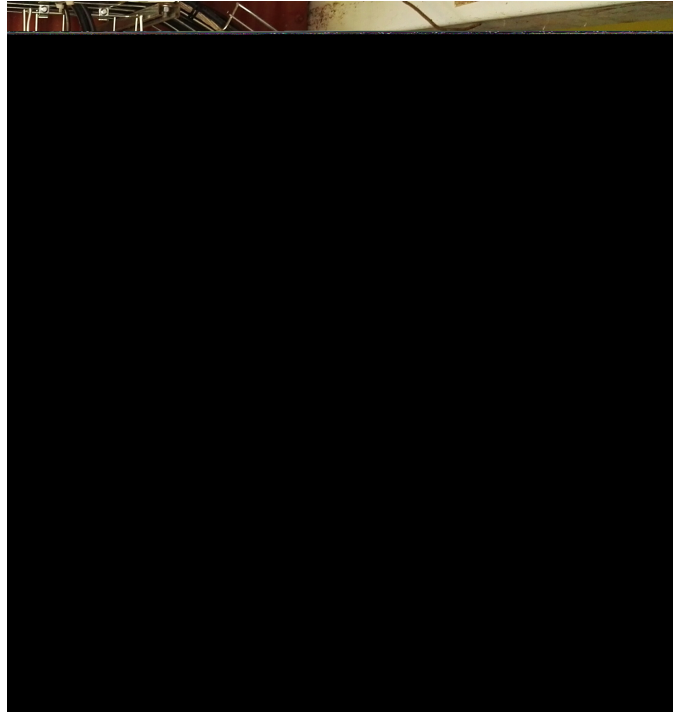


Figura 3. Tableros eléctricos principales

Fuente: Propia

Como se puede ver en la figura 3, el lugar tiene dos tableros de distribución principales. El tablero uno tiene tres disyuntores. Para los circuitos de 120V, de 240V, para el galpón uno. El otro tablero eléctrico principal maneja los interruptores automáticos de los galpones dos y tres.

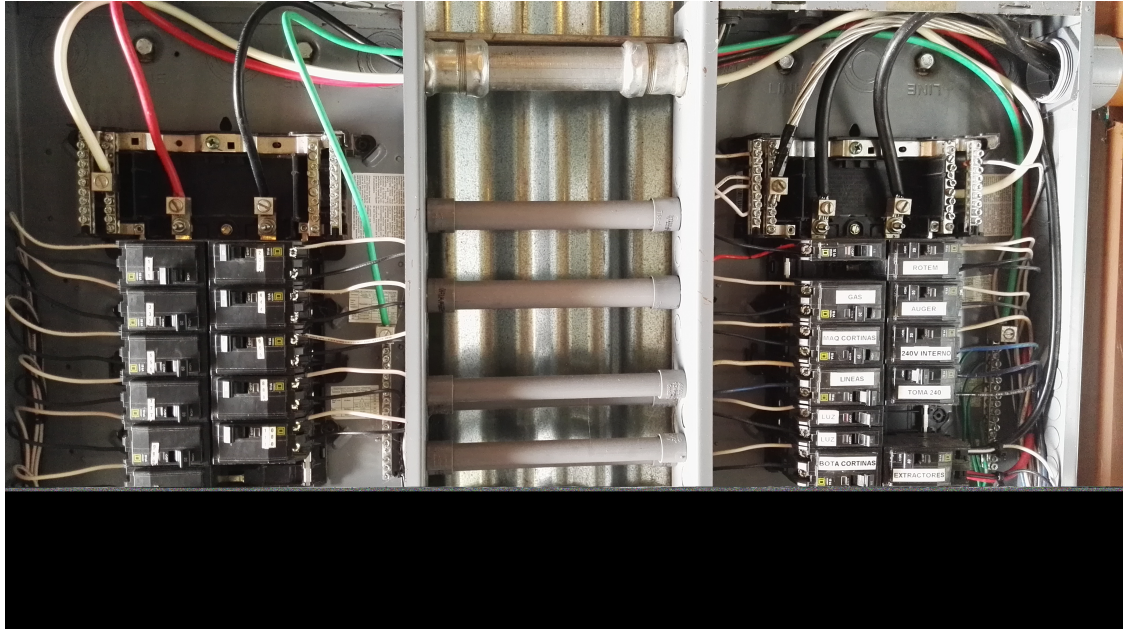


Figura 4. Tableros eléctricos de galpones

Fuente: Propia

En la imagen anterior se presentan los tableros eléctricos de cada galpón, que tienen los circuitos ramales para los sistemas de gas, máquinas de cortinas, motores de alimento, iluminación, y los extractores. Pero como son ocho extractores, los ocho *breakers* están en el otro tablero eléctrico.

Se realizaron varios levantamientos de cargas por medio de un multímetro de marca Fluke modelo 322. Estos dispositivos son ideales para adaptarse a medidas de hasta 400 A y un voltaje de hasta 600V, con una precisión básica de 1,8%. Esta medición se resume en la siguiente tabla, sin considerar la corriente pico de cada motor. La corriente pico de cada motor es: para el motor de cortinas de 30Amp, los motores de línea 22Amp y los extractores 30 Amp. Esta tabla se va a necesitar para obtener la potencia necesaria por suplir del inversor. La

instalación eléctrica de cada galpón fue hecha hace cuatro meses, lo cual permite que los conductores y dispositivos eléctricos estén en un buen estado.

Cuadro 2 Levantamiento de cargas

Fuente: Propia

Levantamiento de cargas			
Sistema	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (W)
Gas	2	236	472
Máquina de cortinas	6.8	236	1604.8
Motores de línea	5	236	1180
Iluminación	2.5	118	295
Auger	1	236	236
Extractores	6.8	236	1604.8

En la siguiente figura se ve el lugar en donde se instalarán los paneles solares, ya que en este lugar no hay sombras. Esta área se encuentra en la parte sur, lo cual la hace más importante porque los módulos se deben instalar en la parte sur. El terreno tiene un área de 3.823 metros cuadrados según la figura 4, por lo cual se pueden instalar una gran cantidad de paneles fotovoltaicos. En el techo no se pueden instalar estos dispositivos ya que esta área está en mal estado.



Figura 5 Área para los módulos fotovoltaicos

Fuente: Google earth

**Area Output**

---

3823.866 m<sup>2</sup>  
 0.004 km<sup>2</sup>  
 0.945 Acres  
 0.382 Hectares  
 41159.753 Feet<sup>2</sup>

**Total Area Output**

---

3823.866 m<sup>2</sup>  
 0.004 km<sup>2</sup>  
 0.945 Acres  
 0.382 Hectares  
 41159.753 Feet<sup>2</sup>

**Perimeter Output**

---

301.641 m  
 0.302 km

Figura 6. Resumen del área de los módulos fotovoltaicos

Fuente: Google earth

La red eléctrica de los tres galpones se encuentra a 25m del lugar, lo cual hace más sencillo conectar el sistema fotovoltaico a la red eléctrica.

# **Capítulo II**

## **Marco teórico**

## **2.1. Granja avícola**

Una granja avícola es un establecimiento agropecuario para la cría de aves de corral, tales como pollos, pavos, patos y gansos, con el propósito de usarlos como base alimenticia, ya se matándolos por su carne o recogiendo sus huevos. Las aves de corral son criadas en grandes cantidades, y la cría de pollos y gallinas es la de mayor volumen. Anualmente se crían más de 50 000 millones de pollos como fuente de alimento, tanto por su carne como por sus huevos. Las gallinas criadas para aprovechar sus huevos son denominadas ponedoras, mientras que los pollos-hembra criados para aprovechar su carne a menudo son denominados *broilers*. Los pollitos macho son matados porque no ponen huevos y porque engordan más lento y menos que las hembras. Solo en el Reino Unido se consumen más de 29 millones de huevos por día. En Estados Unidos de América la producción avícola es supervisada por la *Food and Drug Administration (FDA)*. En el Reino Unido es DEFRA el Departamento del Medio Ambiente, Alimentos y Asuntos Rurales, el encargado de controlar la producción avícola.

## **2.2. Libre acceso a la red de distribución nacional**

(...)

ACESOLAR:

El artículo 123 de la Norma Técnica POASEN actualmente propone:

“El acceso a la red de distribución nacional, para efectos de interconectar y operar micro o mini generadores para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovable es libre para cualquier abonado o usuario,

siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones técnicas, comerciales y requisitos establecidos en esta norma, que con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. Además deberá contar con la concesión respectiva de conformidad con la legislación vigente.”

Se solicita aclarar en el texto del artículo que la concesión de servicio público se necesita únicamente para la medición neta compleja, pues actualmente el texto es omiso y se podría interpretar que para la medición neta sencilla también se requiere concesión. Ello no es necesario de conformidad con la legislación vigente, ya que con la medición neta sencilla no hay venta ni reconocimiento económico de energía, por cuanto no se configura el servicio de generación de energía regulado en el artículo 5 de la Ley N.º 7543.

Se propone la siguiente redacción:

“El acceso a la red de distribución nacional, para efectos de interconectar y operar micro o mini generadores para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovable es libre para cualquier abonado o usuario, siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones técnicas, comerciales y requisitos establecidos en esta norma que -con fundamento en ella- establezcan las empresas distribuidoras. Además, para la medición neta compleja se deberá contar con la concesión respectiva de conformidad con la legislación vigente.”

#### Artículo 131. Modalidades de régimen contractual.

Para la conexión y operación de un micro o mini generador en paralelo con la red de distribución y que suministre energía a la red de la empresa, se establecen dos modalidades:

- Medición neta sencilla, con compensación física de excedentes (intercambio). Página 96 de 108. Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida, si existiese, para utilizarlo en el mes o meses siguientes en el mismo año calendario, tras el cual el excedente no será reconocido por la empresa distribuidora.
- Medición neta completa, con liquidación anual (venta de excedentes). Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida para utilizarlo en el mes o meses siguientes, vendiendo el saldo anual de excedentes a la empresa distribuidora mediante una liquidación el día 1° de diciembre de cada año. Para tal efecto el periodo de liquidación comprende del 1° de diciembre del año anterior al 30 de noviembre del año de la liquidación.

#### Artículo 132. Costo de acceso a la red.

En ambas modalidades de régimen contractual, tanto en el caso de excedentes de producción como en el caso en que el consumo iguale a la producción, el generador a pequeña escala deberá cancelar mensualmente a la empresa, el costo de acceso a la red de distribución de acuerdo con el pliego tarifario vigente.

Según se indica en las cláusulas contractuales mínimas, “Capítulo XII” ubicado en el artículo 133 de la norma POASEN, se citan los requerimientos mínimos para que se posible conectar un micro o mini generador en paralelo a la red:

Artículo 133. Cláusulas contractuales mínimas.

El contrato para la conexión y operación de un micro o mini generador en paralelo con la red de la empresa distribuidora deberá contemplar al menos las cláusulas siguientes:

- Definición de la terminología utilizada y la forma como debe interpretarse en el contrato.
- Objeto y alcance contractuales incluyendo obligaciones que se impongan a las partes.
- Normas jurídicas que forman parte del contrato y rige para su aplicación y alcances, con mención al menos de la Ley N.º 7593 y sus reformas, los reglamentos y las leyes conexas, así como las normativas técnicas y económicas emitidas por la Autoridad Regulatoria, específicamente la presente norma.
- Régimen contractual elegido por el abonado-usuario, de acuerdo con el artículo 131 de esta norma.
- Obras y equipos que forman parte de la conexión así como los límites físicos de propiedad y responsabilidad.
- Los aspectos operacionales de la conexión y operación del generador en condiciones normal y de contingencia.

- Convenio de responsabilidad y de condiciones técnicas de operación y mantenimiento.
- Derechos y condiciones de acceso de personal de la empresa distribuidora a las instalaciones del generador.
- Especificaciones de duración, terminación, modificaciones y cancelaciones del contrato.
- Cualquier otro aspecto importante que regulen los deberes y derechos de las partes.

Artículo 151. Obligaciones de los generadores en pequeña escala para autoconsumo.

Será responsabilidad de los generadores:

- Cumplir con las disposiciones técnicas establecidas en esta norma que le competan.
- Construir y mantener en buen estado las instalaciones de interconexión.
- Operar y mantener sus equipos de acuerdo con los requisitos establecidos en esta norma y con los que las empresas eléctricas establezcan con base en las disposiciones de esta norma.
- Adquirir y mantener la póliza de responsabilidad civil indicada en el artículo 149 de esta norma.
- Permitir a las empresas eléctricas, en forma debidamente coordinada, inspeccionar las instalaciones y equipos del generador en aras de la seguridad operativa y del resguardo de la calidad del suministro eléctrico.

Artículo 156. Precios para la compensación de excedentes.

El precio aplicable para la compensación económica de los excedentes de producción, en el régimen contractual “Medición neta completa con liquidación anual”, será el correspondiente al precio y estructura tarifaria que establezca la Autoridad Reguladora oportunamente.

Artículo 157. Facturación. Modalidad contractual “Medición Neta Sencilla”.

Para el caso de los generadores, bajo la modalidad contractual de “Medición neta sencilla”, en la facturación mensual, de existir un excedente de producción con respecto al consumo (consumo neto menor a cero) la empresa eléctrica deberá indicarlo en la facturación (kWh excedentes) a efectos de compensar al generador por dicho excedente en las facturaciones subsiguientes y facturar el costo de acceso indicado en el artículo 132 de esta norma. El cierre para la liquidación de excedentes se hará en la facturación correspondiente al mes de diciembre de cada año.

En el caso de una igualdad entre el consumo y la producción (consumo neto igual a cero), la empresa eléctrica debe facturar al generador el monto correspondiente al costo de acceso, indicado en el artículo 132 de esta norma.

Artículo 158. Facturación. Modalidad contractual “Medición neta completa”.

En la modalidad contractual “Medición neta completa”, en la facturación mensual, de existir un excedente de producción con respecto al consumo (consumo neto menor a cero), la empresa deberá indicarlo en la facturación y acumular el exceso de producción a efecto de descontar dicha energía en el mes o meses siguientes.

En cada mes la empresa deberá descontar del consumo del interesado la energía acumulada del mes o meses anteriores y cobrar al generador el costo de

acceso indicado en el artículo 132 de esta norma, independientemente de que el consumo neto del mes facturado sea cero, o que exista un consumo neto menor a cero o un consumo neto mayor a cero que pueda compensarse del excedente de producción acumulado de meses anteriores.

Artículo 159. Liquidación anual.

Para la modalidad contractual “Medición neta completa”, en la facturación del mes de diciembre la empresa eléctrica deberá compensar económicamente al generador los posibles excedentes de energía acumulados a la fecha, aplicándoles el precio de la energía correspondiente con la estructura tarifaria vigente al momento en que estos se produjeron.<sup>1</sup>

### **2.3. Autoconsumo fotovoltaico**

El autoconsumo fotovoltaico hace referencia a la producción individual de electricidad para el propio consumo, mediante paneles solares fotovoltaicos.

Esta práctica puede ser llevada a cabo por individuos, familias, empresas, centros públicos, etc., siempre y cuando la electricidad producida solo la utilicen ellos mismos. El sistema tecnológico que se utiliza para generar la electricidad es denominado sistema de autoconsumo.

