

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**  
**SEDE CUENCA**  
**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

*Trabajo de titulación previo  
a la obtención del título  
de Ingeniero Eléctrico*

**PROYECTO TÉCNICO CON ENFOQUE INVESTIGATIVO:**  
**“ANÁLISIS DE COSTOS PARA LA OPERACIÓN DE SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS DOMICILIARIOS PARA LA CIUDAD DE CUENCA”**

**AUTORES:**

ADRIÁN ANTONIO ENCALADA MONTERO

JUAN CARLOS SANCHO SÁNCHEZ

**TUTOR:**

ING. JOSÉ MANUEL ALLER CASTRO, Ph.D

CUENCA - ECUADOR

2022

## CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros, Adrián Antonio Encalada Montero con documento de identificación N° 0302617675 y Juan Carlos Sancho Sánchez con documento de identificación N° 1900801836, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del trabajo de titulación: **“ANÁLISIS DE COSTOS PARA LA OPERACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMICILIARIOS PARA LA CIUDAD DE CUENCA”**, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: *Ingeniero Eléctrico*, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en nuestra condición de autores nos reservamos los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, enero del 2022.



Adrián Antonio Encalada Montero

C.I. 0302617675



Juan Carlos Sancho Sánchez

C.I. 1900801836

## CERTIFICACIÓN

Yo, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: **“ANÁLISIS DE COSTOS PARA LA OPERACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMICILIARIOS PARA LA CIUDAD DE CUENCA”**, realizado por Adrián Antonio Encalada Montero y Juan Carlos Sancho Sánchez, obteniendo el *Proyecto Técnico con enfoque investigativo*, que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, enero del 2022.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'José Manuel Allier Castro', with a long horizontal stroke extending to the right.

Ing. José Manuel Allier Castro, Ph.D

C.I. 0151561800

## DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Nosotros, Adrián Antonio Encalada Montero con documento de identificación N° 0302617675 y Juan Carlos Sancho Sánchez con documento de identificación N° 1900801836, autores del trabajo de titulación: **“ANÁLISIS DE COSTOS PARA LA OPERACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMICILIARIOS PARA LA CIUDAD DE CUENCA”**, certificamos que el total contenido del *Proyecto Técnico con enfoque investigativo*, es de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, enero del 2022.



Adrian Antonio Encalada Montero

C.I. 0302617675



Juan Carlos Sancho Sánchez

C.I. 1900801836

## **DEDICATORIA**

### Dedicatoria 1

Mi tesis la dedico con todo mi corazón a mis padres y hermano, porque me han forjado como la persona que soy hoy en día. Su paciencia, amor y bendición me ha protegido y me ha llevado por el buen camino, motivándome alcanzar todos mis sueños por todo esto y mas les dedico este trabajo.

**Adrián Antonio Encalada Montero**

### Dedicatoria 2

El presente trabajo esta dedicado principalmente a Dios, a mis padres y hermanos , por ser el motor y darme la fuerza necesaria para continuar en este camino de obtener uno de los anhelos más deseados.

**Juan Carlos Sancho Sánchez**

## RESUMEN

El presente proyecto consiste en diseñar y calcular los elementos necesarios para operar una planta de microgeneración fotovoltaica para autoabastecer de energía una vivienda de la ciudad de Cuenca. Con estos cálculos se pretende cubrir la demanda durante los días de sol y los excedentes entregar a la red eléctrica.

El documento contiene cálculos del perfil de carga de una vivienda compuesta por una familia de 3 a 5 personas, los datos recolectados como la irradiación solar, la temperatura ambiente de la ciudad, con todo estos datos se encuentra la potencia ( $W_p$ ) necesaria para el abastecimiento y la orientación y el ángulo a las cual deben ser colocados los paneles solares de planta de generación.

Con la energía que puede producir el generador fotovoltaico se puede obtener el beneficio económico al vender los excedentes de energía durante día, para ello la energía consumida ( $Q_c$ ) deber ser menor a la energía generada ( $Q_g$ ), para este caso de estudio los meses mas favorables son: enero, febrero, marzo, abril, mayo, septiembre, octubre, noviembre y diciembre puestos que estos meses presentan mayor incidencia de radiación solar.

# ÍNDICE

<b>1 Energía Solar Fotovoltaica</b>	<b>6</b>
1.0.1 Radiación solar	6
1.0.2 La energía fotovoltaica en el mundo	8
1.0.3 Energía fotovoltaica en América Latina	12
1.1 Irradiancia en el Ecuador	13
1.1.1 Elementos de una instalación fotovoltaica	15
1.1.1.1 Panel fotovoltaico	15
1.1.1.2 Clasificación de los paneles solares	15
1.1.1.3 Efecto fotovoltaico	16
1.1.1.4 Curva de carga	17
1.1.2 Inversores	18
1.1.2.1 Parámetros principales de un inversor	18
1.1.2.2 Rendimiento del Inversor	19
1.1.3 Seguidores solares	19
1.1.4 Cableado	20
1.1.5 Ventajas y Desventajas	20
1.2 Clasificación de las instalaciones fotovoltaicas	20
1.2.1 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red	21
1.2.2 Sistemas fotovoltaicos aislados de la red	22
1.3 Metodología	23
1.3.1 Cuantificación de la radiación solar y modelación de demanda eléctrica residencial	23
1.3.2 Estructuración del modelo	23
1.3.3 Mantenimiento de sistemas fotovoltaicos	24
1.3.4 Análisis de la reglamentación eléctrica del Ecuador	24
1.3.5 Análisis económico	24
<b>2 Estudio y Modelación de generación y demanda</b>	<b>25</b>
2.0.1 Área de estudio	25
2.0.2 Cuantificación de la radiación solar en el cantón Cuenca	26
2.0.3 Análisis de la reglamentación eléctrica del Ecuador	33
2.0.3.1 Demandas típicas del Ecuador	33

2.0.3.2	Categoría residencial	33
2.0.3.3	Tarifa residencial	33
2.0.3.4	Tabla de categorías tarifarias	33
2.0.4	Ordenanzas municipales en el cantón Cuenca	34
2.1	Regulación Eléctrica Arconel 003/18	35
2.1.1	Características generales para instalar una microgeneración fotovoltaica ( $\mu$ SFV)	35
2.1.2	Requerimientos para autorizar la instalación, operación y conexión de SFV	36
2.1.2.1	Facilidad de conexión	36
2.1.2.2	Requisitos	37
2.1.3	Pasos a seguir para la instalación, conexión, y maniobra del $\mu$ SFV	37
2.2	Controles para el proceso de la operación del $\mu$ SFV	39
2.3	Periodo de operación del $\mu$ SFV	39
2.4	Motivos para la desconexión del $\mu$ SFV	39
2.5	Liquidación de la energía entregada a la red de la empresa distribuidora.	40
2.5.0.1	Condiciones técnicas	41
2.5.0.2	Sistema de medición	43
<b>3</b>	<b>Cálculos y Diseño</b>	<b>44</b>
3.1	Cálculos y diseño para la microgeneración fotovoltaica	44
3.1.1	Demanda eléctrica residencial	44
3.2	Perfil de Carga	45
3.2.1	Selección de paneles solares	47
3.2.2	Superficie a utilizar	51
3.2.3	Cálculos de pérdidas por orientación e inclinación	52
3.2.3.1	Arreglo de módulos fotovoltaicos	55
3.2.4	Dimensionamiento del calibre de los conductores para el sis- tema fotovoltaico	61
3.2.5	Protección del sistema fotovoltaico	65
3.2.5.1	Protección del inversor	66
3.3	Estimación del rendimiento energético o performance ratio	67
3.3.0.1	Disminución de eficiencia por la degradación de parámetros entre módulos (A1)	67
3.3.0.2	Disminución de eficiencia ocasionada por la suciedad y polvo reposada sobre los módulos (A2)	68
3.3.0.3	Disminución de eficiencia por reflectancia angular y espectral (A3)	68



3.3.0.4	Disminución total en el generador ( <i>A</i> ) . . . . .	68
3.3.1	Disminución de eficiencia por parte de los conductores de corriente continua ( <i>B</i> ) . . . . .	69
3.3.2	Disminución de eficiencia por parte de corriente alterna ( <i>C</i> ) . . . . .	69
3.3.3	Pérdidas por disponibilidad ( <i>D</i> ) . . . . .	69
3.3.4	Pérdidas por la eficiencia del inversor ( <i>E</i> ) . . . . .	70
3.3.5	Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador MPP ( <i>F</i> ). . . . .	70
3.3.6	Pérdidas por temperatura . . . . .	71
3.3.7	Valoración de energía producida y proporcionada a la red eléctrica . . . . .	72
3.3.8	Simulación con PVSYST . . . . .	73
3.3.8.1	Resultados obtenidos . . . . .	76
3.4	Análisis económico de la implementación del proyecto . . . . .	78
3.4.1	Costos del sistema fotovoltaico . . . . .	78
3.4.2	Proyección de ingresos anuales . . . . .	79
3.4.3	Cálculo del VAN y TIR . . . . .	83
<b>4</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>91</b>
<b>5</b>	<b>Anexos</b>	<b>96</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Contenido energético vs. longitudes de onda.	7
1.2	Tipos de energía radiante.	8
1.3	Tarifa FiT para distintos países.	10
1.4	Listado de países con mayor potencia instalada fotovoltaica durante el año 2019 (izquierda) y acumulada (derecha).	10
1.5	Evolución de la potencia fotovoltaica instalada (GW).	11
1.6	Evolución del coste medio mundial de la energía fotovoltaica.	12
1.7	Irradiación Solar Global 2019.	14
1.8	Curva característica de un panel FV.	17
1.9	Rendimiento del inversor en función del FP.	19
1.10	Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a la red.	21
1.11	Instalaciones Fotovoltaicas aislada de la red.	22
2.1	Cantón Cuenca	25
2.2	Radiación mensual obtenida del INER.	26
2.3	Radiación mensual obtenida del INER.	27
2.4	Radiación Promedio de enero y febrero.	28
2.5	Radiación Promedio de marzo y abril.	28
2.6	Radiación Promedio de mayo y junio.	29
2.7	Radiación Promedio de julio y agosto.	29
2.8	Radiación Promedio de septiembre y octubre.	30
2.9	Radiación Promedio noviembre y diciembre.	30
2.10	Radiación mensual obtenida del sistema POWER.	31
2.11	Comparación de las curvas de radiación de la base de datos de Power de la NASA y estación INER.	32
2.12	Comparación de las curvas de la temperatura de la base de datos de Power de la NASA y estación INER.	32
2.13	Tarifas según categorías (ARCONEL 2020).	34
2.14	Esquema de Instalación del $\mu$ SFV conectado a la red.	36
3.1	Vista frontal de la vivienda.	44
3.2	Consumo mensual.	46
3.3	Consumo mensual.	46

3.4	Hoja de datos del panel solar de la marca RESUN.	48
3.5	Dimensiones del módulo solar.	49
3.6	Pérdidas por orientación e inclinación y sombras.	53
3.7	Valores de $\beta_{opt}$ y K.	53
3.8	Inversor monofásico conectado a la red	54
3.9	Inversor monofásico BlueSolar Grid Inverter.	55
3.10	Inversor monofásico BlueSolar Grid Inverter.	55
3.11	Irradiación mensual sobre plano fijo	74
3.12	Generación de energía mensual del sistema FV fijo.	75
3.13	Energía FV producida mensualmente.	75
3.14	Energías consumida y generada, a lo largo de un año.	77
3.15	Valor actual neto para los precios de \$0.05, \$0.07 \$0.090 y \$0.40 kWh.	90
5.1	BlueSolar Grid Inverter.	97
5.2	RESUN SOLAR ENERGY.	98
5.3	RESUN SOLAR ENERGY.	99
5.4	Formulario de presentación de solicitud a la distribuidora.	100
5.5	Reporte de simulación del programa PVSyst	101

# Índice de tablas

1.1 Energía Solar: Ventajas y Desventajas.	20
2.1 Temperatura mensual obtenida del INER.	27
2.2 Radiación mensual obtenida del sistema POWER.	31
2.3 Temperatura mensual obtenida del sistema POWER.	31
2.4 Rubros municipales.	34
3.1 Demanda Residencial.	45
3.2 Degradación de la generación de un panel por envejecimiento.	47
3.3 Sección de conductores.	65
3.4 Pérdidas por temperatura.	71
3.5 Resultados del rendimiento energético o performance ratio (PR).	72
3.6 Generación fotovoltaica.	73
3.7 Tabla comparativa de energía calculada y simulada.	76
3.8 Presupuesto de materiales.	79
3.9 Beneficios por la energía generada.	80
3.10 Excedentes de energía entregada a la red.	81
3.11 Ingresos recibidos por excedentes de energía.	81
3.12 Ingresos recibidos por excedentes de energía.	82
3.13 Ahorro total del consumidor.	82
3.14 Tasa de interés e inflación.	83
3.15 Flujo de caja para un precio de \$0.05 por kWh.	84
3.16 VAN y TIR para un precio de energía de \$0.05 por kWh.	85
3.17 Flujo de caja	86
3.18 VAN Y TIR para un precio de \$0.07 por kWh.	87
3.19 Flujo de caja	88
3.20 VAN y TIR para un precio de \$0.090 por kWh.	89

## Antecedentes

La energía solar puede ser considerada como la energía del futuro ya que a los efectos prácticos es un recurso inagotable. La fracción de energía solar que puede ser aprovechada es la radiación solar incidente en la Tierra, pudiendo ser utilizada para calentar o producir energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos. La potencia que pueden generar estos paneles depende de la radiación a la que están expuestos durante el día. La energía eléctrica generada de esta forma será renovable y además, por no generar, residuos se la considerará como energía limpia [1][2].

Los sistemas fotovoltaicos residenciales son una opción para la producción de energía eléctrica, siendo instalaciones que en su gran mayoría se realizan por iniciativa privada. Las primeras implementaciones de estos sistemas fueron en las viviendas ubicadas en el sector rural. Dichos sistemas comúnmente están instalados en los techos de las viviendas y están orientados a cubrir las necesidades básicas de sus ocupantes [3].

Las instalaciones fotovoltaicas residenciales se clasifican en dos grupos de acuerdo a su ubicación: sistemas fotovoltaicos aislados de la red eléctrica (off grid) y sistemas conectados a la red eléctrica (on grid). En el caso de los sistemas aislados es imprescindible tener un sistema de almacenamiento de energía para disponer de esta durante la ausencia de irradiación solar, para lo cual se utilizan acumuladores de energía como baterías. Por su parte, para los sistemas conectados a la red eléctrica, comúnmente no utilizan sistemas de almacenamiento, ya que la energía producida en el transcurso del día es dirigida a la red eléctrica y en las horas de ausencia de insolación, la carga se abastece de la red eléctrica [4][5].

En el mundo existen muchos países que realizan significativos esfuerzos para incrementar la implementación de nuevas formas de energías limpias y renovables para diversificar la generación de energía eléctrica, esto con el fin de abastecer la demanda energética, reduciendo el uso de recursos no renovables y así disminuir los

efectos invernaderos como el Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>). Las energías renovables utilizadas para producir energía eléctrica en la nueva actualidad son: la hidráulica, geotérmica, oceánica, bioenergía, eólica y solar [6].

## **Justificación**

El incremento progresivo de la demanda de energía eléctrica y el agotamiento de los recursos naturales, con el transcurso de los años ha creado la necesidad de fomentar el uso de tecnologías renovables para la generación de energía eléctrica. El objetivo principal de este proyecto es evaluar la provisión de energía eléctrica a través de sistemas fotovoltaicos.

Además de dar a conocer el producto con sus características, beneficios y de crear concientización acerca de un nuevo sistema de generación de energía limpia que pueda satisfacer las exigencias y busque un ahorro económico significativo en su uso a los consumidores. Obviamente se incluye toda la información al consumidor sobre las ventajas y desventajas de implementar esta tecnología.

Por muchos años se ha mantenido la idea general de usar sistemas fotovoltaicos es poco competente frente a las formas convencionales de generación y sus elevados costos de implementación y operación, sin embargo actualmente se conoce que este nuevo sistema ha evolucionado progresivamente y se ha logrado reducir costos de fabricación, incrementando la eficiencia de cada panel solar para la generación fotovoltaica.

# Objetivos

## Objetivo General

Desarrollar un análisis de costos de adquisición, instalación y operación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red para clientes residenciales

## Objetivos Específicos

- Analizar la reglamentación eléctrica, vigentes en el Ecuador para la aplicación de los sistemas fotovoltaicos y establecer una comparación con otros países donde ya se implementa esta modalidad de generación.
- Analizar la insolación solar anual en el área de la ciudad de Cuenca para dimensionar el recurso solar disponible.
- Calcular la generación eléctrica que puede obtenerse a partir de las eficiencias de paneles e inversores comerciales y de la insolación disponible a lo largo del año.
- Modelar las cargas eléctricas típicas de una instalación residencial con sus perfiles de consumo.
- Calcular los tiempos de retorno de la inversión, para el sistema fotovoltaico residencial



## INTRODUCCIÓN

El cambio climático y la contaminación son los grandes problemas que enfrenta la humanidad en la actualidad. Además del deterioro que sufre el medioambiente y su biodiversidad sus consecuencias pueden contener impactos negativos para la salud, estos problemas se originan por una gran demanda de consumo de energía, por consiguiente, es necesario buscar nuevas alternativas de recursos renovables, sustentables y no contaminantes. La generación fotovoltaica proporciona energía a partir de la radiación solar, es una de las nuevas tecnologías renovables y más eficientes, por sus constantes desarrollos tecnológicos y la accesibilidad de sus precios.

Los primeros sistemas fotovoltaicos empezaron a implementarse alrededor de los años cincuenta. A través del tiempo ha experimentado enormes mejoras en torno a su rendimiento, aprobando su uso de forma favorable y contribuyendo al medioambiente. Actualmente, se pueden encontrar instalaciones fotovoltaicas para diversas aplicaciones en suministros de energía eléctrica en sectores apartados de la red eléctrica, bombeo de agua en sistemas de riego, señalización vial, iluminación urbana, etc [7].

En Ecuador el “Plan Nacional del Buen Vivir (Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo de la República de Ecuador, 2013)”, “Plan Nacional de Desarrollo del Ecuador”, busca variar la matriz energética del Ecuador con la creación de estrategias políticas que posibiliten la aportación de energías renovables y disminuir las emisiones de efecto invernadero. En este ámbito, se ha considerado varios proyectos fotovoltaicos en el país, por las grandes iniciativas tomadas por el gobierno del Ecuador [8].

Con el programa Euro-Solar desde el año 2014, se ha logrado instalar cerca de 100 sistemas fotovoltaicos aislados los cuales se ubican en diferentes provincias del Ecuador.