Gracias a los avances tecnológicos, la sofisticación y la economía de escala, el costo de la energía solar fotovoltaica se ha reducido de forma constante desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales<sup>1</sup>, y su costo medio de generación eléctrica ya es competitivo con las fuentes de energía convencionales, en un creciente número de regiones geográficas que alcanza la

---

<sup>1</sup> <http://www.acesolar.org/mapa/>

paridad de red. El costo de la electricidad solar ha disminuido lo suficiente como para alcanzar el momento en el que se realizan instalaciones aunque no se incentive.

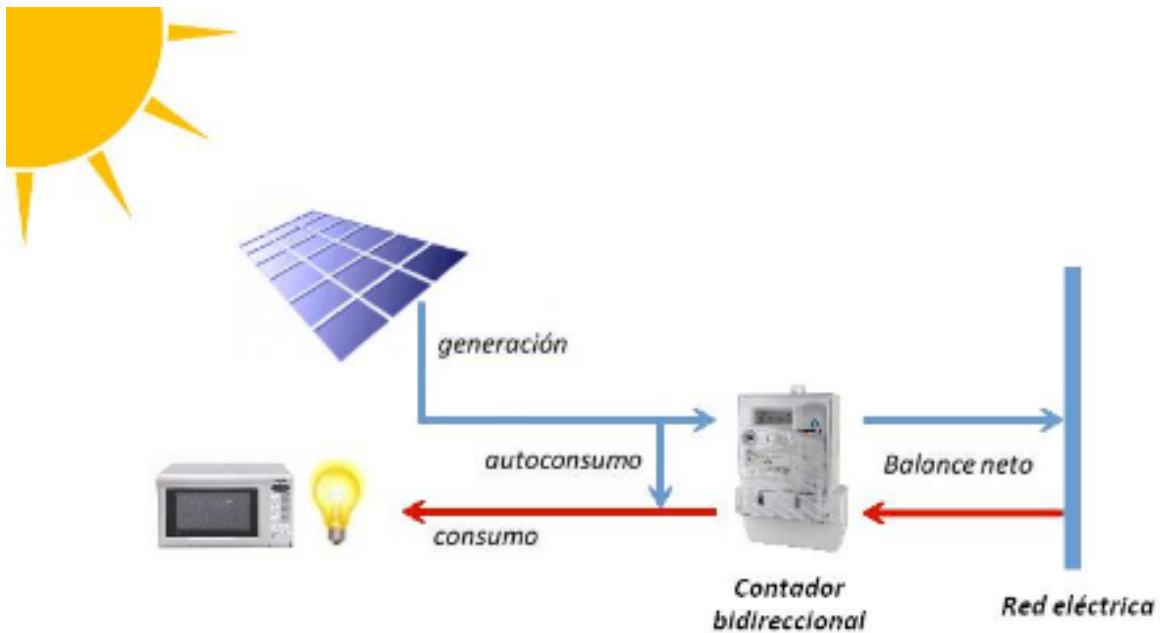


Figura 7 Sistema fotovoltaico con autoconsumo

Fuente: [www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org)

#### 2.4. Principio de funcionamiento de un sistema fotovoltaico

En un semiconductor expuesto a la luz, un fotón de energía arranca un electrón y crea a la vez un "hueco" en el átomo excitado. Normalmente, el electrón encuentra rápidamente otro hueco para volver a llenarlo, y la energía proporcionada por el fotón, por tanto, se disipa en forma de calor. El principio de una célula fotovoltaica es obligar a los electrones y a los "huecos" a avanzar hacia el lado opuesto del material en lugar de simplemente recombinarse en él: así, se

producirá una diferencia de potencial y por lo tanto tensión entre las dos partes del material, como ocurre en una pila.<sup>2</sup>

Para ello se crea un campo eléctrico permanente, por medio de una unión pn entre dos capas dopadas, respectivamente, p y n. En las células de silicio, que son mayoritariamente utilizadas, se encuentran, por tanto:

1. La capa superior de la celda, que se compone de silicio dopado de tipo n. En esta capa hay un número de electrones libres mayor que en una capa de silicio puro, de ahí el nombre del dopaje n, negativo. El material permanece eléctricamente neutro, ya que tanto los átomos de silicio como los del material dopante son neutros: pero la red cristalina tiene globalmente una mayor presencia de electrones que una red de silicio puro.
2. La capa inferior de la celda, que se compone de silicio dopado de tipo p., tiene, por lo tanto, una cantidad media de electrones libres menor que una capa de silicio puro. Los electrones están ligados a la red cristalina que, en consecuencia, es eléctricamente neutra pero presenta huecos, positivos (p). La conducción eléctrica está asegurada por estos portadores de carga, que se desplazan por todo el material.

En el momento de la creación de la unión pn los electrones libres de la capa n entran instantáneamente en la capa p y se recombinan con los huecos en la región p. Existirá así durante toda la vida de la unión una carga positiva en la región n a lo largo de la unión (porque faltan electrones) y una carga negativa en la región en p, a lo largo de la unión (porque los huecos han desaparecido); el

---

<sup>2</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/C%C3%A9lula\\_fotoel%C3%A9ctrica](https://es.wikipedia.org/wiki/C%C3%A9lula_fotoel%C3%A9ctrica)

conjunto forma la "zona de carga de espacio" (ZCE) o "zona de barrera", y existe un campo eléctrico entre las dos, de n hacia p. Este campo eléctrico hace de la ZCE un diodo, que solo permite el flujo de portadores en una dirección. En ausencia de una fuente de corriente exterior y bajo la sola influencia del campo generado en la ZCE los electrones solo pueden moverse de la región p a la n, pero no en la dirección opuesta y, por el contrario, los huecos no pasan más que de n hacia p.

En funcionamiento, cuando un fotón arranca un electrón a la matriz, y crea un electrón libre y un hueco, bajo el efecto de este campo eléctrico cada uno va en dirección opuesta: los electrones se acumulan en la región n (para convertirse en polo negativo), mientras que los huecos se acumulan en la región dopada p (que se convierte en el polo positivo). Este fenómeno es más eficaz en la ZCE, en donde casi no hay portadores de carga (electrones o huecos), ya que son anulados; o en la cercanía inmediata a la ZCE: cuando un fotón crea un par electrón-hueco, se separaron y es improbable que encuentren a su opuesto; pero si la creación tiene lugar en un sitio más alejado de la unión el electrón (convertido en hueco) mantiene una gran oportunidad para recombinarse antes de llegar a la zona n. Pero la ZCE es necesariamente muy delgada, así que no es útil dar un gran espesor a la célula.

## **2.5. Componentes de un sistema solar fotovoltaico**

Los paneles solares o módulos fotovoltaicos están formados por la interconexión de células solares encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie. Son las encargadas de captar la energía

procedente del sol en forma de radiación solar y transformarla en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico.<sup>3</sup>

- Célula fotovoltaica

Una célula fotovoltaica, también llamada celda, fotocélula o célula fotoeléctrica, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía lumínica (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotoeléctrico, y generar energía solar fotovoltaica. Compuesto de un material que presenta efecto fotoeléctrico: absorben fotones de luz y emiten electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.<sup>4</sup>

Al grupo de células fotoeléctricas para energía solar se le conoce como panel fotovoltaico. Los paneles fotovoltaicos consisten en una red de células solares conectadas como circuito en serie para aumentar la tensión de salida hasta el valor deseado (usualmente se utilizan 12 V ó 24 V), a la vez que se conectan varias redes como circuito paralelo para aumentar la corriente eléctrica que es capaz de proporcionar el dispositivo.

Las células más comúnmente empleadas en los paneles fotovoltaicos son de silicio, y se pueden dividir en tres subcategorías:

1. Las células de silicio monocristalino están constituidas por un único cristal de silicio, normalmente manufacturado mediante el proceso Czochralski. Este tipo de células presenta un color azul oscuro uniforme.

---

<sup>3</sup> <https://www.sfe-solar.com/suministros-fotovoltaica-aislada-autonoma/manual-calculo/>

<sup>4</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/C%C3%A9lula\\_fotoel%C3%A9ctrica](https://es.wikipedia.org/wiki/C%C3%A9lula_fotoel%C3%A9ctrica)

2. Las células de silicio policristalino (también llamado multicristalino) están constituidas por un conjunto de cristales de silicio, lo que explica que su rendimiento sea algo inferior al de las células monocristalinas. Se caracterizan por un color azul más intenso.
  3. Las células de silicio amorfo. Son menos eficientes que las células de silicio cristalino pero también menos costoso. Este tipo de células es, por ejemplo, el que se emplea en aplicaciones solares como relojes o calculadoras.
- Inversores

Se suele combinar la salida de varios microinversores, para alimentar a la red eléctrica. Los microinversores contrastan con los inversores de cadena convencional o dispositivos de inversión central, que están conectados a múltiples paneles solares, por lo que se debe cambiar el inversor cuando se añade uno o más paneles solares nuevos a la instalación inicial.

Los microinversores tienen varias ventajas sobre los inversores centrales convencionales. La principal ventaja es que cuando se presenta una pequeña cantidad de sombra, escombros o líneas de nieve sobre un mismo panel solar o si, incluso, ocurre un fallo completo de un panel, no se reduce de manera desproporcionada la producción de todo el conjunto. Cada microinversor recoge la cantidad de energía óptima mediante la realización del seguimiento del punto de máxima potencia para su panel conectado. También son fáciles de diseñar y almacenar, ya que normalmente hay un único modelo de convertidor que se puede utilizar con cualquier tamaño de matriz o conjunto y con una amplia variedad de paneles.

Los microinversores que aceptan la entrada de CC a partir de dos paneles solares, en lugar de uno, son de desarrollo reciente. Permiten el seguimiento del punto de máxima potencia de forma independiente en cada panel conectado. Esto reduce el costo del equipo y convierte a los sistemas fotovoltaicos basados en micro-inversores comparables en costo con el uso de los inversores de cadenas.<sup>5</sup>

- Medidor bidireccional digital

El medidor bidireccional digital es un componente fundamental para sistemas fotovoltaicos solares con interconexión a la red, ya que con este medidor es posible registrar la energía excedente generada, y que no es consumida en determinado momento del periodo diurno. Los kWh inyectados a la red se toman como un crédito temporal, los que se restan del total de su consumo al final del bimestre.<sup>6</sup>

- Estructura soporte

Estructuras móviles. El uso de seguidores solares a uno o dos ejes permite aumentar considerablemente la producción solar, en torno a 30% para los primeros y 6% adicional para los segundos, en lugares de elevada radiación directa. Los seguidores solares son bastante comunes en aplicaciones fotovoltaicas.

Estructuras fijas. Tienen una orientación e inclinación fija que se calcula a la hora de diseñar la instalación. Esta inclinación y orientación suelen ser impuestas por la situación de la instalación, como tejados con una determinada

---

<sup>5</sup>[https://es.wikipedia.org/wiki/Microinversor\\_solar](https://es.wikipedia.org/wiki/Microinversor_solar)

<sup>6</sup> <http://www.elirmex.com.mx/medidor-bidireccional.html>

inclinación y orientación; o bien, las óptimas para la localización el lugar donde se va a realizar la instalación solar dependiendo de la latitud.

- Cableado

Es el elemento que transporta la energía eléctrica desde su generación para su posterior distribución y transporte. Su dimensionamiento viene determinado por el criterio más restrictivo entre la máxima caída de tensión admisible y la intensidad máxima admisible. Para aumentar la potencia de la generación de los paneles solares existen tres tipos de cableados:

- Conexión en paralelo. La conexión en paralelo se realiza conectando, por un lado, todos los polos positivos de las placas de la instalación solar, y, por el otro, conectando todos los polos negativos. De esta forma se mantiene el voltaje o tensión (voltios) de las placas solares mientras se suma la intensidad (amperios).<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> [http://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/conexion-paneles-solares-en-serie-en-paralelo\\_1](http://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/conexion-paneles-solares-en-serie-en-paralelo_1)

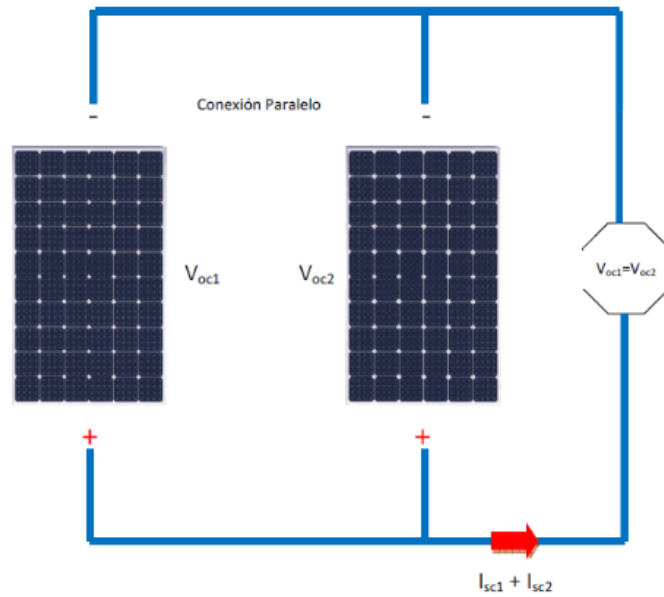


Figura 8. Conexión en paralelo

Fuente: <http://instalacionesyeficienciaenergetica.com>

- Conexión en serie: mediante la conexión en serie se conectan directamente las placas solares entre sí, conectando el polo positivo de un panel con el polo negativo del siguiente panel. A diferencia de la conexión en paralelo, se mantiene la intensidad y se suma el voltaje.

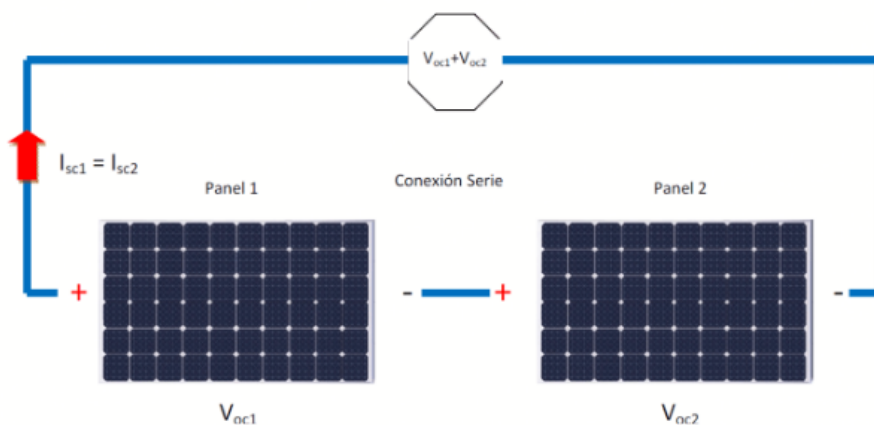


Figura 9 Conexión en serie

Fuente: <http://instalacionesyeficienciaenergetica.com>

## 2.6. Procedimiento para el cálculo de una instalación fotovoltaica

- Cálculo de consumo energético

$$\text{Consumo (KWh)} = \frac{P(W) * Hd * N}{1000}$$

Donde:

P: Potencia real de cada dispositivo

Hd: Horas diarias de uso del dispositivo

N: Número de dispositivos utilizados

- Irradiación solar

Los datos de Solargis tienen una buena precisión y fiabilidad entre las bases de datos solares disponibles. Esto ha sido confirmado por varios estudios independientes. Los datos de este programa están disponibles para períodos pasados, presentes y futuros. Los datos se actualizan en tiempo real. Los datos de alta resolución (resolución espacial de 250 m y resolución temporal sub-temporal) representan mejor el tiempo típico y extremo y mejoran la precisión de las simulaciones de energía solar. Hasta ahora, los datos de Solargis se han validado en más de 200 ubicaciones, en todo el mundo, y la validación del modelo se está expandiendo sistemáticamente. La incertidumbre de los datos de Solargis puede estimarse fácilmente para diferentes regiones climáticas.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> <http://solargis.com/about-us/why-solargis/>

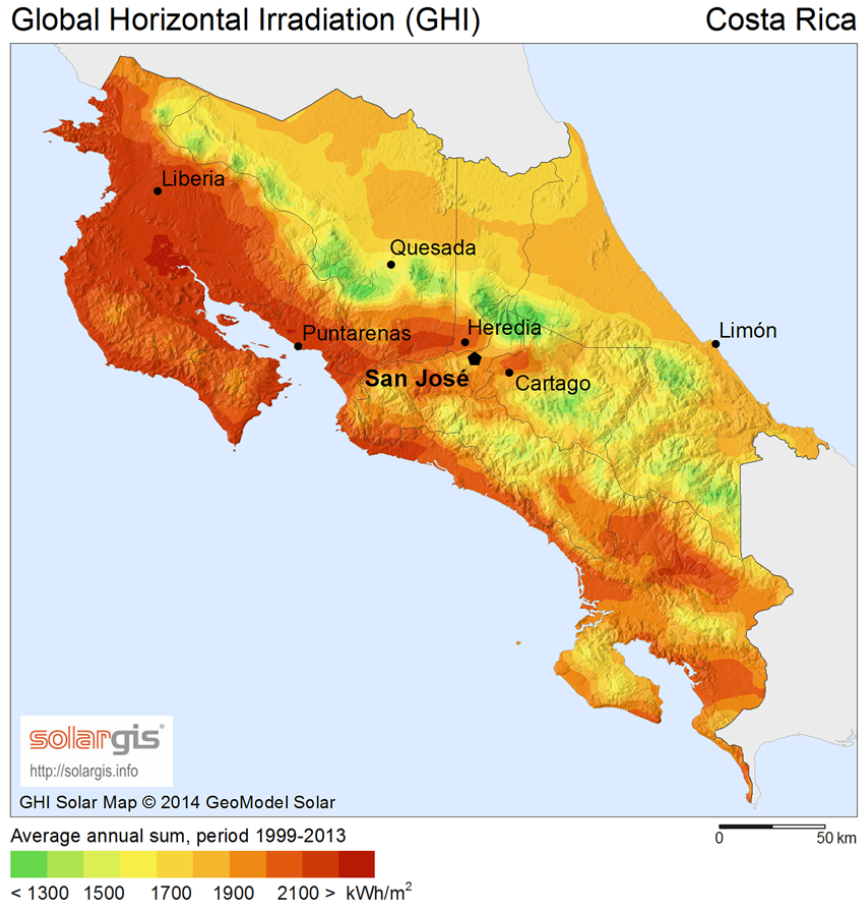


Figura 10. Irradiación solar global en Costa Rica

Fuente: www.Solargis.com

- Horas solar pico

La hora solar pico (HSP) es una unidad que mide la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m<sup>2</sup>.

Una hora solar pico equivale a 3,6 MJ/m<sup>2</sup> o, lo que es lo mismo, 1 kWh/m<sup>2</sup>, tal y como se muestra en la siguiente conversión:

$$1HSP = \frac{1000W * 1h}{m^2} * \frac{3600s}{1h} * \frac{1J/s}{1W} = 3,6MJ/m^2$$

En la siguiente figura muestra los valores diarios medios mensuales y anuales para cada estación de la radiación global diaria media mensual en MJ/m<sup>2</sup>.día. Estos datos corregidos fueron utilizados en la generación de los mapas de radiación solar utilizando el programa computacional surfer 8.<sup>9</sup>

## **2.7. Disposiciones generales para el sistema de generación distribuida para autoconsumo.**

Artículo 33.—Límite del sistema de generación interconectado a la red de distribución. Será responsabilidad del abonado dimensionar la potencia eléctrica de su sistema de acuerdo a la proyección del comportamiento de su consumo. Para los casos que la empresa distribuidora identifique, los sistemas de generación distribuida deberán cumplir con las normas técnicas que definen los criterios de despacho del Centro Nacional de Control de Energía, según la potencia instalada.

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

---

<sup>9</sup> <http://www.acesolar.org/wp-content/uploads/2016/03/INFORME-FINAL-CONSULTORIA-SOLAR.pdf>

autorización de la empresa distribuidora, los sistemas de generación distribuida que utilicen residuos agroindustriales o la fuerza hidráulica para la generación de electricidad.

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.

Local	En	Feb	Mar	Ab	May	Jun	Jul	Ag	Set	Oct	Nov	Dic	Anual
Aerop Juan_S	20	22	24	23	19	18	18	18	17	17	16	17	19
Agua Caliente	15	18	19	19	17	15	15	16	16	15	15	14	16
Arenal	16	20	20	19	18	16	15	17	16	15	15	15	17
Atirro	13	15	17	17	16	14	15	16	16	16	14	13	15
Audubon	1	1	3	3	3	4	4	3	3	3	1	1	3
Bagaces	11	12	13	13	10	10	10	10	10	9	9	9	10
Bagaces	13	15	16	15	13	12	13	13	12	11	11	12	13
Bajos del toro	4	5	5	5	4	4	4	4	4	4	3	4	4
Barranca	6	9	9	10	ND	ND	7	7	7	6	5	ND	7
Bolivia	8	9	9	8	7	6	6	7	7	6	6	7	7
Boston	13	15	16	16	16	14	15	15	16	15	13	12	15
Bribri	15	15	17	15	17	15	15	16	16	15	14	13	15
C. de la Muerte	17	19	20	19	16	15	15	16	16	16	15	17	17
Cajón Boruca	8	9	9	8	7	7	7	7	7	6	6	7	7
Cañas	18	20	22	21	17	15	15	17	16	16	16	16	17
Carolina Tica	13	16	18	17	15	14	13	15	15	15	14	13	15
Carrizales	8	9	8	7	6	6	6	6	6	5	6	7	7
Cedral	15	16	17	16	15	14	14	15	15	14	14	12	15
Cobal	11	12	15	15	15	13	12	13	14	13	11	11	13
Coliblanco	15	16	17	17	15	14	14	15	15	14	14	14	15
Copey	8	10	9	9	7	6	6	6	6	6	6	8	7
Coto 47	17	19	18	18	16	15	15	15	15	14	14	16	16
Ctro Rural	17	18	18	15	18	15	15	15	16	14	13	14	16
El Brujo	5	6	6	5	5	5	4	4	5	4	4	5	5
El Chato	14	16	18	17	17	15	15	16	16	15	13	13	15
Exp Fca 05	16	18	17	17	14	14	14	14	14	13	13	14	15
Exp Fca 45	17	19	18	16	15	15	14	14	14	14	13	16	15
Fabio_Baudrit	19	21	22	20	17	16	16	16	16	16	15	17	17
Finca 12	15	17	18	18	17	15	16	16	17	16	15	14	16
Fraljanes	19	20	20	18	14	12	13	13	12	12	13	16	15
Garabito	8	9	9	9	6	6	6	6	6	5	6	7	7
Guatuso	4	5	6	6	5	5	5	5	6	5	4	4	5
Hda Alemania	16	19	21	21	18	17	15	16	16	15	14	15	17
Hda Cachi	16	17	19	17	18	16	17	18	17	16	15	14	17
Hda el Carmen	13	15	16	17	15	12	15	17	18	14	14	11	15
La Fortuna	13	14	14	14	16	14	15	15	15	14	16	11	14
La Garita	7	9	9	9	7	6	7	7	6	6	6	7	7
La Lola	9	10	11	11	11	10	9	10	11	10	8	8	10
La Luisa	19	20	22	20	18	16	16	17	16	15	15	16	18

Figura 11. Valores diarios medios mensuales de la irradiación solar global (MJ/m<sup>2</sup>.día) de las estaciones radiométricas que se escogieron para el estudio del potencial de la energía solar en Costa Rica.

Fuente: <http://www.acesolar.org/>

- Número de paneles solares necesarios

Para el cálculo de la cantidad de paneles solares se especifica con la siguiente fórmula:

$$NP = E / (0.9 * Wp * HSP)$$

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 solar

También se puede utilizar otra fórmula:

$$NP = E / (Pr * Wp * HSP)$$

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 solar

Pr: es el "Performance Ratio" de la instalación o rendimiento energético de la instalación, definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, en que se tienen en cuenta las siguientes pérdidas originadas:

- Pérdida por dispersión de potencia de los módulos
- Pérdida por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas
- Pérdida por acumulación de suciedad
- Pérdida por sombra
- Pérdida por degradación de los módulos
- Pérdida eléctrica
- Pérdida por reflectancia

Otra fórmula:

$$cp = \frac{Ar}{Pp}$$

Donde:

- Cp= cantidad de paneles
- Pp= potencia del panel fotovoltaico
- Ar=potencia total del arreglo de paneles

Para la potencia total del arreglo de los paneles se utiliza otra fórmula:

$$Ar = \frac{1200 * Ed}{Id}$$

Donde:

- 1200= factor de compensación de pérdidas

- $E_d$  = potencia por cubrir (KWh/día)
- $I_d$  = irradiación de la zona diaria (KWh/m<sup>2</sup>)
  - Inclinación de placas solares

La inclinación de las placas solares debe tener una inclinación con un grado de ángulo óptimo para captar los rayos del sol de manera perpendicular. Una inclinación equivocada podría causar una pérdida significativa de la eficiencia de todo el sistema solar.

Sin embargo, encontrar el ángulo correcto de los paneles no es fácil, ya que la luz solar no es constante en el planeta. Varía en función de la latitud del lugar y la época del año de observación. En el hemisferio norte del planeta el sol está bajo en el horizonte a medida que se avanza hacia el norte. Además, en los meses de invierno el sol es particularmente menor que en los meses de verano. Lo contrario sucede en el hemisferio sur.

Para determinar el ángulo de inclinación adecuado de los paneles solares, que maximice la radiación sobre ellos, se utiliza la siguiente ecuación:

$$I_m = \Phi + 10^\circ$$

Donde:

$I_m$ : Es la inclinación máxima en grados

$\Phi$ : Es la latitud del lugar de la instalación.

- Cálculo de inversor

Para dimensionar el inversor adecuado se hace necesario calcular la tensión y corriente generada en el punto de máxima potencia de funcionamiento de los paneles solares, y usarlo como dato mínimo para la selección.<sup>10</sup>

## 2.8. Valor actual neto

También conocido como valor actualizado neto o valor presente neto, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Dicha tasa de actualización o de descuento es el resultado del producto entre el costo medio ponderado de capital (CMPC) y la tasa de inflación del periodo. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.<sup>11</sup>

La fórmula que permite calcular el valor actual neto es:

---

<sup>10</sup> <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html#seccion44>

<sup>11</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/Valor\\_actual\\_netto](https://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_netto)

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Vt: representa los flujos de caja en cada periodo t.

Io: es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n: es el número de períodos considerado.

K: es el tipo de interés.

## 2.9. Tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR)

De una inversión, es la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica, por cierto, el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". En términos simples, diversos autores la conceptualizan como la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero.<sup>12</sup>

La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el costo de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo. El costo de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto -expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario se rechaza.

---

<sup>12</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/Tasa\\_interna\\_de\\_retorno](https://es.wikipedia.org/wiki/Tasa_interna_de_retorno)

Es la tasa que iguala la suma del valor actual de los gastos con la suma del valor actual de los ingresos previstos:

$$\sum_{i=1}^N VPI_i = \sum_{i=1}^N VPC_i$$

## **2.10. Mantenimiento de los módulos fotovoltaicos**

### **2.10.1. Mantenimiento fotovoltaico preventivo en instalaciones solares**

Este tipo de mantenimiento, al menos gran parte de él, se puede llevar a cabo por personal no especializado. Es decir, incluso el propietario de la instalación lo puede hacer. Son una serie de actividades fundamentales que se pueden resumir en las siguientes directrices:

### **2.10.2. Mantenimiento no preventivo en instalaciones solares**

Este mantenimiento es recomendable que sea llevado a cabo por personal cualificado, como un instalador solar, o al menos con conocimientos amplios sobre sistemas eléctricos.

Debido a que algunas de estas operaciones de mantenimiento pueden suponer la interrupción del suministro eléctrico, el usuario deberá ser informado con la suficiente antelación por parte del personal de mantenimiento.

# **Capítulo III**

## **Marco**

### **Metodológico**

La presente investigación es considerada descriptiva, cuantitativa y deductiva.

En el presente estudio se evalúa la posibilidad de implementar generación distribuida, mediante el uso de energías renovables, en una granja avícola ubicada en San Ramón de Alajuela.

Las investigaciones de tipo descriptivo se reconocen porque describen situaciones, caracterizan propiedades importantes del objeto de estudio y miden de manera independiente las variables relacionadas con el problema en estudio. Por presentarse aquí todo esto es que se considera que esta es una investigación descriptiva.

Por otra parte, en el enfoque cuantitativo se hace uso de técnicas de contar, de medir y de razonamiento abstracto, destinadas a la comprobación de teorías mediante estudios muestrales representativos y por la aplicación de medidas objetivas mediante el uso de instrumentos, para así obtener datos fiables y repetibles. La finalidad del estudio es determinar si es posible abastecer con generación distribuida los tres galpones que se encuentran en la granja avícola, con energía renovable, mediante la realización de diversos cálculos y diseños; lo cual convierte el estudio en cuantitativo. No obstante, el estudio cuenta con ciertos rasgos cualitativos debido a que en él se hace uso de fuentes bibliográficas para describir la situación actual relacionada con el tema en cuestión, y de fichas técnicas de tecnologías por valorar. El enfoque cualitativo se caracteriza por generar nuevas teorías y por utilizar la observación, el video, grabaciones, y bibliografías, como técnicas de recolección de datos.

Al mismo tiempo, la investigación se considera de tipo deductivo debido a que este tipo de enfoque va de lo más general a lo más específico y así permite comprobar una teoría a partir de la generación de datos, tal y como sucede en el presente trabajo.

En cuanto al procedimiento metodológico, esta tesis se desarrolló en cuatro etapas, las cuales buscan el cumplimiento de los objetivos planteados y corresponden a la puesta en acción de actividades, haciendo uso de distintas herramientas.

### 3.1. Etapa I: Planteamiento del problema

En esta parte se planteó lo relativo al problema, los objetivos, el alcance y las limitaciones encontradas. Se consultó en fuentes tanto primarias como secundarias.

### 3.2. Etapa II: Investigación

Se realizó una búsqueda de información bibliográfica sobre generación, distribuida y tecnologías de generación de electricidad, convencionales y alternas, además de que se estudió la normativa legal vigente en el país. En ello solo se recurrió a fuentes secundarias.

### 3.3. Etapa III. Desarrollo

Se calculó la potencia generada por los módulos fotovoltaicos según el arreglo de los paneles solares seleccionados, para obtener el dimensionamiento

del sistema fotovoltaico. Se obtuvieron los gastos de consumo eléctrico en el año 2016 para tener una diferencia entre la generación de los módulos fotovoltaicos y esta facturación.