# CAPÍTULO 1

## Energía Solar Fotovoltaica

Los sistemas solares fotovoltaicos forman parte de una tecnología que al ser iluminados por una haz de fotones se genera corriente continua debido a los semiconductores que contienen. Cuando existe incidencia de luz en una célula solar se genera la potencia eléctrica; y cuando existe la ausencia de luz deja de existir la generación de potencia eléctrica [9].

### 1.0.1 Radiación solar

La principal fuente de energía de la Tierra es el sol, la cual proviene de procesos de fusión nuclear provocando así elevadas temperaturas. Gracias a esta radiación se alcanza una temperatura de  $250^{\circ}\text{C}$  en la superficie terrestre, más elevada si dependiera solamente del calor interno.

En la figura [1.1] se observa que el contenido energético de la radiación tiene mucha dependencia de la longitud de onda, en donde la intensidad máxima que alcanza es cercana a las 500 nm. La energía está comprendida en un rango de 200 y 500 nm. A esto se lo denomina radiación de onda corta debido a que su longitud de onda es mucho más corta que la longitud de radiación que emite la Tierra. La luz que percibe el ojo humano está comprendida entre 400 a 700 nm, a esto se lo conoce como espectro de luz visible. La luz ultravioleta es la onda de radiación de onda más corta comprendida entre 200 a 400 nm, y la onda más larga es la infrarroja [10]. [11].

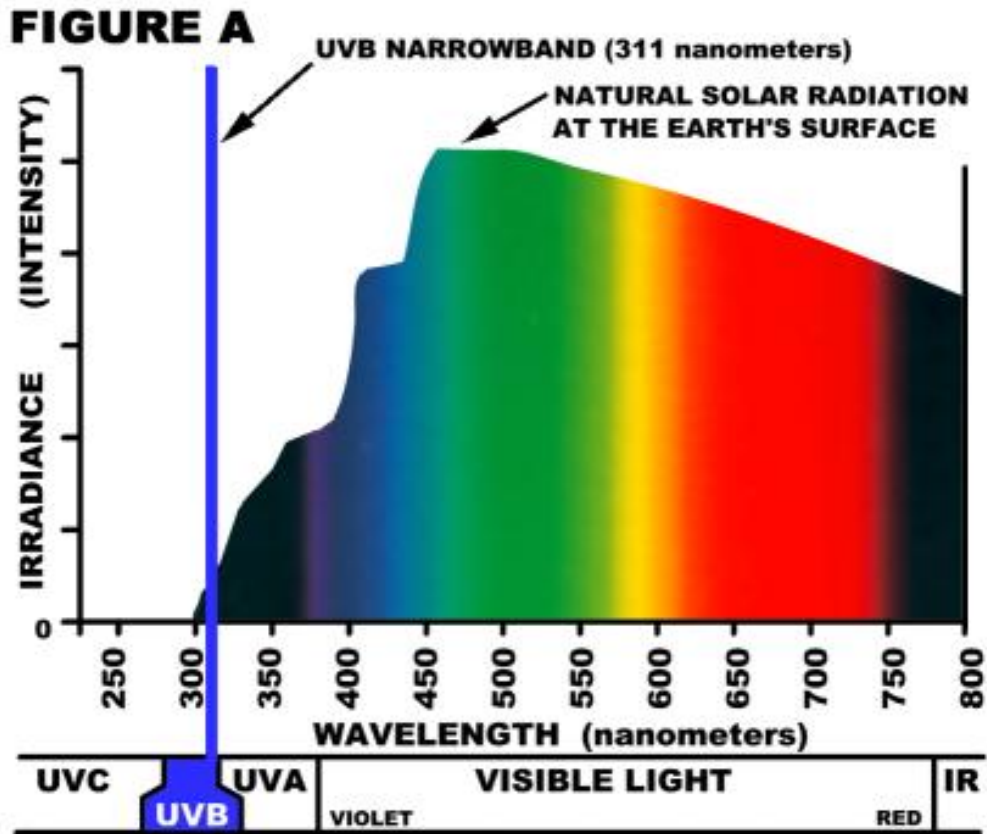


Figura 1.1: Contenido energético vs. longitudes de onda [11].

La radiación solar que recibe la superficie terrestre puede cuantificarse según los indicadores que se describen a continuación:

**Irradiancia:** Es la cantidad potencia que recibe del sol, por unidad de área y su unidad de medida es  $W/m^2$  [12].

**Irradiación:** Es la energía que incide por unidad de área en un definido lapso de tiempo y su unidad de medida es  $J/m^2$ .

**Ángulo Horario Solar:** Su valor es variable dependiendo de la hora del día y se da por el ángulo que tiene la proyección del sol sobre el plano ecuatorial, para todas las latitudes y barre a cada hora entre  $15^\circ/h$  y  $360^\circ/24h$  [13].

Sobre la superficie terrestre inciden diferentes tipos de radiación (ver figura 1.2) como:

- Radiación Directa.- Radiación solar incidente sobre una área, que cambia de dirección.
- Radiación Difusa.- Es la radiación solar producida por la dispersión entre la atmósfera y reflectada por la superficie.
- Albedo.- Radiación solar incidente producidas por las superficies del ambiente.
- Radiación Global.- Es la suma de la radiación directa y de la radiación difusa [13].

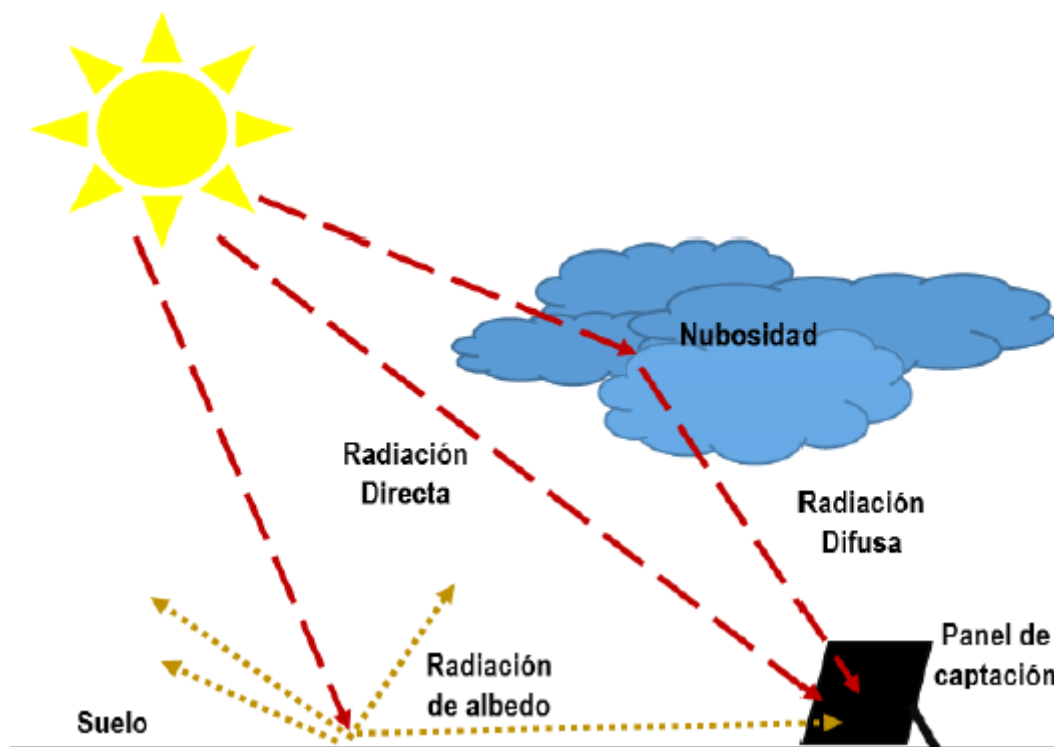


Figura 1.2: Tipos de energía radiante [14].

### 1.0.2 La energía fotovoltaica en el mundo

La aplicación de la tecnología fotovoltaica empieza desde su gran éxito en misiones espaciales, solventando el problema de suministro de energía a los satélites. En este ámbito de aplicación demostró ser una forma confiable de generación y ha funcionado sin mayores complicaciones. Debido a este gran éxito, las industrias tecnológicas consiguieron mejorar el rendimientos de las células, reduciendo los costos de inversión, llevando al surgimiento de nuevas aplicaciones entre ellas las terrestres [15].

Por los grandes avances tecnológicos que se tienen en la actualidad la energía fotovoltaica resulta ser muy eficaz, presentándose como una fuente de energía para dirigir una nueva tendencia energética en el futuro, desplazando gradualmente a tecnologías de generación basadas en combustibles fósiles y complementándose con otras tecnologías basadas en recursos renovables [15].