Para esta etapa se hizo uso de fórmulas conocidas. Se valoró la incidencia de radiación solar. Para el cálculo de la inversión se hicieron varias cotizaciones a diferentes empresas en el país, para obtener el tiempo de retorno de la inversión. Se especificaron los diferentes dispositivos y herramientas para el funcionamiento de los paneles solares.

#### 3.4. Etapa IV: Conclusión

Al finalizar todas las fases anteriores se procedió a emitir conclusiones acerca del trabajo y recomendaciones pertinentes.

# **Capítulo IV**

## **Desarrollo**

#### 4.1. Consumo de energía

Cuadro 3. Consumo energético 2016

Fuente: ICE

Consumo Energético 2016	
Mes	Consumo energético mensual (KWh/mes)
Enero	6.430
Febrero	3.010
Marzo	6.547
Abril	3.200
Mayo	5.082
Junio	4.567
Julio	3.924
Agosto	6.430
Setiembre	3.010
Octubre	7.395
Noviembre	5.082
Diciembre	4.955
Promedio	4.969
Anual	59.632

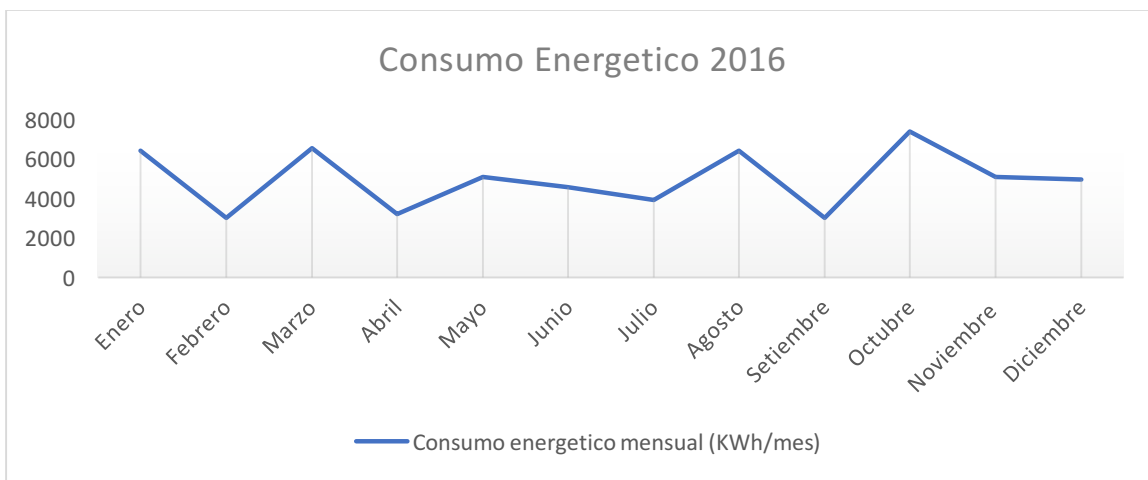


Figura 12. Gráfico de consumo de energía en el 2016

Fuente: Propia

El cuadro anterior sirve como dato para la fórmula para estimar la cantidad de paneles necesarios para este proyecto. Entonces, se va a utilizar el mes en que hubo mayor consumo, que fue el mes de octubre con 7.395 KWh/mes. Según la compañía Purasol, los cálculos del número de paneles se hace con el mes en que haya mayor consumo.

#### **4.2. Irradiación solar**

Según datos del Instituto Costarricense de Electricidad, que es la entidad distribuidora de electricidad en la zona de San Ramón, el mapa utilizado para realizar sus estudios de irradiación solar es el de SolarGIS. Este fue presentado en el 2013 y se basa en datos satelitales de los últimos 13 años, con una resolución de 4 km<sup>2</sup>.

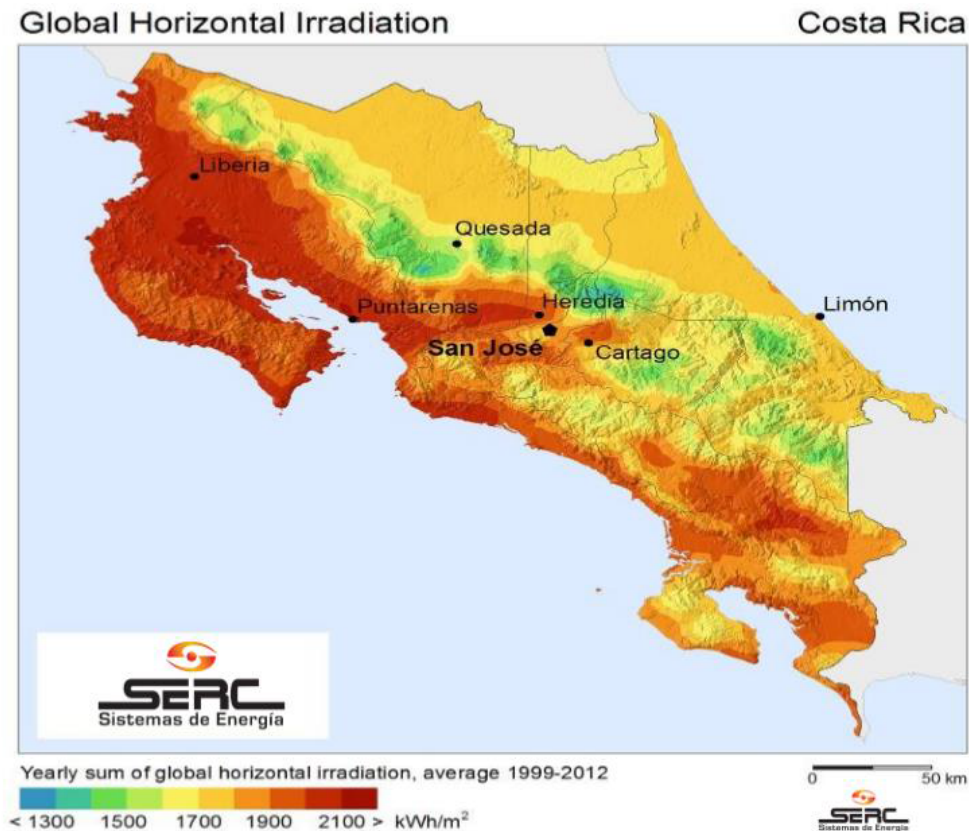


Figura 13 Irradiación global

Fuente: [www.solargis.com](http://www.solargis.com)

En los lados de Europa hay mucha facilidad para efectuar estos cálculos porque en esos países se tiene un programa que permite colocar la latitud del lugar y en instante se tiene el dato de irradiación en la zona. Son datos muy específicos y son mensuales. Pero en Costa Rica el Instituto Meteorológico Nacional recomienda el mapa de Solargris porque con este, aunque los datos no son mensuales, el promedio anual es muy parecido.

En el mapa la zona de San Ramón está de color amarillo. En la parte de debajo de la imagen está una línea de colores en la que se visualiza el color de ese lugar y se establecen los datos de cada zona. En este lugar es de 1.774

KWh/m<sup>2</sup> . Este dato se conoce como las horas de sol pico (HSP). Como este dato es mensual, se dividen los 1.774 KWh/m<sup>2</sup> entre 365, que son los días que tiene un año.

$$HSP = \frac{1774KWh/m^2}{365} = 4,86hsp$$

Los 4,86hsp son las horas solares pico diarias promedio durante el año. Para los cálculos del número de paneles solares se va a utilizar la siguiente tabla, en la que se establecen las horas pico solares diarias cada mes.

Cuadro 4 Brillo Solar en San Ramón

Fuente: <http://www.acesolar.org/>

Brillo Solar San Ramón	
Mes	Brillo Solar (HSP)
Enero	5,13
Febrero	5,4
Marzo	5,94
Abril	5,4
Mayo	4,86
Junio	4,3
Julio	4,3
Agosto	4,5
Setiembre	4,3
Octubre	4
Noviembre	4
Diciembre	4,3
Anual	4,86

El cuadro anterior se obtuvo de un estudio realizado por el ICE con el título de “Estudio del Potencial Solar en Costa Rica”. Se escogió la zona de San Ramón

para desarrollar el proyecto. El estudio del sistema fotovoltaico se va a realizar con las horas pico diarias más baja, para que los módulos entreguen su máxima energía en el mes más crítico. Los meses más críticos son octubre y noviembre, con 4 Hsp. Este es el dato que se va a utilizar en la fórmula para obtener la cantidad óptima de los paneles solares.

#### **4.3. Zona de instalación de los paneles fotovoltaicos**

Como se especificó en el diagnóstico del proyecto, la instalación de los paneles se hará en una zona que se encuentra desocupada, que es un área verde muy amplia. Los árboles de pino que se encuentran en la zona el cliente optó por talarlos para evitar que haya sombra. Este lugar está situado al sur ya que los paneles fotovoltaicos tienen que estar de esa manera. Otra situación muy importante es que el pasto en esta zona no crece. El dueño de esta empresa usó un químico especial para evitar su crecimiento. Gracias a este producto usado no se debe estar cortando el pasto que va a estar por debajo de los paneles solares.

#### **4.4. Cantidad de paneles solares**

Antes de este paso se debe definir la marca en que el fabricante podrá obtener los datos técnicos de los paneles fotovoltaicos, ya que se tienen que usar para las fórmulas. Los paneles por utilizar son de marca Canadian Solar, modelo Maxpower CS6X-320P.

Se debe destacar que la potencia por cubrir es de KWh diarios. Entonces se deben pasar los 7.395 KWh/mes a KWh/día, que sería 7.395 KWh/mes divididos entre 31 días que tiene el mes de octubre. Esta división daría un consumo energético de 238KWh/día.

Ahora bien, para la cantidad de paneles solares, cómo se especificó en el marco teórico, se tiene la siguiente fórmula:

$$NP = E / (0.9 * Wp * HSP)$$

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 solar

$$NP = (238\text{KWh/dia}) / (0.9 * 320\text{W} * 4\text{HSP})$$

$$NP = 207 \text{ paneles solares.}$$

#### **4.5. Cálculo del número óptimo de módulos fotovoltaicos**

Para este proceso es importante determinar la cantidad de energía que el sistema fotovoltaico va a entregar. Según la fórmula de la cantidad de módulos fotovoltaicos se necesitarán 207 paneles solares. Este dato se multiplica por la potencia de un solo módulo, que son 320W. El resultado de esto es 66,240W.

Para obtener el consumo que generan estos módulos, la potencia total que entregan se multiplica por la irradiación del mes que se requiera, y esto por la cantidad de días que tiene el mes. Este dato va a ser el consumo generado al mes. Por ejemplo, en el mes de enero hay una irradiación al día de 5.13hsp y este mes tiene 31 días. Entonces son  $66,240W \times 5.13hsp \times 31 = 10,534KWh/mes$ . Este procedimiento se sigue para todos los meses del año. Para obtener el consumo anual se suman los consumos generados de cada mes. Con este dato se procede a compararlo con el consumo anual obtenido en la facturación eléctrica. En el siguiente cuadro se indican estos datos.

Cuadro 5 Potencia generada por módulos

Fuente: Propia

Potencia generada por módulos con mayor consumo del año 2016				
Mes	Brillo Solar (HSP)	Potencia entregada por módulos (W)	Días mensuales	Energía entregada por módulos KWh/mes
Enero	5,13	66.240	31	10.534
Febrero	5,4	66.240	28	10.015
Marzo	5,94	66.240	31	12.197
Abril	5,4	66.240	30	10.731
Mayo	4,86	66.240	31	9.980
Junio	4,3	66.240	30	8.545
Julio	4,3	66.240	31	8.830
Agosto	4,5	66.240	31	9.240
Setiembre	4,3	66.240	30	8.545
Octubre	4	66.240	31	8.214
Noviembre	4	66.240	30	7.949
Diciembre	4,3	66.240	31	8.830
			Anual (KWh/año)	113.610

Consumo Energético sin Paneles (Kwh/año)	59.632
Generación de consumo (%)	90%

Según la tabla anterior, los módulos fotovoltaicos generaron 90% de la energía consumida en el año 2016. Para se debe generar tanta energía que se está desaprovechando se disminuye el número de paneles para generar 10% más de lo que se consumió en el año 2016. A continuación se disminuyen los paneles de forma que generen 50% en un caso y 5% en otro caso del consumo del año 2016.

### Caso 1

Si el total (100%) que se consumió en el año 2016 es de 59.632 KWh al año, para generar 50% más de ese consumo, se deben generar 89.461KWh al año. Entonces, para obtener ese dato se calcula con 163 paneles solares que es la cantidad necesaria por la potencia pico del panel, que es de 320W. Esto da como resultado 52.160W. Este dato se multiplica por las horas solares pico del mes que se quiera calcular y por el número de días de ese mismo mes. Esto para sumar la energía generada de cada mes y así obtener la generación de energía anual. Este procedimiento se puede ver en el siguiente cuadro:

Cuadro 6 Potencia generada frente a consumo energético del año 2016

Fuente: Propia

Potencia generada frente a consumo energético del año 2016				
Mes	Brillo solar (HSP)	Potencia entregada por módulos (W)	Días mensuales	Energía entregada por módulos KWh/mes
Enero	5,13	52.160	31	8.295
Febrero	5,4	52.160	28	7.887
Marzo	5,94	52.160	31	9.605
Abril	5,4	52.160	30	8.450
Mayo	4,86	52.160	31	7.858
Junio	4,3	52.160	30	6.729
Julio	4,3	52.160	31	6.953
Agosto	4,5	52.160	31	7.276
Setiembre	4,3	52.160	30	6.729
Octubre	4	52.160	31	6.468
Noviembre	4	52.160	30	6.259
Diciembre	4,3	52.160	31	6.953
Anual (KWh/año)				89.461
Consumo energético sin paneles (Kwh/año)				59.632
Generación sobre consumo (%)				50%

## Caso 2

Si el total (100%) que se consumió en el año 2016 es de 59.632 KWh al año, para generar 5% más de ese consumo se deben generar 62.568KWh al año. Entonces, para obtener ese dato se calcula con 114 paneles solares, 114 paneles por la potencia pico del panel, que es de 320W. Esto da como resultado 36.480W. Este dato se multiplica por las horas solares pico del mes que se quiera calcular y por el número de días de ese mismo mes. Para sumar la energía generada de

cada mes y así obtener la generación de energía anual. Este procedimiento se puede ver en el siguiente cuadro:

Cuadro 7 Potencia generada frente a consumo energético del año 2016

Fuente: Propia

Potencia Generada frente a consumo energético del año 2016				
Mes	Brillo Solar (HSP)	Potencia entregada por módulos (W)	Días mensuales	Energía entregada por módulos KWh/mes
Enero	5,13	36.480	31	5.801
Febrero	5,4	36.480	28	5.516
Marzo	5,94	36.480	31	6.717
Abril	5,4	36.480	30	5.910
Mayo	4,86	36.480	31	5.496
Junio	4,3	36.480	30	4.706
Julio	4,3	36.480	31	4.863
Agosto	4,5	36.480	31	5.089
Setiembre	4,3	36.480	30	4.706
Octubre	4	36.480	31	4.524
Noviembre	4	36.480	30	4.378
Diciembre	4,3	36.480	31	4.863
Anual (KWh/año)				62.568
Consumo energético sin paneles (Kwh/año)				59.632
Generación sobre consumo (%)				5%

Del cuadro anterior se obtiene la siguiente tabla y gráfico, que representa la energía mensual de la generación de los módulos contra la facturación mensual eléctrica.

Cuadro 8. Consumo energético frente a generación fotovoltaica

Fuente: Propia

Consumo Energético frente a generación fotovoltaica		
Mes	Consumo energético mensual (KWh/mes)	Energía mensual producida por los módulos(KWh/mes)
Enero	6.430	5.801
Febrero	3.010	5.516
Marzo	6.547	6.717
Abril	3.200	5.910
Mayo	5.082	5.496
Junio	4.567	4.706
Julio	3.924	4.863
Agosto	6.430	5.089
Setiembre	3.010	4.706
Octubre	7.395	4.524
Noviembre	5.082	4.378
Diciembre	4.955	4.863
Anual (KWh/año)	59.632	62.568
	Diferencia porcentual (%)	5%

En base al cuadro anterior se realiza una gráfica para visualizar el comportamiento de la compensación de la acumulación de energía fotovoltaica, con base al consumo de energía de el año 2016. De esta forma se realiza la siguiente gráfica.

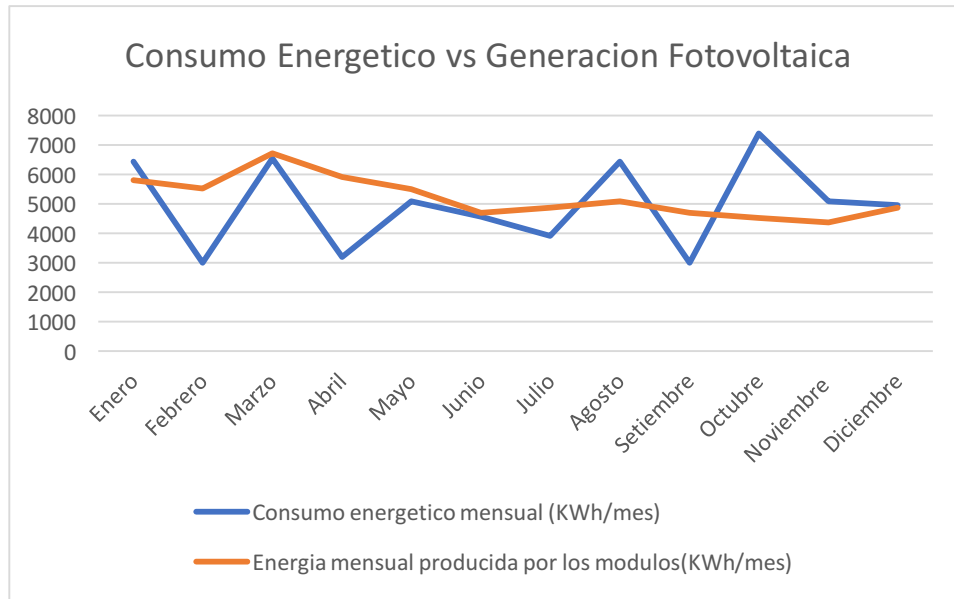


Figura 14 Consumo energético frente a generación fotovoltaica

Fuente: Propia

#### 4.6. Inversor

Para este caso se van a utilizar microinversores. Al microinversor se le dice así porque lo tiene cada panel solar. Como este estudio se realizará con 114 módulos, se van a utilizar 114 microinversores de la marca Enphase del modelo M250. Este microinversor, cuya ficha técnica se encuentra en el anexo 2, contiene la configuración de entrada y salida para un óptimo funcionamiento. Estos microinversores tienen que ir conectados a un sistema de monitoreo. En este caso se escoge un monitor de la marca Enphase modelo Envoy-s. La ficha técnica se encuentra en el anexo 5. Este monitor permite verificar el comportamiento de los microinversores y el de la red eléctrica para tener un mayor control. Permite que el comportamiento del sistema pueda ser visto en diferentes lugares, ya que tiene un

sistema de comunicación el cual puede ser visto utilizando cualquier computadora o teléfono celular.

#### **4.7. Conexión de los paneles**

Como se establece en la teoría, se deben conectar varios paneles, ya sea en serie o en paralelo, para aumentar la carga entregada. Dependiendo del voltaje o corriente directa que pueda soportar un inversor, se configuran la conexión de los paneles solares. En este caso, como cada panel tiene un micro inversor la conexión va a ser en paralelo. Es elegido en paralelo porque si un microinversor falla los demás no se afectan. Como cada panel solar tiene su propio inversor, por defecto los microinversores tienen dos conductores de entrada (el de los paneles solares y un cable de salida). Este cable de salida va conectado al sistema de cable por medio de un “Engage Cable” de la marca Enphase. Este accesorio permite que se puedan conectar todos los microinversores para inyectarlos a las cargas. Este cable se vende por metro y de él se va a necesitar un aproximado de 116 metros. Cada empalme de este conductor se realiza con un acoplador de la marca Enphase modelo ET-SPLK-05 para evitar pérdidas de carga, como se puede ver en la siguiente imagen:



Figura 15. Conector Enphase

Fuente: <https://enphase.com/>

Como este proyecto va a contar con dos filas de paneles solares de 57 módulos cada uno, los 57 microinversores van conectados al cable principal de estos módulos. En la salida de las dos filas se va a tener dos cables Enphase. Estos dos cables van a una caja llamada “AC combiner Box”, una caja que tiene tres disyuntores de corriente alterna dobles de 240V. También tiene el *envoy-s*, un *breaker* simple para el *envoy-s* y una dona CT’S para lectura de consumo. Esta caja se puede ver en el anexo 5. Las cuatro líneas de los dos cables Enphase van conectados a los *braker* dobles. Los dos neutros van a la barra de neutro que tiene la caja y la tierra a la barra de tierras. En la salida de estos *breaker* se combinan las líneas 1 (rojo) y las líneas 2 (negro). La línea 1 pasa por la dona y luego al *breaker* de combinación de salida, en donde se conectan la línea 1 y la línea 2. Ahí va hacia el tablero principal. El *envoy-s* está conectado a la dona y a la barra de combinación. El neutro va a la barra de neutro. Este proceso se puede observar en la siguiente imagen.

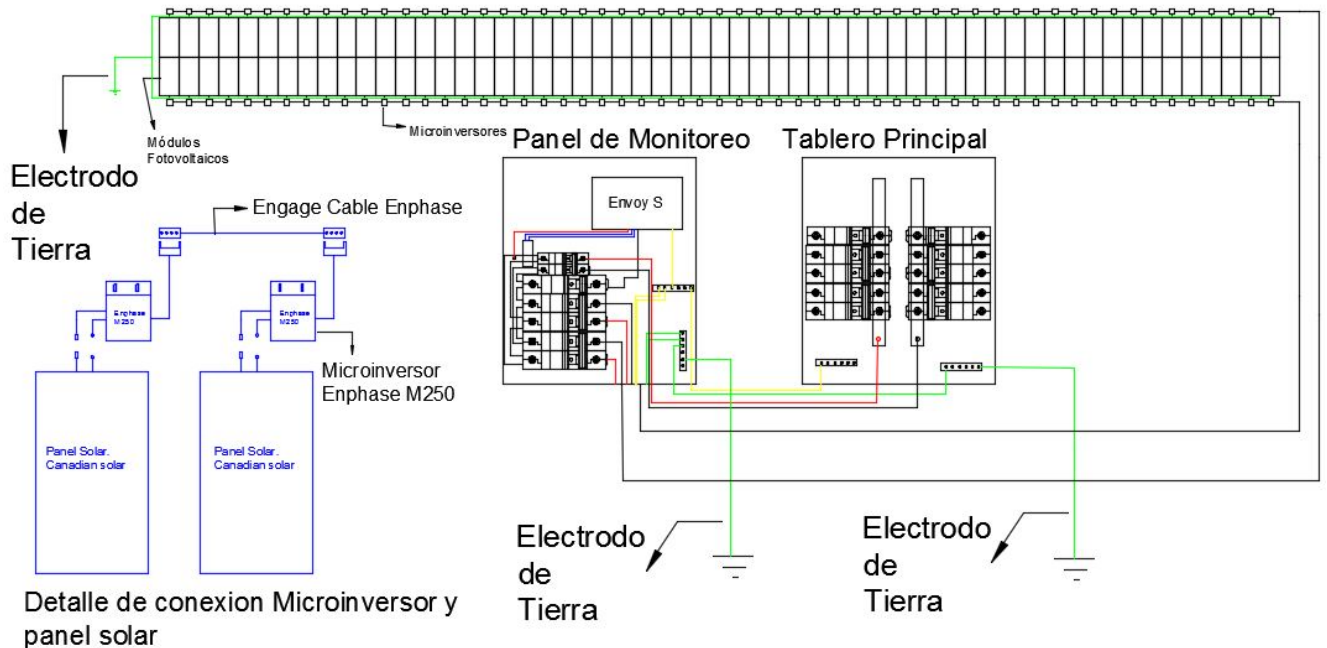


Figura 16 Diagrama unifilar

Fuente: Propia

#### 4.8. Soperteria

Como se mencionó en el diagnóstico, en el techo no se pueden instalar los paneles ya que está en mal estado. En el terreno en donde se van a instalar tiene la capacidad necesaria para que se instale un sistema de soperteria de la marca Chiko, cuya ficha técnica se encuentra en el anexo 4. Fue elegida porque es desarmable y sirve para terrenos. La estructura se vende por cada panel solar. Entonces, se necesitan 114 estructuras. Para armar el sistema en el campo se van a instalar dos filas de 57 estructuras cada una a una distancia aproximada de 114 metros. Se requieren 114 metros ya que los paneles se van a instalar de forma vertical por lo tanto también la estructura se instalará de forma vertical. Se sabe que cada base vertical tiene una distancia aproximada de un metro según la ficha

técnica del módulo fotovoltaico. Para sujetar cada riel de la estructura se utiliza una fijación especial para panel solar, como se puede ver en la siguiente imagen:

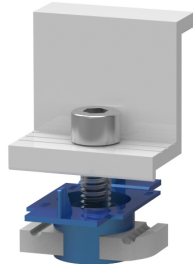


Figura 17 Anclaje para módulos fotovoltaicos

Fuente: <http://www.chikosolar.com/>

Esta fijación viene con el equipo de soportes. Funciona fijando dos de estos en cada extremo de los cuatro paneles que van a estar en la primer columna de la estructura, y la última columnada de la estructura total. La fijación que se usa para sostener cada columna de paneles solares con la siguiente columna es como la de la siguiente imagen:

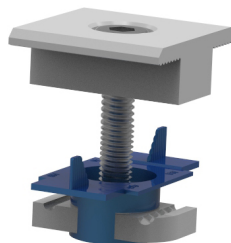


Figura 18 Anclaje para módulo fotovoltaico

Fuente: <http://www.chikosolar.com/>

Esta fijación es utilizada para separar cada columna de los paneles solares. Además, lo fija con el soporte para que no se puedan mover y para evitar así cualquier daño causado por algún movimiento de un panel solar.

#### **4.9. Ángulo de inclinación**

Para este cálculo se aplica la fórmula de inclinación que se especificó en el marco teórico, según la siguiente fórmula:

$$I_m = \Phi + 10^\circ$$

Donde:

$I_m$ : Es la inclinación máxima en grados

$\Phi$ : Es la latitud del lugar de la instalación.

Como se puede ver en la siguiente imagen, el terreno en donde se van a instalar los paneles tiene una latitud de  $10^\circ$ .

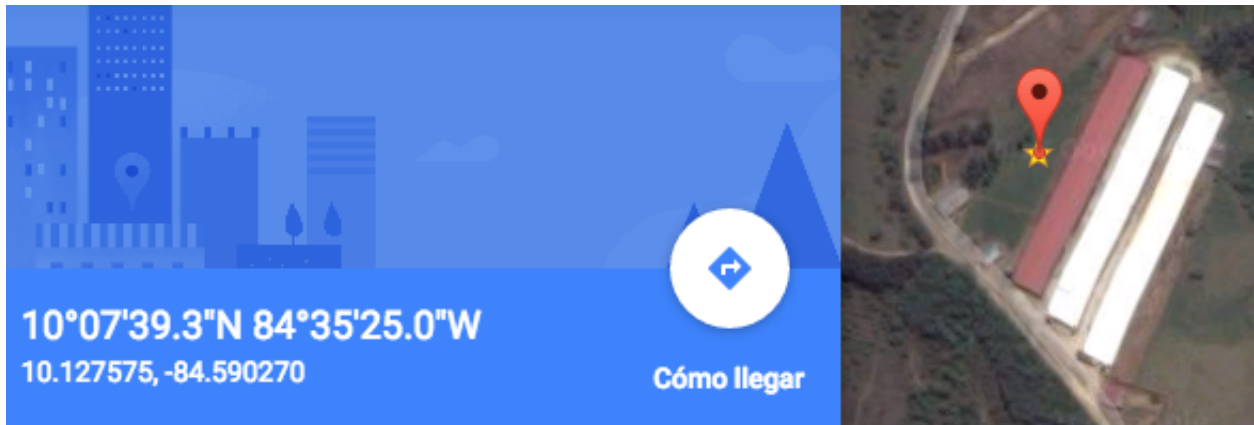


Figura 19 Latitud de los galpones

Fuente: Google maps

Los  $10^\circ$  se sustituyen en la fórmula de la siguiente manera:

$$I_m = /10^\circ / +10^\circ$$

Se da un resultado de inclinación de paneles de  $20^\circ$  hacia el sur. Por lo tanto, el sistema de estructura seleccionado se instala con este ángulo para tener un mejor funcionamiento de los paneles.

#### 4.10. Cálculo de retorno de la inversión

Este cálculo se va a realizar en los dos casos que se dieron anteriormente. El caso uno va a ser con 163 paneles solares y el caso dos va a ser con 114 paneles solares. Se requiere efectuar la inversión inicial, que es tomada de una cotización hecha por la empresa Purasol el 17 de febrero del 2017. Esta cotización se encuentra en el anexo 9. De esta cotización solo se tomarán algunos productos para este proyecto. La inversión total se puede ver en la siguiente tabla:

## Caso 1

Cuadro 9. Inversión del sistema fotovoltaico

Fuente: Propia

Inversion			
Producto	Cantidad	Precio unitario (USD)	total (USD)
Panel Solar	163	252	41076
Estructura para piso	163	85	13855
Microinversor	163	139	22657
Cable especial tipo "Trunk Cable"	163	24	3912
Equipo de monitoreo	1	1125	1125
		Subtotal	¢47.013.625
		10% mano de obra	¢4.701.363
		2% gastos administrativos	¢940.273
		Medidor monofasico	¢48.687
		Total Inversion	¢52.703.947

Para la realización del cuadro anterior se tomaron los datos por unidad y se multiplicaron por la cantidad que sea necesaria para el proyecto. Se obtiene así un subtotal de ¢47.013.625, con un tipo de cambio de ¢569 por 1\$ del día 19 de febrero de 2017, según el Banco Central de Costa Rica. Al subtotal se le suman 10% de la mano de obra, 2% de gastos administrativos y el medidor monofásico, que según la RIE-059-2015 es la tarifa de interconexión (anexo 8) y es de ¢48.687 para medidores monofásicos, de acuerdo con las tarifas de generación distribuida. Se obtiene así un total de inversión de ¢52.703.947.