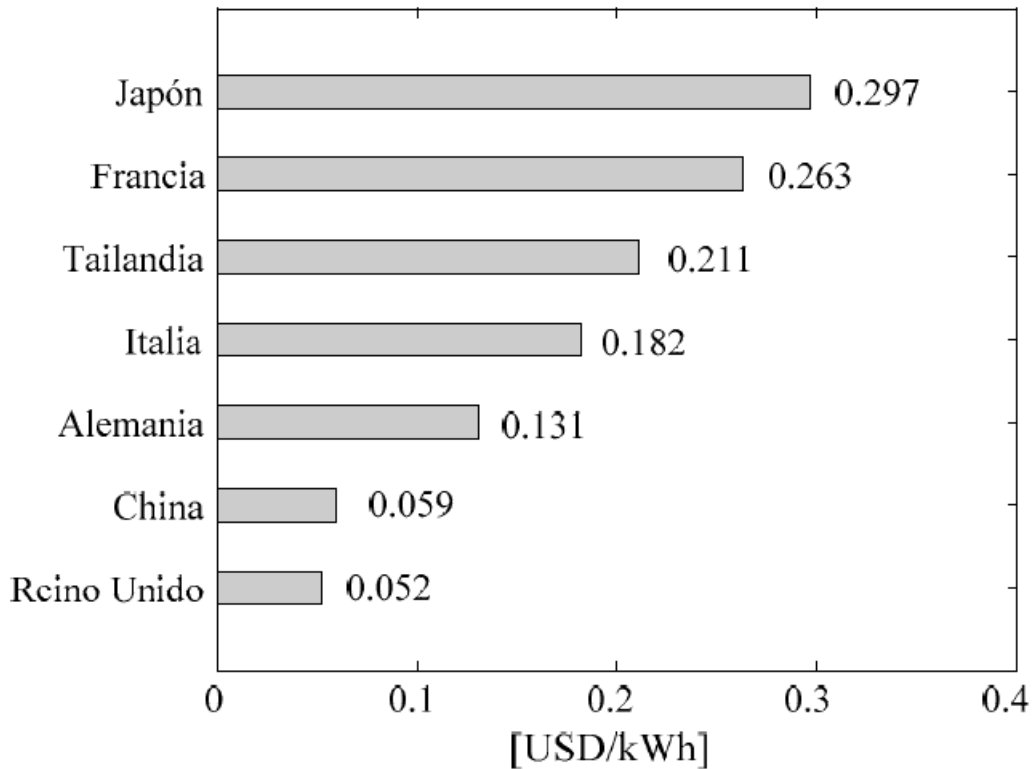
Para facilitar la instalación y el uso de sistemas de generación fotovoltaica muchos países han creado incentivos tales como el sistema de primas fotovoltaicas FiT (del inglés “feed-in tariff”), que es un mecanismo de incentivos creados por los gobiernos de los diferentes países, con el de que el sector privado, escuelas, negocios, etc., inviertan en la generación fotovoltaica, a cambio de recibir un incentivo económico por cada kWh generado y así garantizar la recuperación de la inversión en el menor tiempo posible. [15].

Los países que ofrecen las primas por la generación fotovoltaica se han triplicado en los últimos años, impulsando así la participación en proyectos fotovoltaicos a gran escala (MW) y a menor escala (kW) conectados a red. [15]

En el caso del Ecuador el mandato No. 15 emitido por la Asamblea Constituyente del 2008 determinó la construcción de plantas de generación que empleen energías renovables no convencionales cuya coordinación operativa será realizada por el CENACE. La regulación CONELEC – 004/11, estableció tarifas por la generación fotovoltaica por kWh entregado a un punto determinado, en todo el territorio ecuatoriano incluido el la región Insular de Galápagos [15].

La implementación de políticas FIT en China de 2011 a 2016 se ha convertido en un desarrollo histórico, donde se analizó la factibilidad de los sistemas fotovoltaicos con capacidades mayores a 20 MW, aunque se trate de grandes sistemas fotovoltaicos los análisis de rentabilidad son los mismos que se utilizan para viviendas residenciales, considerando los precios de compra y venta de electricidad.

Una comparación del esquema FiT entre los países europeos que han incentivado la generación fotovoltaica residencial con respecto a los países latinoamericanos, se observa notablemente que el precio expresado en dólares estadounidenses por el kWh entregado a la red es más del doble, como se observa en la siguiente figura [16].



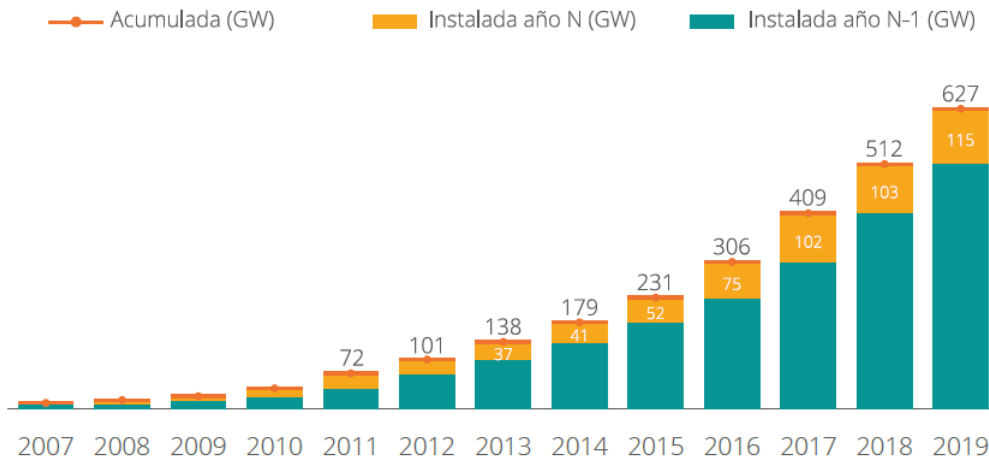
**Figura 1.3:** Tarifa FiT para distintos países [16].

En el 2019 la Unión española fotovoltaica (UNEF), publicó un informe anual donde destaca que durante el 2019 se instalaron en todo el mundo aproximadamente 115 GW de generación fotovoltaica, a continuación se muestra la figura (1.4) de los países con mayor potencia instalada donde se observan nuevos países, demostrando un fuerte crecimiento en el mercado [17].

1	China	30.1GW	1	China	204.7 GW
2	Unión Europea	16.0 GW	2	Unión Europea	131.7 GW
2	Estados Unidos	13.3 GW	2	Estados Unidos	75.9 GW
3	India	9.9 GW	3	Japón	63 GW
4	Japón	7.0 GW	4	Alemania	49.2 GW
5	Vietnam	4.8 GW	5	India	42.2 GW
6	España	4.4 GW	6	Italia	20.8 GW
7	Alemania	3.9 GW	7	Australia	14.6 GW
8	Australia	3.7 GW	8	UK	13.3 GW
9	Ucrania	3.5 GW	9	Corea	11.2 GW
10	Corea	3.1 GW	10	Francia	9.9 GW

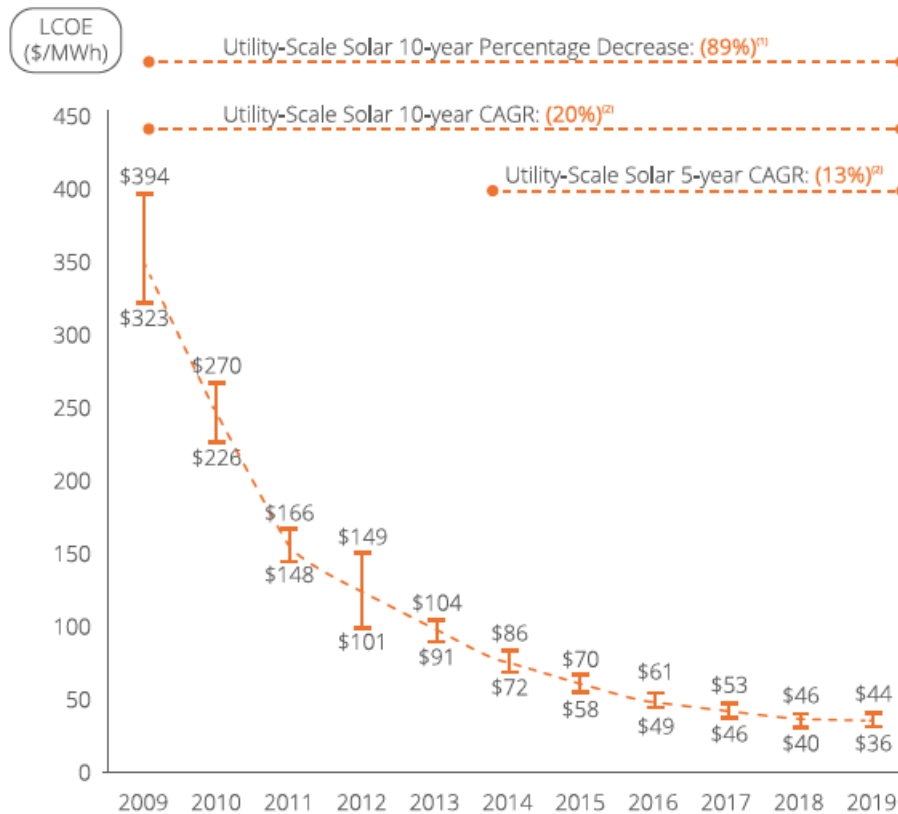
**Figura 1.4:** Listado de países con mayor potencia instalada fotovoltaica durante el año 2019 (izquierda) y acumulada (derecha) [17].

En el acumulado la potencia mundial fotovoltaica instalada alcanzó 627 GW a finales del 2019, representando un 40% de la capacidad mundial [17].



**Figura 1.5:** Evolución de la potencia fotovoltaica instalada (GW) [17].

Por el desarrollo tecnológico y por la gran demanda de potencia instalada de la energía fotovoltaica se mantiene una constante reducción de costos estimada en un 89% en los últimos 10 años con un rango entre los 36-44 \$/MWh. Las energías renovables como la eólica, fotovoltaica e hidráulica son las más baratas para la producción de energía y se estima que dos tercios de la población mundial utiliza este tipo de generación, estando Ecuador dentro de este grupo. Además, se proyecta que a lo largo de la década de 2020-2030 los sistemas fotovoltaicos continuarán reduciendo sus costos hasta un 34% debido a las grandes mejoras de eficiencia en la cadena de fabricación [17].