Con base en el cuadro anterior, el total por pagar al año es de ₡26.363. Esta suma se le debe restar al ahorro de la facturación. Los cargos fijos y el mantenimiento se especificaron en la página anterior y se pueden ver en el siguiente cuadro:

Cuadro 11 Ahorro anual

Fuente: Propia

Ahorro anual	
Tarifa	Anual
Ahorro de facturación anual	₡6.857.680
Cargo de interconexión	₡(26.363,88)
Cargos fijos	₡(790,92)
Mantenimiento	₡(240.000)
Ahorro total	₡6.592.107,04

Se obtienen la inversión inicial y el flujo de caja el cual es el ahorro obtenido de la tabla anterior. Se procede a estimar el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR), para así dar a conocer la rentabilidad del proyecto. Esto se hace con las siguientes fórmulas.

$$VAN = -A + \frac{Q1}{(1+k)^1} + \frac{Q2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{Qn}{(1+k)^n}$$

Donde:

A: Desembolso inicial o costo de la inversión

Q: Flujos de caja (Ahorro – Pagos)

K: Tasa de descuento

$$TIR = + \frac{Q1}{(1 + TIR)^1} + \frac{Q2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{Qn}{(1 + TIR)^n} - A = 0$$

Donde:

A: Desembolso inicial o costo de la inversión

Q: Flujos de caja (Ahorro – Pagos)

Es importante destacar que, debido a la complejidad del cálculo del VAN y la TIR, este se debe realizar haciendo uso Microsoft Excel ©. Se establece una tasa de interés de 8,5%, según el banco con el que trabaja Purasol. Se fija un periodo de veinte años. Para los años restantes se aumenta un 5% de aumento en los cargos de energía de el ICE, según ellos. Por lo que el ahorro varia. Esto se puede visualizar en la siguiente tabla:

Cuadro 12 Retorno de la inversión

Fuente: Propia

Retorno de la Inversion		
Año	Ahorro anual	valor acumulado
Inversion	¢(52,703,947)	
1	¢6,592,107.04	(CRC46,628,272.31)
2	¢6,921,712.39	(CRC40,748,587.12)
3	¢7,267,798.01	(CRC35,058,569.20)
4	¢7,631,187.91	(CRC29,552,100.25)

5	¢8,012,747.31	(CRC24,223,259.32)
6	¢8,413,384.67	(CRC19,066,316.49)
7	¢8,834,053.91	(CRC14,075,726.66)
8	¢9,275,756.60	(CRC9,246,123.59)
9	¢9,739,544.43	(CRC4,572,314.17)
10	¢10,226,521.65	(CRC49,272.79)
11	¢10,737,847.74	CRC4,327,864.02
12	¢11,274,740.12	CRC8,563,802.87
13	¢11,838,477.13	CRC12,663,098.53
14	¢12,430,400.99	CRC16,630,158.85
15	¢13,051,921.04	CRC20,469,249.49
16	¢13,704,517.09	CRC24,184,498.48
17	¢14,389,742.94	CRC27,779,900.74
18	¢15,109,230.09	CRC31,259,322.28
19	¢15,864,691.59	CRC34,626,504.41
20	¢16,657,926.17	CRC37,885,067.77

Para recuperar la inversión se necesitan 11 años. Resultan un VAN de CRC37,885,067.77 y una TIR de 16%.

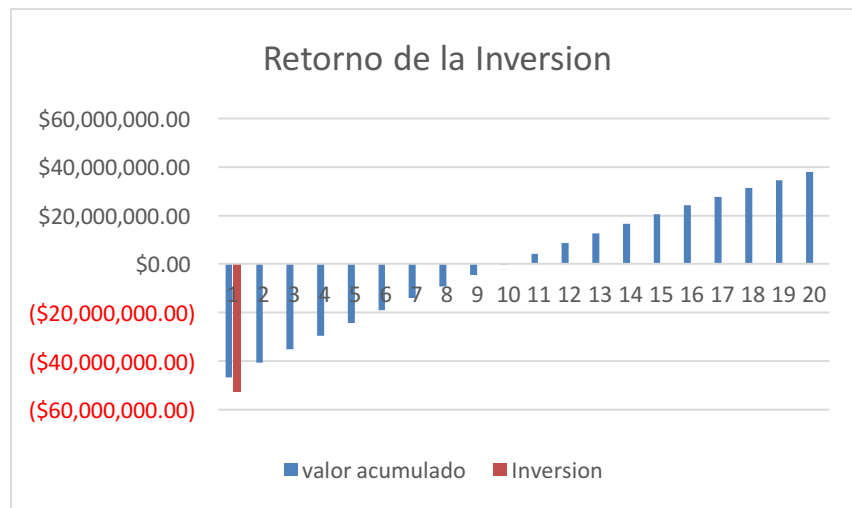


Figura 20 Gráfico de retorno de la inversión

Fuente: Propia

## Caso 2

Cuadro 13 Inversión del sistema fotovoltaico

Fuente: Propia

Inversión			
Producto	Cantidad	Precio unitario (EE.UU)	total (EE.UU)
Panel solar	114	252	28728
Estructura para piso	114	85	9690
Microinversor	114	139	15846
Cable especial tipo "Trunk Cable"	114	24	2736
Equipo de monitoreo	1	1125	1125
Subtotal			¢33,073,125
10% mano de obra			¢3,307,313
2% gastos administrativos			¢661,463
Medidor monofásico			¢48,687
Total, inversión			¢37,090,587

Para la realización del cuadro anterior se tomaron los datos por unidad y se multiplicaron por la cantidad que sea necesaria para el proyecto. Se obtuvo así un subtotal de ¢33.073.125 al tipo de cambio de ¢569 por 1\$ del 19 de febrero del 2017, según el Banco Central de Costa Rica. Al subtotal se le suman 10% de la mano de obra, 2% de gastos administrativos y el medidor monofásico que, según la RIE-059-2015 (la tarifa de interconexión la cual se encuentra en el anexo 8) es de ¢48.687 para medidores monofásicos y de acuerdo con las tarifas de generación distribuida. Finalmente se da un total de inversión de ¢37.090.587.



Con base en el cuadro anterior, el total por pagar al año es de ₡222.726. Este dato se le debe de restar al ahorro de la facturación. Las cargas y el mantenimiento se pueden ver en el siguiente cuadro, como se especificó en la página anterior.

Cuadro 15 Ahorro anual

Fuente: Propia

Ahorro anual	
Tarifa	Anual
Ahorro de facturación anual	₡6,857,680
Cargo de interconexión	₡(222,726.04)
Cargos Fijos	₡(6,681.78)
Mantenimiento	₡(240,000)
Ahorro total	₡6,401,635.74

Se obtienen así la inversión inicial y el flujo de caja el cual es el ahorro obtenido de la tabla anterior. Se procede entonces a estimar el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR), para así dar a conocer la rentabilidad del proyecto. Se utilizan las siguientes fórmulas.

$$VAN = -A + \frac{Q1}{(1+k)^1} + \frac{Q2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{Qn}{(1+k)^n}$$

Donde:

A: Desembolso inicial o costo de la inversión

Q: Flujos de caja (Ahorro – Pagos)

K: Tasa de descuento

$$TIR = + \frac{Q1}{(1 + TIR)^1} + \frac{Q2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{Qn}{(1 + TIR)^n} - A = 0$$

Donde:

A: Desembolso inicial o costo de la inversión

Q: Flujos de caja (Ahorro – Pagos)

Es importante destacar que, debido a la complejidad del cálculo del VAN y la TIR, este se debe realizar haciendo uso de Microsoft Excel ©. Se establece una tasa de interés de 8,5% según el banco que con el que trabaja Purasol, por un periodo de veinte años. Para los años restantes se aumenta un 5% de aumento en los cargos de energía de el ICE, según ellos. Por lo que el ahorro varia. Esto se puede visualizar en la siguiente tabla:

*Cuadro 16 Retorno de la inversión*

Fuente: Propia

Retorno de la Inversion		
Año	Ahorro anual	valor acumulado
Inversion	₡ (37,090,587)	
1	₡ 6,401,635.74	(CRC31,190,461.89)
2	₡ 6,721,717.53	(CRC25,480,663.40)
3	₡ 7,057,803.40	(CRC19,955,051.96)
4	₡ 7,410,693.57	(CRC14,607,686.05)
5	₡ 7,781,228.25	(CRC9,432,815.81)
6	₡ 8,170,289.66	(CRC4,424,876.88)
7	₡ 8,578,804.15	CRC421,515.65
8	₡ 9,007,744.36	CRC5,111,572.92
9	₡ 9,458,131.57	CRC9,650,338.03
10	₡ 9,931,038.15	CRC14,042,691.36
11	₡ 10,427,590.06	CRC18,293,355.88
12	₡ 10,948,969.56	CRC22,406,902.18
13	₡ 11,496,418.04	CRC26,387,753.44
14	₡ 12,071,238.94	CRC30,240,190.15
15	₡ 12,674,800.89	CRC33,968,354.70
16	₡ 13,308,540.93	CRC37,576,255.88
17	₡ 13,973,967.98	CRC41,067,773.15
18	₡ 14,672,666.38	CRC44,446,660.83
19	₡ 15,406,299.70	CRC47,716,552.14
20	₡ 16,176,614.68	CRC50,880,963.08

Se visualiza en el cuadro anterior que para el setimo año ya se ha pagado el sistema fotovoltaico. Ya para el año 20 el VAN es de CRC50,880,963 y la TIR de 21%.

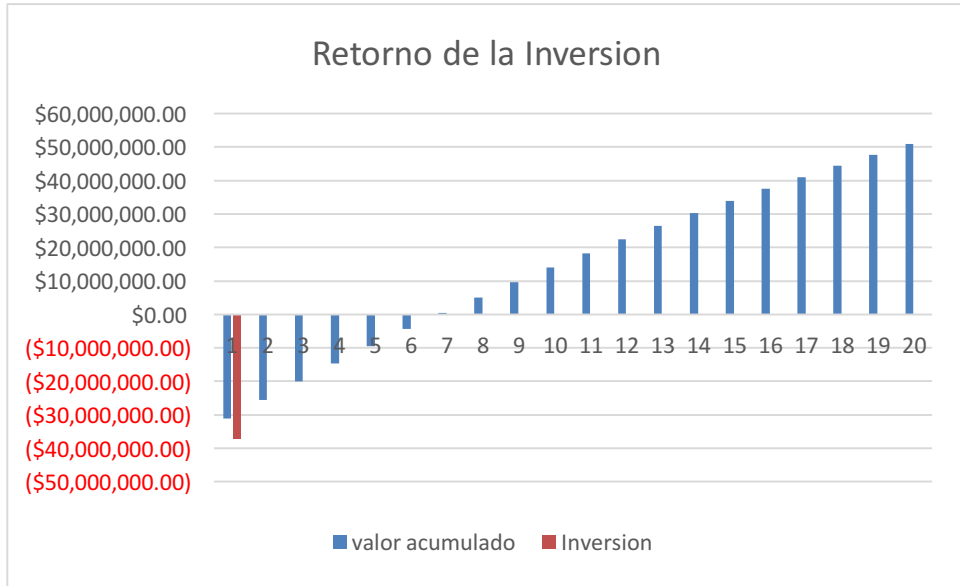


Figura 21 Gráfico de retorno de inversión

Fuente: Propia

#### **4.11. Análisis de resultados**

1. Dados los datos de la facturación eléctrica por parte de la compañía o Instituto Nacional de Electricidad, se puede observar en el cuadro 3 la gran diferencia que hay en mes y medio, ya que en esta granja avícola la producción se da durante cuarenta días. Se debe recordar que hay cuatro etapas y que en promedio el mes tiene 30 días. Cada mes y medio se va a ver una gran diferencia. Por ejemplo, el mes de agosto del año 2016 tiene 31 días. En la primera etapa, la cual dura siete días, los extractores no funcionan y entonces quedan 24 días. En la segunda etapa, la cual es de 14 días, los extractores funcionan pausadamente. Quedan 10 días que corresponden a la última etapa y en los que los extractores funcionan todo el día. En el mes de setiembre los extractores funcionaron todo el día durante 9 días. Fueron 21 días del mes de setiembre en los que no hubo producción, y en ese mes la cuarta etapa de producción duró 15 días. Es decir, en el mes de setiembre solo se utilizaron nueve días de la etapa 3 y 6 días de la primera. Es por eso que se da una diferencia de 3.420KWh/mes de consumo.
2. Debido a los cambios climáticos en el país, cada mes tiene diferentes horas en las que el sol da su máxima energía. Esta energía del sol es dada por el Instituto Meteorológico Nacional. Son horas de sol pico. En San Ramón estas horas de sol tienen un promedio anual de 4.86hsp. Esta es una buena energía para establecer el proyecto de implementación de paneles solares. Como cada mes tiene diferentes horas diarias de picos de energía entregadas por el sol, se hace un

análisis para saber cuánta energía pueden generar los paneles fotovoltaicos. No son lo mismo dos paneles solares de 320w durante un mes, con cuatro horas de sol pico, que los dos mismos paneles pero con 5,94 horas de sol pico. El mes con 4hsp genera 2520Wh/día, mientras que en el mes con 5.94hsp se van a generar 3742Wh/día. Hay una gran diferencia y es por eso que el proyecto se calcula en forma anual, porque los meses con poca irradiación se compensan con los meses que generan altas horas de energía solar. Se da así una compensación anual de generación.

3. Se escoge la marca Canadian solar ya que es la marca con que cuenta la compañía distribuidora. La potencia entregada por cada panel es de 315W y de 320W, según la compañía. Se elige el panel que genera 320W para tener menor número de paneles.
4. En este proyecto se hace el análisis de generación mensual dependiendo de la cantidad de paneles. Para ello se consideran dos casos, pues lo que varía es el número de paneles solares. El caso 1 es con 163 paneles solares y el caso 2 con 114 módulos fotovoltaicos. Por lo tanto, hay una diferencia en la parte financiera del proyecto. Para el caso uno, según el cuadro 9, la inversión es de \$52.703.947, pero para el caso dos, que son 49 módulos solares menos, es una inversión de \$37.090.587. Es menor por tener menos paneles solares. Pero en el caso uno, por tener mayor número de paneles solares, se genera más energía. Por lo tanto, el gasto anual es menor que en el segundo caso,

como se ve en los cuadros 10, para el primer caso, y en el cuadro 14 para el segundo caso. Por ende, para el primer caso la inversión se recupera en 11 años y para el caso dos se recupera en siete años. Se da un VAN de CRC37,885,067.77 y una TIR de 16% y un VAN es de CRC50,880,963 y un TIR de 21%.respectivamente. Por lo tanto, para el primer caso se genera 50% de consumo de energía en el año 2016. Según esto se está desperdiciando energía solar ya que se está produciendo mucha más que la que se consume. Es por eso que se disminuye el número de paneles solares a 114 para generar 5% sobre la energía consumida. Es por eso que se escogen los 114 paneles solares para realizar una menor inversión, y el sistema fotovoltaico puede cubrir el consumo energético sin desperdicio.

5. La tecnología avanza constantemente. Todavía se usan los inversores tradicionales pero ahora en el mercado se están utilizando los microinversores como nueva generación de instalaciones fotovoltaicas. Se escogen microinversores porque ayudan a reducir el problema de sombreado en instalaciones en donde se sabe que habrá sombras de nube. Una de las funciones más atractivas del uso de microinversores es la capacidad que tienen de monitorear el desempeño de cada panel solar de forma independiente. De esta forma se puede saber cuáles son los paneles del sistema que más (o menos) energía producen en lugares en donde se tienen sombras u orientaciones diferentes. También se puede identificar de forma inmediata si un panel o microinversor está dañado o desconectado. En el caso de inversores centrales el monitoreo

se realiza en el nivel sistema, por lo que no es posible conocer el desempeño de cada panel solar de forma individual. Además que para los inversores hay que contemplar en la inversión la construcción de un cuarto eléctrico para que no sufran fallos.

6. Los tipos de cables para este proyecto fueron escogidos para disminuir el riesgo de descargas por malas conexiones o empalmes. Por tanto no hay pérdidas en el flujo de la corriente. La “Enphase AC Combiner Box” con Envoy-S agrupa el equipo de interconexión en un sistema único y moderniza las instalaciones fotovoltaicas al ofrecer una solución uniforme y precableada.
7. En las instalaciones de los paneles solares la soperteria se puede hacer por medios propios. Pero no se tienen los mismos beneficios que comprarlo por cada panel. Es por eso que en este proyecto se implementa la soperteria marca Chico, porque permite soporte para cada panel, con la ventaja de que se puede ampliar para futuras instalaciones fotovoltaicas. Aparte de esto ofrece una movilidad de ángulos, para evitar pérdidas de energía del sol en los paneles solares. Esta marca incluye los anclajes para cada panel.

#### **4.12. Conclusión**

Este proyecto abarca dos casos y la diferencia es la cantidad de paneles en cada uno. Se hizo de esa manera para ver el comportamiento de la generación fotovoltaica. Para el primer caso por tener 163 paneles solares se generan 89.461 KWh al año, según el cuadro 6. Para el segundo caso se generan 62.568 KWh al año, según el cuadro 7. Por lo tanto, en el primer caso se genera 50% más de energía sobre el consumo energético del año 2016 y en el segundo caso se genera 5% más de la energía que se consumió ese mismo año. Por ende, si el proyecto se desarrolla con 163 paneles solares se le está regalando energía al ICE, ya que los galpones no van a consumir 50% más del consumo que se obtuvo en el año 2016. Pero sí puede llegar a consumir 5% más del consumo que se obtuvo en dicho año.

El diagnóstico de la zona geográfica se hizo con base en las horas del día de cada mes que tiene mayor irradiación solar. Es por ello que se escoge el “Estudio del potencial de la energía solar en Costa Rica” que hizo el ICE en varias zonas del país, en el que se destaca las horas pico solares de San Ramón. Dado que los meses de octubre y noviembre presentan menos irradiación solar, con cuatro horas en que el sol está aportando la mayor energía, estas se utilizaron para obtener la cantidad de paneles requerida. Como cada panel solar es de 320W y se obtuvieron 114 de ellos, en el mes más crítico el sistema genera 4.524 kWh/mes, como se observa en el cuadro 7. Entonces, por ejemplo, si en el mes de marzo en que las horas solares son de 5.94, el sistema fotovoltaico genera 6.717 KWh al mes, como se ve en el cuadro 7. Por eso, si en algún año en ese mes de marzo hay algún cambio climático, el sistema está en condiciones de producir la

cantidad de energía necesaria para inyectarla a los galpones con cuatro horas solares pico.

Para este proyecto se escogió un terreno de  $3.823\text{m}^2$ , como se estableció en el diagnóstico. Se escogió ese terreno ya que, además de no presentar infraestructura, está localizado hacia el sur con respecto a los galpones, por lo cual se instalarán los 114 paneles solares en un área de  $425\text{m}^2$ . Si en algún momento el cliente toma la decisión de instalar otro galpón con un sistema fotovoltaico, los paneles solares se podrán instalar en ese mismo terreno.

En este proyecto se realizó una fórmula para obtener la cantidad de paneles solares (pag 53). Basándose en esta fórmula, da como resultado 207 paneles solares. Pero según la normativa del ARESEP en el artículo 34 (pag 35), los excedentes a la red tienen un límite de un año, además de esto, el sobrante de energía generada no será pagada al consumidor según el artículo 41 (pag 36). Por lo que se hace un estudio anual, con los 207 paneles solares, da como resultado un 90% más de generación fotovoltaico sobre el consumo del año anterior. De esta manera se realizaron dos casos, el acaso 1 con un 50% más de generación fotovoltaico y un segundo caso con un 5%. Para llegar a estos datos, se disminuyen la cantidad de paneles solares, con 163 módulos fotovoltaicos para el caso uno y 114 paneles solares para el segundo caso. Comprobando así que haciendo el estudio anual y comparando este con el consumo de energía, se asegura una disminución de costos, además de anular el desperdicio de energía.

#### **4.13. Recomendaciones**

Contratar a una empresa con experiencia en el campo que pueda hacerse cargo de los trámites, la instalación y su debido mantenimiento. Esto con el fin de que el sistema funcione correctamente y tenga garantía de la empresa responsable, dar el seguimiento necesario al funcionamiento de los equipos e intervenir cuando sea necesario.

Se debe escoger el mes más crítico de irradiación solar para efectuar los cálculos de la cantidad de paneles deseada en un proyecto de sistema fotovoltaico, ya que si se escoge el mes con más irradiación solar, con las fórmulas de cantidad de paneles, daría menos módulos fotovoltaicos que con el mes con menos horas solares.

Se recomienda hacer dos filas de módulos fotovoltaicos para aprovechar al máximo el terreno y pensar en futuras implementaciones de sistemas fotovoltaicos. Además, no era recomendado instalar los paneles solares en el techo, ya que están en mal estado.

Es importante poseer conceptos básicos del uso del programa AutoCad pues con esta herramienta es más fácil instalar sistemas fotovoltaicos. Con este programa se hacen diagramas unifilares para la instalación. Esto para entender mejor la conexión del sistema, para que cada técnico pueda instalar cada dispositivo fotovoltaico.

El microinversor es un dispositivo nuevo que tecnológicamente tiene varias ventajas, como es el poder ver el funcionamiento de cada dispositivo del sistema fotovoltaico. Esto se puede hacer en cualquier parte del mundo por

medio de un teléfono celular o una computadora. También se puede saber si algún panel fotovoltaico está dañado, o algún microinversor. Otra ventaja es que si un módulo fotovoltaico tiene alguna sombra de nube solo es afectado ese panel solar y no el sistema fotovoltaico.

#### **4.14. Bibliografía**

(2017). La Gaceta N.º 69. Recuperado el 4 de febrero 2017 de <http://www.AR-NT-POASEN> 2014.

(2017). La Gaceta. Recuperado 8 de febrero 2017, de [http://La gaceta-Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla](http://La%20gaceta-Reglamento%20generaci3n%20distribuida%20para%20autoconsumo%20con%20fuentes%20renovables%20modelo%20de%20contrataci3n%20medici3n%20neta%20sencilla).

(2017). Estudio del Potencial Solar en Costa Rica. Recuperado el 20 de febrero 2017 de <http://www.acesolar.org/wp-content/uploads/2016/03/INFORME-FINALCONSULTORIA-SOLAR.pdf>

Europe SunFields (2017). [www.sfe-solar.com](http://www.sfe-solar.com). Recuperado el 28 de febrero 2017, de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/instalaciones-fotovoltaicas-tipos-de-mantenimiento/>

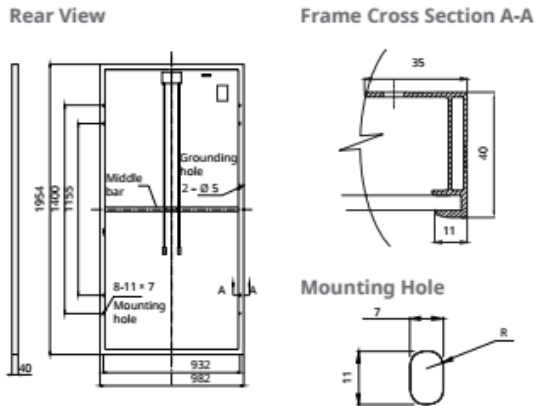
Sitio solar.(2017). Sitio solar. Recuperado el 26 de febrero de 2017 de [http/ www.sitiosolar.com](http://www.sitiosolar.com).

Portada (2017) [Es.wikipedia.org](http://es.wikipedia.org) recuperado el 22 de enero 2017 de <https://es.wikipedia.org>

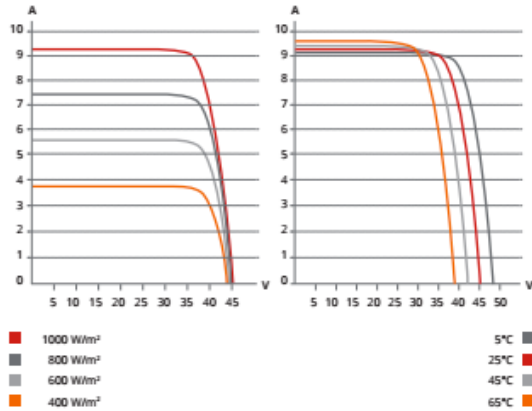
# Anexos

## Anexo 1

### ENGINEERING DRAWING (mm)



### CS6X-320P / I-V CURVES



### ELECTRICAL DATA / STC\*

CS6X	310P	315P	320P
Nominal Max. Power (Pmax)	310 W	315 W	320 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.4 V	36.6 V	36.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.52 A	8.61 A	8.69 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.9 V	45.1 V	45.3 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.18 A	9.26 A
Module Efficiency	16.16 %	16.42 %	16.68 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

### ELECTRICAL DATA / NOCT\*

CS6X	310P	315P	320P
Nominal Max. Power (Pmax)	225 W	228 W	232 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.2 V	33.4 V	33.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.77 A	6.84 A	6.91 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.3 V	41.5 V	41.6 V
Short Circuit Current (Isc)	7.36 A	7.44 A	7.50 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

### MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1954×982×40 mm (76.9×38.7×1.57 in)
Weight	22 kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000V (UL), 1150 mm (45.3 in)
Connectors	Friends PV2a (IEC), Friends PV2b (IEC / UL)
Standard	26 pieces, 620 kg (1366.9 lbs)
Packaging	(quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	624 pieces (40' HQ)

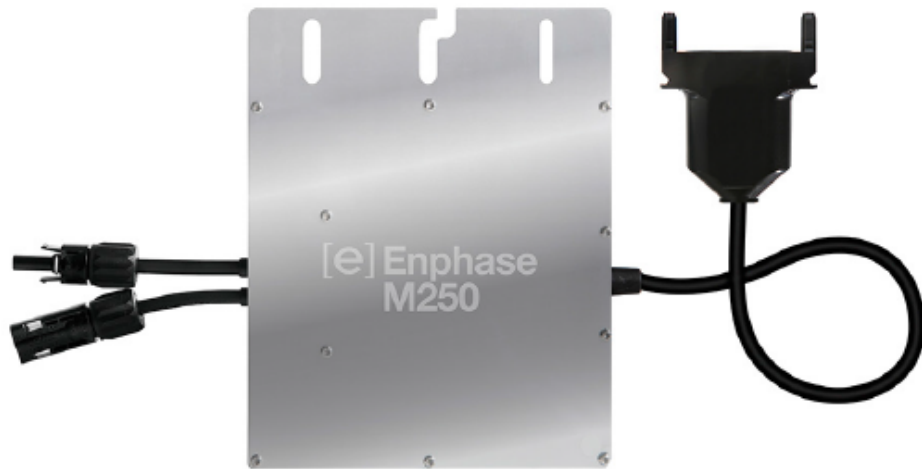
### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C



Enphase® Microinverters

# Enphase® M250



The **Enphase® M250 Microinverter** delivers increased energy harvest and reduces design and installation complexity with its all-AC approach. With the M250, the DC circuit is isolated and insulated from ground, so no **Ground Electrode Conductor (GEC)** is required for the microinverter. This further simplifies installation, enhances safety, and saves on labor and materials costs.

The Enphase M250 integrates seamlessly with the Engage® Cable, the Envoy® Communications Gateway™, and Enlighten®, Enphase's monitoring and analysis software.

### PRODUCTIVE

- Optimized for higher-power modules
- Maximizes energy production
- Minimizes impact of shading, dust, and debris

### SIMPLE

- No GEC needed for microinverter
- No DC design or string calculation required
- Easy installation with Engage Cable

### RELIABLE

- 4th-generation product
- More than 1 million hours of testing and millions of units shipped
- Industry-leading warranty, up to 25 years



Enphase® M250 Microinverter // DATA

INPUT DATA (DC)		M250-60-2LL-S22, M250-60-2LL-S25	
Recommended input power (STC)	210 - 310 W		
Maximum input DC voltage	48 V		
Peak power tracking voltage	27 V - 39 V		
Operating range	16 V - 48 V		
Min/Max start voltage	22 V / 48 V		
Max DC short circuit current	15 A		
OUTPUT DATA (AC)		②208 VAC	②240 VAC
Peak output power	250 W	250 W	
Rated (continuous) output power	240 W	240 W	
Nominal output current	1.15 A (A rms at nominal duration)	1.0 A (A rms at nominal duration)	
Nominal voltage/range	208 V / 183-229 V	240 V / 211-264 V	
Nominal frequency/range	60.0 / 57-61 Hz	60.0 / 57-61 Hz	
Extended frequency range*	57-62.5 Hz	57-62.5 Hz	
Power factor	>0.95	>0.95	
Maximum units per 20 A branch circuit	24 (three phase)	16 (single phase)	
Maximum output fault current	850 mA rms for 6 cycles	850 mA rms for 6 cycles	
EFFICIENCY			
CEC weighted efficiency	96.5%		
Peak inverter efficiency	96.5%		
Static MPPT efficiency (weighted, reference EN50530)	99.4 %		
Night time power consumption	65 mW max		
MECHANICAL DATA			
Ambient temperature range	-40°C to +65°C		
Dimensions (WxHxD)	171 mm x 173 mm x 30 mm (without mounting bracket)		
Weight	1.6 kg (3.4 lbs)		
Cooling	Natural convection - No fans		
Enclosure environmental rating	Outdoor - NEMA 6		
Connector type	M250-60-2LL-S22: MC4 M250-60-2LL-S25: Amphenol H4		
FEATURES			
Compatibility	Compatible with 60-cell PV modules		
Communication	Power line		
Integrated ground	The DC circuit meets the requirements for ungrounded PV arrays in NEC 690.35. Equipment ground is provided in the Engage Cable. No additional GEC or ground is required. Ground fault protection (GFP) is integrated into the microinverter.		
Monitoring	Enlighten Manager and MyEnlighten monitoring options		
Compliance	UL1741/IEEE1547, FCC Part 15 Class B, CAN/CSA-C22.2 NO. 0-M91, 0.4-04, and 107.1-01		

\* Frequency ranges can be extended beyond nominal if required by the utility

To learn more about Enphase Microinverter technology, visit [enphase.com](http://enphase.com)



## Anexo 3

Data Sheet  
Enphase Networking

---

# Enphase Envoy-S Series

The **Enphase Envoy-S™** communications gateway delivers solar production and energy consumption data to Enphase Enlighten™ monitoring and analysis software for comprehensive, remote maintenance and management of the Enphase Microinverter System.

With revenue grade production metering and consumption monitoring options, Envoy-S is the platform for total energy management and integrates with the Enphase AC Battery™.