**Figura 1.6:** Evolución del coste medio mundial de la energía fotovoltaica [17].

### 1.0.3 Energía fotovoltaica en América Latina

En América Latina existe un gran problema por la falta de fundamentación, legislación y utilización de recursos renovables, por lo que se han basado en la perspectiva de instituciones internacionales importantes como son la “Agencia Internacional de Energía (IEA)”, “Panel intergubernamental para el cambio climático (IPCC)” y la “Agencia Internacional para la Energía Renovable (IRENA)” para crear regulaciones que puedan controlar el crecimiento de estas nuevas tecnologías en especial el caso de los sistemas fotovoltaicos.

A pesar de dichos problemas, algunos países sudamericanos han venido desarrollando proyectos y programas novedosos en el tema de energía solar algunos de los cuales se resumen a continuación.

En Chile se construye la primera central termo solar de Sudamérica con una capacidad fotovoltaica instalada de 0.5 GW superando a México y Brasil, la inversión alcanzó los 1.2 mil millones de dólares, diversificando así la matriz energética.



Uruguay es otro país que lidera el camino de las energías renovables en especial la energía solar fotovoltaica. Los principales aspectos en los que trabajan son:

- Normativas y proyectos de energía solar térmica.
- Proyectos para la generación fotovoltaica.
- Beneficios fiscales.

En comparación con estos dos países, el Ecuador ha tenido un avance limitado donde consta la instalación y operación de 17 proyectos fotovoltaicos en las provincias de Santa Elena, Pichincha, Manabí, Imbabura, entre otras, alcanzando un total de 272 MW de generación y apenas han entrado en operación 4 con 3.5 MW de generación fotovoltaica. Con este anuncio se advierte la problemática que existe en el país con el desarrollo de los proyectos fotovoltaicos, uno de ellos es la excesiva dificultad burocrática por la falta de regulaciones claras y específicas sobre el tema[15].

### **Proyectos realizados en el Ecuador**

- Programa EURO-SOLAR que corresponde a las provincias de: Orellana, Sucumbios, Guayas, Puyo, Pastaza, Morona Santiago y Napo con un potencia instalada de 100.1 kW hasta el 2011.
- Implementación de 604 sistemas solares fotovoltaicos residenciales en las comunidades de la provincia de Esmeraldas con una potencia de 200 kW para cada vivienda durante el año 2007.
- Implementación de 619 sistemas solares fotovoltaicos residenciales en las comunidades de la provincia de Napo.
- Parque fotovoltaico “El Aromo” localizado en la provincia de Manabí con una potencia de 200 MW[15].

## **1.1 Irradiancia en el Ecuador**

Debido a que el Ecuador se encuentra sobre la línea ecuatorial, el recurso solar es casi constante a lo largo del año lo que representa una ventaja al momento de realizar estudios de la radiación. Por otra parte, la presencia de microclimas debido a la

cordillera de los Andes afecta el potencial solar en ciertas regiones. En general las zonas que se encuentran a una elevada altitud tienen mayores niveles de radiación, esto debido al menor espesor de la atmósfera y una menor presencia de nubes, mientras que para la región de la costa y el oriente la radiación es menor, ya que por las condiciones de humedad y presión atmosférica, existe alta nubosidad a lo largo del año [18].

Se estima que un valor de 3.8 kWh/m<sup>2</sup> día es un buen comienzo para un sistema fotovoltaico viable, el mapa de radiación global para el Ecuador (figura 1.7) muestra que aproximadamente el 75% del territorio ecuatoriano tiene niveles de radiación por encima de dicho valor, especialmente las provincias de Imbabura, Pichincha, Galápagos y Loja, siendo la última la que cuenta con el mayor potencial solar en el Ecuador [18].

Puede decirse que en el Ecuador, en general, tiene niveles suficientemente altos de radiación para implementar tecnologías solares, como por ejemplo las solares térmicas y fotovoltaicas, pudiendo crear así una diversificación de la matriz energética del país.

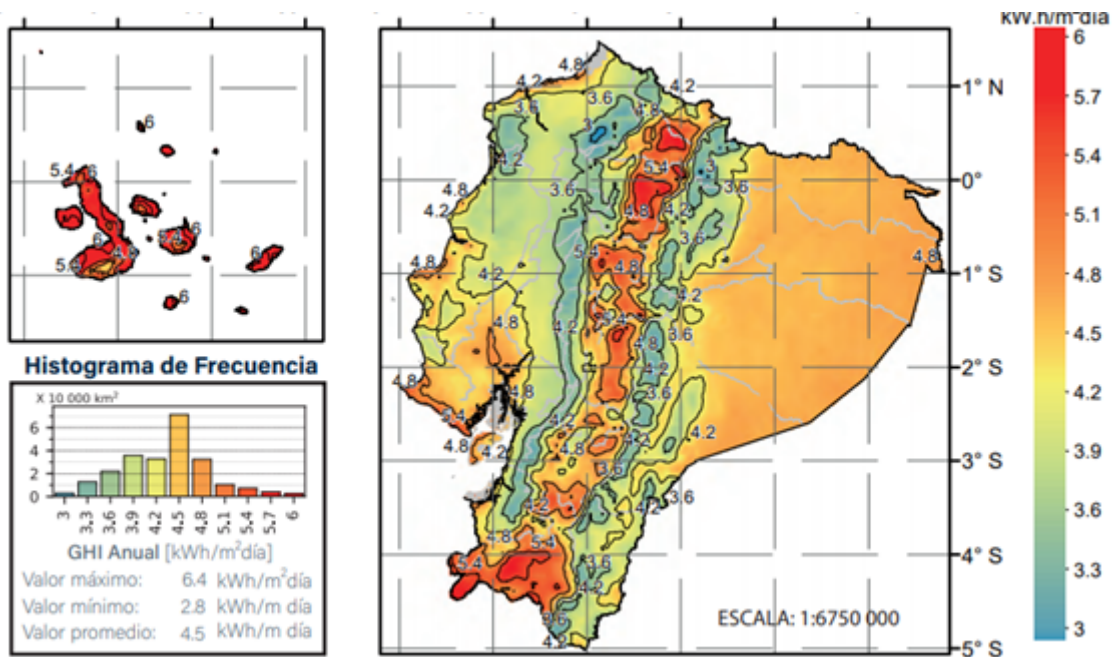


Figura 1.7: Irradiación Solar Global 2019 [18].

### 1.1.1 Elementos de una instalación fotovoltaica

Un sistema solar fotovoltaica requiere de elementos que se complementan y que garanticen el funcionamiento correcto de control y durabilidad del sistema.

#### 1.1.1.1 Panel fotovoltaico

Se caracteriza por transformar la energía solar en electricidad cumpliendo el papel de generador, convirtiéndose así en el elemento mas importante de una instalación fotovoltaica. Compuesto por semiconductores principalmente de células solares como el silicio, monocristalinos o policristalinos, debido a su gran abundancia en la en la corteza terrestre y sus ventajosas propiedades sobre otros materiales. Una de las propiedades que posee es que tiene 14 electrones repartidos por todas sus capas y su ultima capa es semivacía ,por lo que se genera una inestabilidad eléctrica convirtiéndose en un semiconductor, para esto es necesario doparlo con otro elemento que comunmente es el fósforo (impureza tipo "p") o el boro (impureza tipo "n"). La luz del sol produce a una inestabilidad que es absorbida por el material semiconductor, generando un par de electrón-hueco, cada uno de estos estos portadores de carga circula en direcciones opuestas dentro de la célula, y mediante un circuito externo podrá circular una corriente eléctrica continua [19].

#### 1.1.1.2 Clasificación de los paneles solares

Existen diversos criterios para clasificar a los módulos o paneles solares, según su aplicación o tecnología con el cual están constituidos.

- **Silicio puro monocristalino:** Compuesto de varias barras de silicio que son cristalizados perfectamente en una sola pieza. Su rendimiento alcanza valores cercanos al 16 %.
- **Silicio puro policristalino:** Constituidos ende barras de silicio que se encuentran desordenados en forma de pequeños cristales. Se los puede identificar fácilmente ya que presentan una superficie granulada. El rendimiento en estos paneles es alrededor al 14%.

- **Silicio amorfo (TFS):** No tienen estructura cristalina pero están formados de silicio, se caracterizan por ser finos y flexibles y tienen una única implementación que son en dispositivos electrónicos pequeños (calculadoras, relojes). Su rendimiento alcanza valores cercanos al 18%.
- **Teluro de Cadmio:** Es un compuesto cristalino estable, está formado a partir de cadmio y telurio. Su rendimiento en alcanza un 8% en módulos comerciales y en laboratorios un 16%.
- **Diseleniuro de cobre en indio:** Con rendimientos en laboratorio próximos al 17% y en módulos comerciales del 9%.
- **Arseniuro de galio:** Estos materiales son los más eficientes en la fabricación de módulos solares, alcanzan valores del 28% en condiciones de laboratorio y un 20% en módulos comerciales .
- **Paneles tándem:** Este tipo de panel combina dos semiconductores diferentes aprovechando al máxia la radiación luminosa, mediante estas combinaciones de dos o mas semiconductores se aumenta la eficiencia en las células fotovoltaicas consiguiendo mayores rendimientos que están alrededor del 35% y teóricamente con uniones de 3 materiales semiconductores alcanzar rendimientos del 50%.
- **Paneles de cobre, indio, galio y selenio (CIGS):** Se trata de una tecnología de panel solar que en un futuro puede llegar a sustituir a los combustibles fósiles, ya que la fabricación de este módulo es muy económico, fino y presenta mas eficiencia que los demás materiales en la producción de energía. [20] [21].
- **Paneles bifaciales:** Son las últimas tendencias en la industria fotovoltaica, por sus células bifaciales que son muy perceptibles a la luz en ambos lados, obteniendo un mejor rendimiento generando más electricidad por unidad de superficie y, por lo tanto más potencia en comparación con el panel monofacial. Se estima que puede alcanzar un rendimiento del 50%

### 1.1.1.3 Efecto fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos están conformados por varios componentes, denominados células fotovoltaicas o células solares, y cumplen la misión de convertir directamente la energía solar en energía eléctrica. Para que esto suceda es necesario que la luz incida con suficiente fuerza sobre un átomo de algún material semiconductor cristalino

por ejemplo el silicio, que al encontrarse dopado es decir compuesto con un tipo de impureza (fósforo o boro), provoca una corriente eléctrica en su interior bajo ciertas condiciones logrando la generación de electricidad a partir de la energía solar.

#### 1.1.1.4 Curva de carga

Se caracteriza por producir una constante intensidad de corriente continua para un amplio rango de tensiones, bajo condiciones existentes de irradiancia y temperatura, hasta llegar a un cierto valor que ocasiona una disminución asintóticamente a cero (Ver figura 1.8) [22].

Los parametros de la curva de carga es la corriente de cortocircuito  $I_{sc}$  que es la máxima corriente que puede circular por un módulo solar, se da cuando sus terminales están en cortocircuito. Por otra parte el voltaje máximo que puede soportar un modulo solar es el voltaje de circuito abierto y se produce cuando no existe carga conectada  $V_{oc}$  [23].

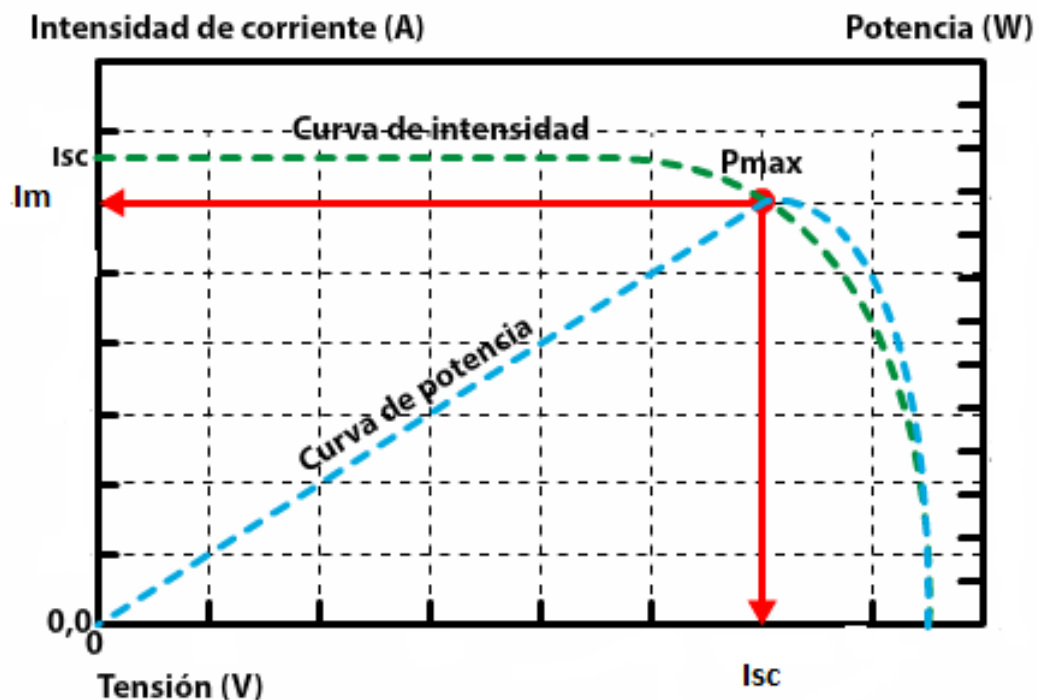


Figura 1.8: Curva característica de un panel FV [autores].

Otro parámetro que existe en la curva de carga es el “punto de máxima potencia” (MPP por sus siglas en inglés), y esta designado por  $I_m$  y  $V_m$ , teniendo que  $P_{mpp} =$

$I_m \cdot V_m$ . Este punto de máxima potencia es importante ya que indica la potencia máxima que puede alcanzar un panel FV , generando mayor cantidad de energía en cada instante. También se lo llama “ factor de forma” [23]:

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (1.1)$$

Sus valores están comprendidos entre 0.7 y 0.85

### 1.1.2 Inversores

Son los encargados de transformar la corriente DC en corriente AC ,trabajan a una determinada frecuencia, están conectados directamente al generador fotovoltaico e inyectan la potencia generada a la red eléctrica. Para obtener el máximo rendimiento del generador fotovoltaico debe seguir lo mas cercano al punto de máxima potencia, sin perder la calidad (distorsión armónica baja, factor de potencia elevado), además, de cumplir con normas de seguridad para personas, equipos y a la red eléctrica [4].

#### 1.1.2.1 Parámetros principales de un inversor

- Tensión nominal de entrada (V). Es la tensión que debe de existir en los contactos de entrada del inversor para su funcionamiento.
- Potencia nominal (VA). Es la potencia que puede suministrar el inversor de forma continua.
- Potencia activa (W). Es la potencia real que abastece el inversor considerando las perdidas de desfase entre tensión y corriente.
- Capacidad de sobrecarga. Es el tiempo que puede abastecer una potencia superior a la potencia nominal del inversor sin dañar el equipo.
- Factor de potencia. Su máximo valor es uno y dependerá del cociente entre la potencia activa y aparente.
- Eficiencia o rendimiento. Dependerá de la relación entre la potencia de salida y entrada del inversor.

- Autoconsumo. Es la potencia expresada en porcentaje consumida por el inversor comparada con la potencia nominal de salida.
- Distorsión armónica. La distorsión armónica total o THD (Total Harmonic Distortion) indica la cantidad de ondas armónicas de tensión en porcentaje que existe en la salida del inversor.
- Rizado de corriente. Son las variaciones producidas por la rectificación de corriente continua a corriente alterna [24].

### 1.1.2.2 Rendimiento del Inversor

En los últimos años con el avance tecnológico se ha logrado que los inversores alcancen rendimientos superiores al 90%. Su función principal es de convertir de CC a AC y su rendimiento esta limitada al factor de potencia (FP) (ver figura 1.9), es decir depende del tipo de carga que este conectada (resistiva, capacitiva o inductiva) [19].

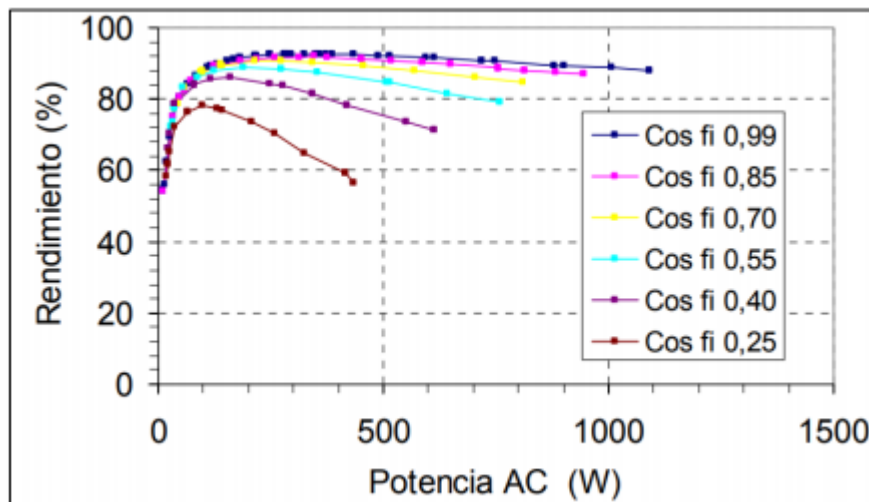


Figura 1.9: Rendimiento del inversor en función del FP [19].

### 1.1.3 Seguidores solares

Los seguidores solares son una estructura móvil, su función principal es maximizar la generación de energía del sistema fotovoltaico durante las horas de sol, los seguidores orientan a los paneles solares de forma que los rayos solares incidan perpendicularmente sobre la superficie de estos y así optimizar su producción. Con la imple-

mentación de estos mecanismos se logra elevar la producción de energía solar hasta en un 30% en sitios donde existe una elevada radiación directa [19].

#### 1.1.4 Cableado

El cableado se utiliza desde la generación, transportación y distribución de energía eléctrica. Su dimensionamiento está determinado por la máxima diferencia de potencia la la que estarán sometidos y por la máxima intensidad admisible de corriente que conducirán.

#### 1.1.5 Ventajas y Desventajas

Las ventajas y desventajas del uso de la energía solar al implementarse tecnología adecuada para la captación de la radiación proveniente de sol a continuación se presenta en la tabla 1.1.

Energía Solar	
Ventajas	Desventajas
Es renovable, proviene de una fuente inagotable Mantenimiento sencillo y barato Es silenciosa. Baja emisión de gases contaminantes. No hay dependencia de las compañías distribuidoras.	Depende del clima. Elevado costo de inversión inicial. Grandes extensiones de tierra para producción a gran escala. Requieren acumuladores de energía (baterías), que contienen sustancias nocivas para el medioambiente.