---



### Smart

- Enables web-based monitoring and control
- Bidirectional communications for remote upgrades

### Simple

- Easy system configuration using Enphase Installer Toolkit™ mobile app
- Flexible networking with Wi-Fi, Ethernet, or cellular

### Reliable

- Designed for installation indoors or outdoors
- Five-year warranty



LISTED

To learn more about Enphase offerings, visit [enphase.com](http://enphase.com)



## Enphase Envoy-S

MODEL NUMBERS	
Enphase Envoy-S Standard™ ENV-S-AB-120-A	Enphase Envoy-S communications gateway with basic PV production monitoring (+/- 5%).
Enphase Envoy-S Metered™ ENV-S-AM1-120	Enphase Envoy-S communications gateway with integrated revenue grade PV production metering (ANSI C12.20 +/- 0.5%) and optional consumption monitoring (+/- 2.5%).
ACCESSORIES (Order Separately)	
Enphase Mobile Connect™ CELLMODEM-01	Plug and play industrial grade cellular modem with five-year data plan for systems up to 60 microinverters. (Available in the US, Canada, Mexico, Puerto Rico, and the US Virgin Islands, where there is adequate cellular service in the installation area.)
Consumption Monitoring CT CT-200-SPLIT	For use with ENV-S-AM1-120, split-core current transformers enable whole home consumption metering (+/- 2.5%).
POWER REQUIREMENTS	
Cord connected	120 VAC, 60 Hz (ENV-S-AB-120-A) Max 15 A overcurrent protection required
Hardwired	120 VAC, 60 Hz (ENV-S-AB-120-A) 120/240 VAC split-phase (ENV-S-AM1-120) Max 15 A overcurrent protection required
CAPACITY	
Number of microinverters polled	Up to 600
MECHANICAL DATA	
Dimensions (WxHxD)	21.3 x 12.6 x 4.5 cm (8.4" x 5" x 1.8")
Weight	17.6 oz (498 g)
Ambient temperature range	-40° to 65° C (-40° to 149° F) -40° to 46° C (-40° to 115° F) if installed in an enclosure
Environmental rating	IP30. For installation indoors or in an NRTL-certified, NEMA type 3R enclosure.
Altitude	To 2000 meters (6,560 feet)
INTERNET CONNECTION OPTIONS	
Integrated Wi-Fi	802.11b/g/n
Ethernet	802.3, Cat5E (or Cat 6) UTP Ethernet cable (not included)
Mobile	Optional, CELLMODEM-01 (not included)
COMPLIANCE	
Compliance	UL 916 CAN/CSA C22.2 No. 61010-1 47 CFR, Part 15, Class B, ICES 003 IEC/EN 61010-1:2010, EN50065-1, EN61000-4-5, EN61000-6-1, EN61000-6-2 Metering: ANSI C12.20 accuracy class 0.5 (ENV-S-AM1-120)

To learn more about Enphase offerings, visit [enphase.com](http://enphase.com)

© 2015 Enphase Energy. All rights reserved. All trademarks or brands used are the property of Enphase Energy, Inc.  
04/18/2015



## Envoy Communications Gateway // DATA

### INTERFACE

Power Line Communications	Enphase proprietary
Local Area Network (LAN)	10/100 auto-sensing, auto-negotiating, 802.3

### LAN CONNECTION OPTIONS

Cable Assembly, Ethernet, RJ45, Orange, 10ft	Included with ENV-120-01 and ENV-120-02
Power line communication bridge pair	Included with ENV-120-01
Wireless N USB adapter (802.11b/g/n)	Included with ENV-120-02

### POWER REQUIREMENTS

AC supply	120 VAC, 60 Hz
Power consumption	2.5 watts typical, 7 watts maximum

### CAPACITY

Number of microinverters polled	Recommended up to 600
---------------------------------	-----------------------

### MECHANICAL DATA

Dimensions (WxHxD)	222.5 mm x 112 mm x 43.2 mm (8.8" x 4.4" x 1.7")
Weight	340 g (12 oz.)
Ambient temperature range	-40°C to +65°C (-40° to 149°F)
Cooling	Natural convection—no fans
Enclosure environmental rating	Indoor NEMA 1

### FEATURES

Standard warranty term	Two years
Compliance	UL 60950-1, EN 60950-1, CSA22.2 No. 60950-1 and IEC 60950-1, FCC Part 15 Class B
API available	System-level production data

To learn more about Enphase Microinverter technology, visit [enphase.com](http://enphase.com)



© 2014 Enphase Energy. All rights reserved. All trademarks or brands in this document are registered by their respective owner.

## Anexo 4

### Chiko 4 Pole Ground System

< Prev | Next >



Description ▾

Send Inquiry ▾

### Chiko 4 Pole Ground System

#### Features:

- Chiko Rack system for screw foundations and concrete foundations
- System with 25°, 30°, 35° and 40°, 45° tilt angle (different angles on request)
- Installation-friendly thanks to ideally coordinated components
- Can also be used for difficult soil classes (e.g. conversion and disposal sites)
- Individual planning and statics for each system
- Very attractive price-performance ratio
- Tested by leading building aerodynamics engineers
- Modular structure suitable for any system size

## Technical data

Field of application	Ground mounted
Type of soil	Almost all soil classes
PV modules	Suitable for all standard module types
Module orientation	horizontal / vertical
Material	Al-6005-T5,galvanized steel
Connecting elements	Stainless steel screws A2-70
Static principles	Calculation principles in accordance with Eurocode9-dimensioning and design of aluminum frames; load assumption in accordance with DIN 1055/ Eurocode1
Span width	3-4m
System components	Individual planning
Warranty	12 years

## Enphase AC Combiner Box with Enphase Envoy-S



Contact Information

## Technical Data

Model Number	
AC Combiner Box, Metered XAM1-120	AC combiner with Enphase Envoy-S Metered™ for integrated revenue grade PV production metering (ANSI C12.20 +/- 0.5%) and optional consumption monitoring (+/- 2.5%).
Accessories (Order Separately)	
Enphase Mobile Connect™ CELLMODEM-01	Plug and play industrial grade cellular modem with five-year data plan for residential systems up to 12 kW. (Available in the US, Puerto Rico, and the US Virgin Islands.)
Consumption Monitoring CT CT-200-SPLIT (order two)	Split core current transformers enable whole home consumption metering (+/- 2.5%).
Electrical Specifications	
Maximum system size	11.5 kW at 240 VAC
Rating	Continuous duty
Maximum system voltage	240 VAC
Rated output current	48 A
Rated input current, each DG input	16 A
Maximum fuse/circuit breaker rating (output)	60 A
Solar branch circuit breakers	Three 2-pole 20A/240 VAC DIN rail-mounted breakers
Production Metering CT	200A solid core pre-installed on solar busbar and wired to Envoy-S
Mechanical Data	
Dimensions (WxHxD)	38.0 x 38.7 x 20.3 cm (15.0" x 15.3" x 8.0")
Weight	5.1 kg (11.2 lbs)
Ambient temperature range	-40°C to +46°C (-40° to 115°F)
Cooling	Vented, natural convection
Enclosure environmental rating	Outdoor, NRTL-certified, NEMA type 3R, polycarbonate construction
Wire size	12 to 6 AWG copper conductors for branch inputs. 12 to 4 AWG copper conductors for combined output. Follow local code requirements for conductor sizing.
Altitude	To 2000 meters (6,560 feet)
Internet Connection Options	
Integrated Wi-Fi	802.11b/g/n
Ethernet	802.3, CAT5E or CAT6 UTP @cable (not included)
Cellular	Optional, CELLMODEM-01 (not included)
Compliance	
Compliance, Combiner Box	UL 1741
Compliance, Envoy-S	UL 916 CAN/CSA C22.2 No. 61010-1 47 CFR, Part 15, Class B, ICES 003 IEC/EN 61010-1:2010, EN50065-1, EN61000-4-5, EN61000-6-1, EN61000-6-2 Metering: ANSI C12.20 accuracy class 0.5

---

Engage Cable System and Accessories

---

# Enphase® Engage Cable



---

The **Engage™ Cable** is a continuous length of 12AWG cable with pre-installed connectors for Enphase Microinverters. The cable is handled like standard outdoor-rated electrical wire, allowing it to be cut, spliced and extended as needed.

The **Engage Accessories** complement the Engage Cable and give it the ability to adapt to any installation.

---

## FAST

- Quick installation
- Large branch capacity

## FLEXIBLE

- Simple design
- No additional cables

## SAFE

- No high voltage DC
- Reduced fire risk



**CABLE TYPES / ORDERING OPTIONS**






Voltage	Connector Spacing	PV Module Orientation	Model Number	#Connectors*	Weight**
240 VAC, 4 conductors	1.025 meter (40")	Portrait	ET10-240-40	40	40 lbs
240 VAC, 4 conductors	1.7 meter (67")	Landscape	ET17-240-40	40	45 lbs
208 VAC, 5 conductors	1.025 meter (40")	Portrait	ET10-208-30	30	30 lbs
208 VAC, 5 conductors	1.7 meter (67")	Landscape	ET17-208-30	30	35 lbs

\*additional lengths available through Enphase authorized distributors. \*\*weights are approximate

**CABLE SPECIFICATIONS**

Description	Rating
Cable temperature rating	90°C (194°F) wet/dry
Cable insulator rating	THWN-2
UV exposure rating	UL 746 C, F1
Conductor size	12AWG
Compliance	IEC 60529 IP67, CAN/CSA 22.2 No. 21, 182.3, UL 486A/B, 514C, 6703, and 9703
Cable rating	TC-ER
Cable Diameter	1.25 cm (0.49")
Minimum bend radius	12 cm (4.75")

**ENGAGE ACCESSORIES**

 <p><b>Branch Terminator</b> One terminator needed per branch circuit ET-TERM-10 (sold in packs of 10)</p>	 <p><b>Disconnect Tool</b> Plan to use at least one per installation ET-DISC-05 (sold in packs of 5)</p>
 <p><b>Watertight Sealing Cap</b> One needed to cover each unused connector on the cabling ET-SEAL-10 (sold in packs of 10)</p>	 <p><b>Cable Clip</b> Many needed to fasten cabling to the racking or to secure looped cabling ET-CLIP-100 (sold in packs of 100)</p>
 <p><b>Engage Coupler</b> Used for splicing two power cables within an array ET-SPLK-05 (sold in packs of 5)</p>	

To learn more about Enphase Microinverter technology, visit [enphase.com](http://enphase.com)



Anexo 7

<b>Empresa</b>	<b>Tarifa de Acceso (c/kWh)</b>
ICE	28,44
CNFL	17,92
JASEC	14,68
ESPH	8,48
COOPELESCA	9,50
COOPEGUANACASTE	15,98
COOPESANTOS	27,13
COOPEALFARO	17,96

Anexo 8

Cargo (colones):

<b>Tipo de Medidor</b>	<b>Cargo de Interconexión</b>
Medidor monofásico	48 687
Medidor trifásico sencillo	542 004
Medidor trifásico con registro	1 286 240

Anexo 9

		feb. 17, 2017 Cotización Preliminar #3058 ( Pendiente) Ubicación de Inventario - Términos de Pago Ninguno
Empresa Purasol Vida Natural SRL Dirección Contiguo a Ferreteria Fixur Ciudad San Isidro de General (San Jose) Código Postal 11901 País COSTA RICA Teléfono (506) 4001-8630 Impuesto ID 3-102-585489	Cliente Jean Carlo Sibaja Nuñez Impuesto ID jeancarlo1624@gmail.com	

#	SKU	Descripción del Producto	Cantidad	Unidad de Precio (USD)	Descuento	Impuesto	Total de Renglones (USD)
1	0101004	Panel solar policristalino 320W - Canadian solar - CS6x-320P	116	252,00	0,00	0,00	29.232,00
2	9800037	Set de estructura para piso, certificada, con angulo de 12 grados, rieles aluminio, anclaje acero galvanizado, aterizado - Chiko - precio por panel	116	85,00	0,00	0,00	9.860,00
3	0202002	Micro inversor, 250W, 240/208VAC, 60Hz, 16-45VDC para módulos de 72Celdas, entrada MC, salida cable 16" Engage- Enphase - M250-72-2LL-S22 MC4	116	139,00	0,00	0,00	16.124,00
4	0904003	Cable especial tipo "Trunk cable" para micro inversor Enphase monofásico 240V para panel en posición Portrait (vertical) - Enphase - ET10-240	116	24,00	0,00	0,00	2.784,00
5	1801012	Solar cable clip inox, 4,0 - Chiko - CK-FSC-CP2	232	0,32	0,00	0,00	74,24
6	9800011	Set de cable para Enphase, cable tipo TGP AC 4 líneas AWG8, conectores de caja, regleta, tape eléctrico (si se necesita), tubería metálica tipo EMT + accesorios	8	185,00	0,00	0,00	1.480,00

#	SKU	Descripción del Producto	Cantidad	Unidad de Precio (USD)	Descuento	Impuesto	Total de Renglones (USD)
7	0904004	Caja de unión para extender cable Enphase- Enphase - AC-TRUNK CABLE JOINER - ET-SPLK-05	8	16,00	0,00	0,00	128,00
8	9800029	Set de imprevistos y pequeño material por paquete de máx. 16 Enphase, disyuntor AC (0805005)	8	74,00	0,00	0,00	592,00
9	1501002	Dispositivo de protección de sobre tensión, 3 hilos, 300 V AC, para sistemas de 120 / 240VAC - Midnite Solar - MNSPD300-AC	1	165,00	0,00	0,00	165,00
10	1403004	Data logger (equipo de monitoreo) + caja de combinación (IP66, tapa transparente), para sistema de micro inversor Enphase, suscripción por vida del sistema, incluya Envoy S , 3 disyuntores AC doble 240V 20A, breaker simple para el Envoy S, dona (CT's) para lectura de producción, dona para lectura de consumo de edificio, toma por extender (opcional) - Enphase - Enphase AC Combiner Box + CT's	1	1.125,00	0,00	0,00	1.125,00
11	1701022	Entrega normal - Purasol.	1	148,00	0,00	0,00	148,00
12	1701002	Tramites de permisos, estudio de radiación, planos eléctricos, planos unificar, planos generales, solicitud de interconexión, estudio de viabilidad, estudio de radiación, registro al colegio de arquitectos de los planos, organización del cambio del medidor, manejo de comunicación con empresa distribuidora - Proyecto menos de 20Kwp hasta 100Kwp - Purasol.	1	1.980,00	0,00	0,00	1.980,00
13	1701054	Instalación de paneles fotovoltaico de más de 300W - mano de obra asegurada - material especializado - técnico certificado - precio por panel mínimo 30 paneles hasta máximo 120 paneles - Purasol	116	64,00	0,00	0,00	7.424,00

#	SKU	Descripción del Producto	Cantidad	Unidad de Precio (USD)	Descuento	Impuesto	Total de Renglones (USD)
						Cantidad (Total)	840
						SubTotal	71.116,24
						Descuento	0,00
						Impuesto	0,00
						Total (USD)	71.116,24

Cualquier producto sin impuesto notado es, por defecto, gravado.

Condiciones de venta y certificado de garantía están disponible contra pedida. Validez de la oferta: 15 días.

**Banco Nacional de Costa Rica:**

Cuenta Corriente Colones: 100 01 010 007754 2

Cuenta Cliente Colones: 15101010010077545

Cuenta Corriente Dólares: 200 02 010 016852 4

Cuenta Cliente Dólares: 15101020020168523

En el momento de hacer el deposito, por favor, indicar el número de oferta. La oferta está en Dólares, si paga en Colones, se toma el tipo de cambio "venta" del banco central de Costa Rica del día de pago. Firmar la oferta por aceptación con nombre completo y numero de cédula.