**Tabla 1.1:** Energía Solar: Ventajas y Desventajas [25].

## 1.2 Clasificación de las instalaciones fotovoltaicas

Para las viviendas los sistemas fotovoltaicos se las pueden dividir en dos grupos de acuerdo a su objetivo: las instalaciones aisladas de la red, que no tienen capacidad para conectarse con la red eléctrica, lo que significa que deben ser autosuficientes para satisfacer su propio consumo, y las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la



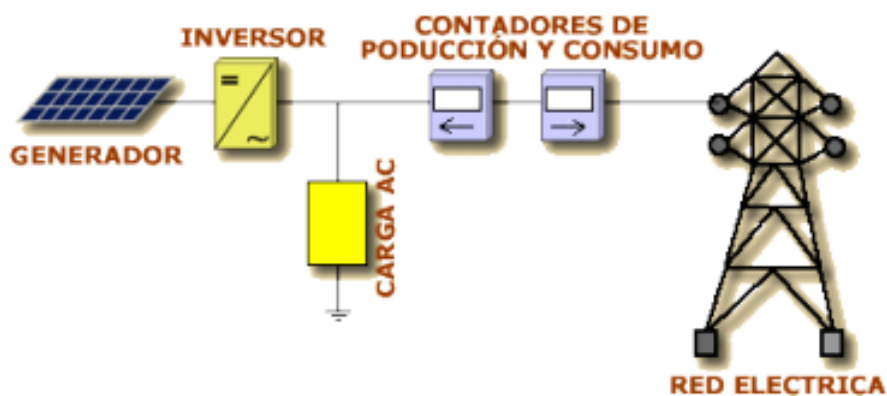
red que consiste en cubrir su propia demanda durante las horas de sol y entregar los excedentes de energía a la red eléctrica pública.

### 1.2.1 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Para la conexión del sistema fotovoltaico con la red eléctrica pública, esta determinada por la cantidad de potencia que se desea entregar, lo cual esta potencia dependerá de la cantidad de paneles solares que se tengan instalados.

Los módulos se pueden conectar en diferentes formas ya sea en serie, paralelo o combinada: en serie también llamados como una cadena o *string* y varios *strings* conectados en paralelo forman un arreglo de módulos solares. Es necesario incorporar un inversor para convertir la corriente continua (energía generada por los módulos solares) en corriente alterna (energía que se puede consumir). Este tipo de sistemas no requieren acumuladores de energía (Baterías), puesto que toda su energía producida es canalizada hacia la red eléctrica de distribución como se observa en la figura [1.10](#).

Al inversor se le puede incorporar un seguidor del punto máximo de potencia (MPPT), el mismo que sensa la señal de corriente proveniente del arreglo de paneles con el objetivo de hacer trabajar al panel en su punto máximo de potencia, esto con el objetivo de mejorar el rendimiento del sistema y aumentar la potencia que se pueda inyectar a la red [\[26\]](#) [\[27\]](#).



**Figura 1.10:** Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a la red [\[27\]](#).

### 1.2.2 Sistemas fotovoltaicos aislados de la red

Este tipo de sistemas suelen emplearse en zonas rurales, lugares que se encuentran alejados de la red eléctrica y resulta económicamente factible instalar un sistema fotovoltaico. Además tienen una ventaja sobre el medio ambiente ya que no hay que realizar tendido eléctrico, quedando aislada de la red (ver figura 1.11) previniendo la consecuencias sobre el medio vegetal o la avifauna que se pudieran tener al instalar postes y conductores eléctricos. La energía que se necesita almacenar se calcula en función de los factores climáticos de la zona y el perfil de consumo de energía, es decir en las zonas que existan muchas horas de sol durante el día en todo el año, se necesitara almacenar poca energía y cuando exista largos periodos de ausencia de luz se tendrá que almacenar más energía.

Para optimizar el sistema es conveniente calcular la demanda sin sobredimensionar, utilizar artefactos de bajo consumo y para la iluminación emplear focos ahorradores (Led), esto con el fin de obtener un sistema optimizado y económico [1].

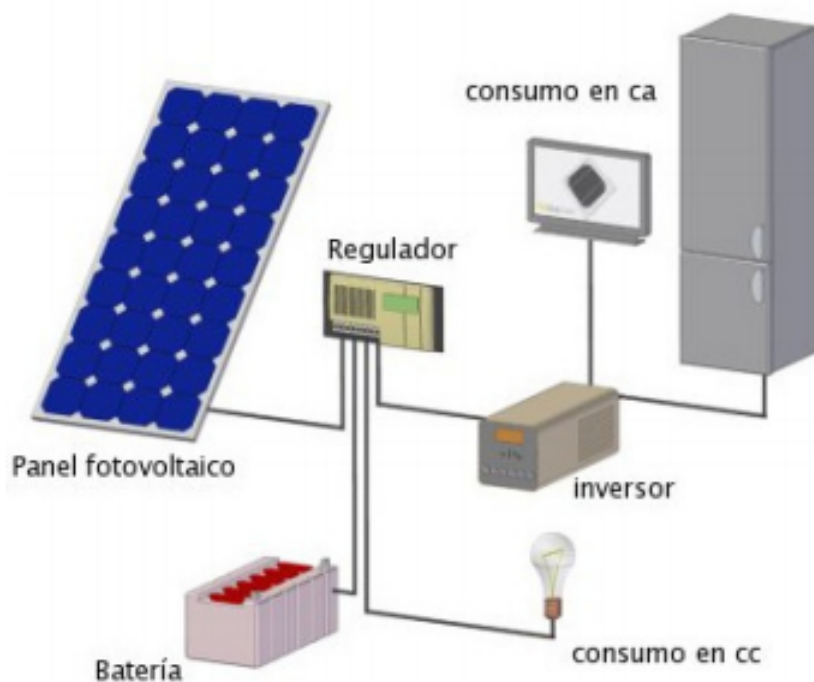


Figura 1.11: Instalaciones Fotovoltaicas aislada de la red [1].

## **1.3 Metodología**

Como se mencionó en la sección de objetivos, la finalidad de este caso de estudio es analizar la factibilidad de la implementación de sistemas fotovoltaicos residenciales conectados a la red en la ciudad de Cuenca. Para llevar a cabo este análisis se requerirá desarrollar una serie de estudios previos como son la cuantificación de la radiación solar, análisis de la demanda eléctrica residencial, la estructuración del modelo, tecnología y eficiencia de los componentes y, a partir de todo lo anterior, realizar un análisis económico.

### **1.3.1 Cuantificación de la radiación solar y modelación de demanda eléctrica residencial**

La potencia generada por los sistemas fotovoltaicos depende exclusivamente de la radiación solar, por lo que es necesario la recopilación de información del recurso solar disponible en el área de estudio. Con los datos recopilados se podrá obtener una estimación de la generación eléctrica producida a lo largo del año (kWh/año)

Para la modelación de la demanda eléctrica residencial se tomarán dos puntos de vista que existen en la actualidad:

1. La demanda eléctrica sin el consumo de la cocina de inducción.
2. La demanda eléctrica que incluye el consumo de la cocina de inducción.

Con estos análisis previos se realizará el diseño del sistema fotovoltaico con una proyección a largo plazo.

### **1.3.2 Estructuración del modelo**

La selección y cantidad de los paneles solares depende de la potencia que requiera la vivienda, donde será necesario agrupar los módulos en conexiones paralelas, series o mixtas para alcanzar el nivel de potencia necesario.

El voltaje necesario para una vivienda es de 110V o 220V solo en algunos casos (p.ej. cocinas de inducción), por lo que la selección de los componentes como son los paneles e inversor son muy importantes dentro de la instalación.

### **1.3.3 Mantenimiento de sistemas fotovoltaicos**

Los sistemas fotovoltaicos requieren un mínimo de mantenimiento de tipo preventivo, no tienen partes mecánicas móviles que estén sometidas a desgastes por un movimiento, no requieren cambio de piezas ni lubricación. Es necesario realizar inspecciones periódicas de las instalaciones, para revisar el funcionamiento de sus componentes sea el correcto. Los dos aspectos mas importantes a tener presente es que no existan obstáculos que ocasionen sombras sobre los módulos y conservar las caras de los módulos limpias de polvo.

Como en toda instalación eléctrica se debe tener en cuenta la conexión a tierra. Aunque, el riesgo sea muy bajo existe la probabilidad de descargas eléctricas o cortocircuitos, para esto es necesario los dispositivos de protección utilizadas en las instalaciones normales de baja tensión como son: las derivaciones a tierra, interruptores termomagnéticos, aislantes, etc. Con el fin de salvaguardar la integridad de las personas [28].

### **1.3.4 Análisis de la reglamentación eléctrica del Ecuador**

Se revisará la reglamentación que deberá cumplir el consumidor para el autoabastecimiento de energía eléctrica a través de la microgeneración fotovoltaica (Regulación ARCONEL 003/18) como son: las condiciones técnicas, las obligaciones del consumidor final, las obligaciones de la distribuidora, los contratos, cuál es el valor del kWh que contribuye el sistema fotovoltaico.

### **1.3.5 Análisis económico**

El objetivo de este análisis es evaluar el costo que tendrá la aplicación de un sistema fotovoltaico y conocer cuánto se podrá contribuir a la red eléctrica de la empresa distribuidora. Se pretende además establecer el horizonte de retorno de la inversión en función de los costos de instalación [29].

## CAPÍTULO 2

### Estudio y Modelación de generación y demanda

#### 2.0.1 Área de estudio

El punto de partida para un diseño de Sistema fotovoltaico conectado a la red (SFVCR) es conocer el recurso energético del área de estudio, en este caso la investigación se la realizo en el cantón Cuenca entre los meses de enero a diciembre del 2019. Los datos fueron recopilados de la estación meteorológica ubicada en la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca, cuyos datos son procesados y facilitados por el INER (“Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energía Renovables”).



**Figura 2.1:** Cantón Cuenca. [Autores].

## 2.0.2 Cuantificación de la radiación solar en el cantón Cuenca

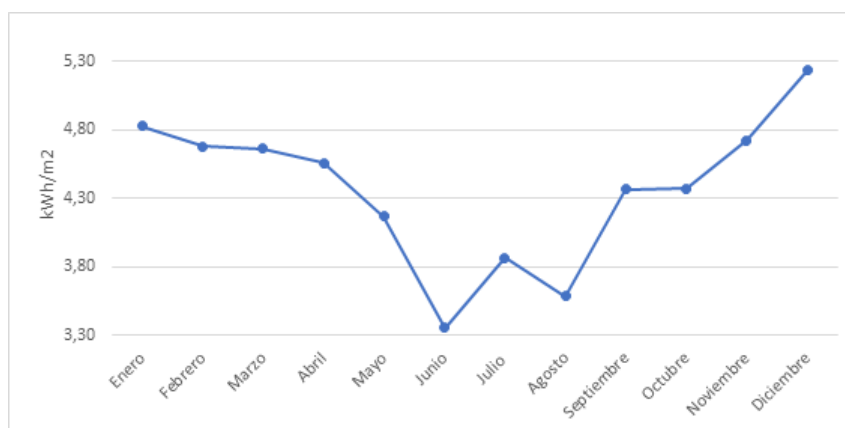
Las variables para considerar son la radiación solar y la temperatura del cantón Cuenca, estos datos deben ser lo mas precisos o aproximados ya que con ello se estima la generación de energía del sistema fotovoltaico.

Para la radiación solar global se presentan 13 registros que empiezan desde las 7:00 am hasta las 19:00 pm, que es cuando el sol está presente y para la temperatura existen 24 registros es decir de todo el día.

A partir de los datos recopilados que se presentan con el día mes y hora del año, se realizó una media aritmética para obtener un promedio mensual de la radiación solar, estos resultados se muestran en las siguientes figuras.

Meses	Radiación kWh/m <sup>2</sup>
Enero	4.83
Febrero	4.68
Marzo	4.66
Abril	4.56
Mayo	4.17
Junio	3.36
Julio	3.86
Agosto	3.59
Septiembre	4.37
Octubre	4.37
Noviembre	4.73
Diciembre	5.24
Promedio	4.37

**Figura 2.2:** Radiación mensual obtenida del INER.



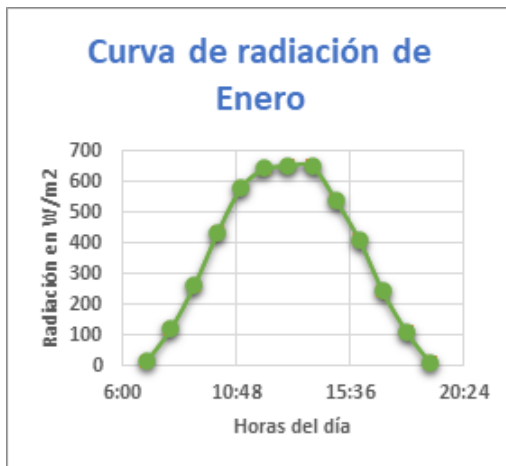
**Figura 2.3:** Radiación mensual obtenida del INER.

**Tabla 2.1:** Temperatura mensual obtenida del INER.

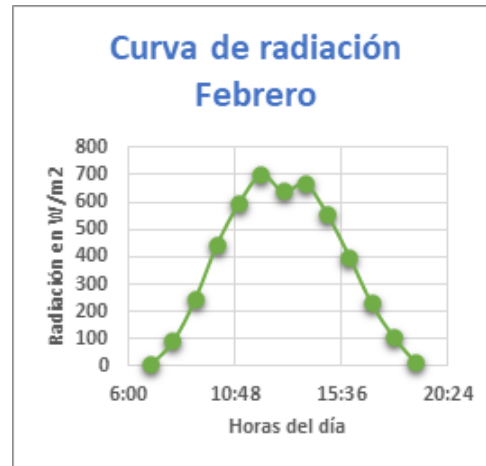
Temperatura promedio mensual (°C)					
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
15.24	15.61	15.72	15.29	14.55	13.79
Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
13.16	13.11	14.10	14.28	15.18	15.75

Como se puede observar los meses con menor radiación solar y con menor temperatura es junio, julio y agosto, los demás meses presentan valores aproximados, presentando así un recurso solar constante casi todo el año en el cantón Cuenca, lo que permite tener una viable estimación de los equipos y no sobredimensionar.

Para una mejor apreciación de los datos de radiación solar y sus horas/sol-día de los diferentes meses del año 2019, se presentan las siguientes curvas de radiación promedio diaria mensual de la estación meteorológica de la UPS en el cantón Cuenca.

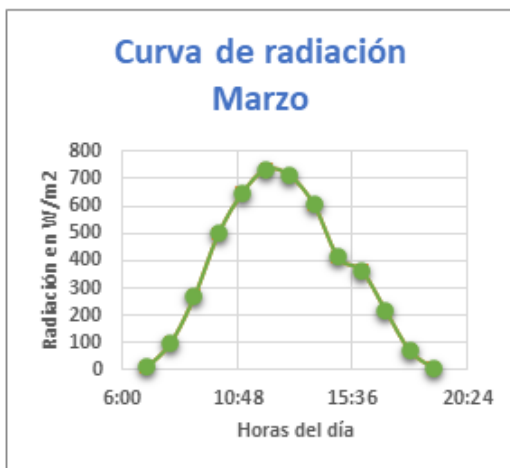


(a) Radiacion Enero

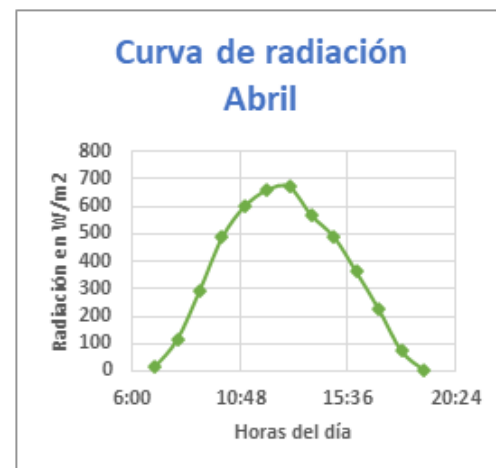


(b) Radiacion Febrero

**Figura 2.4:** Radiación Promedio de enero y febrero.



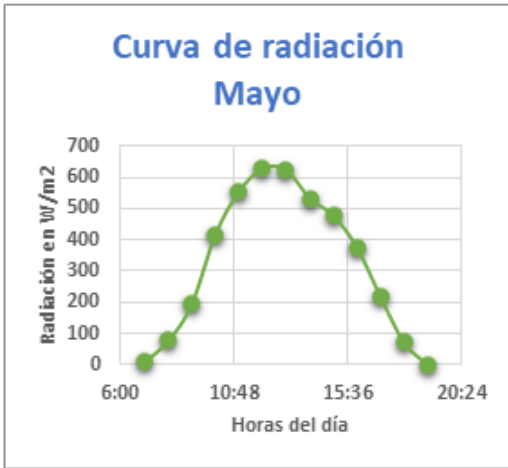
(a) Radiación de Marzo



(b) Radiación de Abril

**Figura 2.5:** Radiación Promedio de marzo y abril.



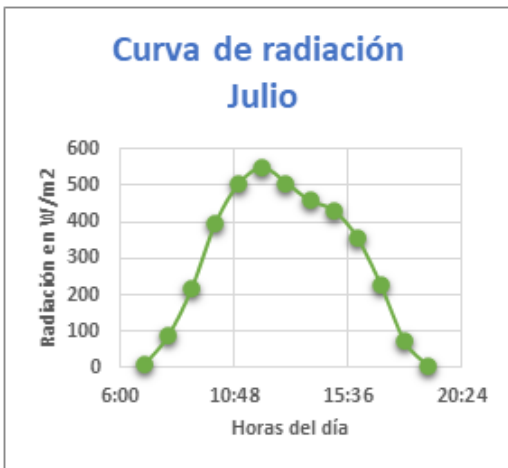


(a) Radiación de Mayo

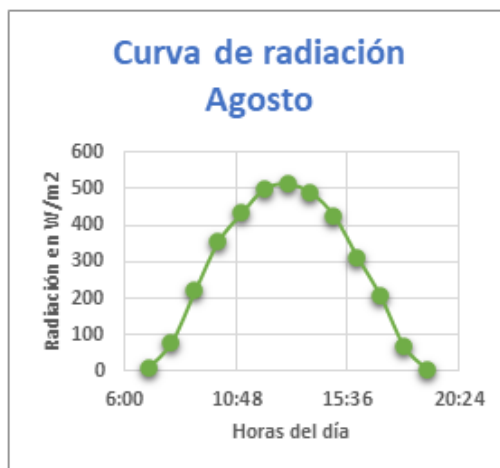


(b) Radiación de Junio

**Figura 2.6:** Radiación Promedio de mayo y junio.

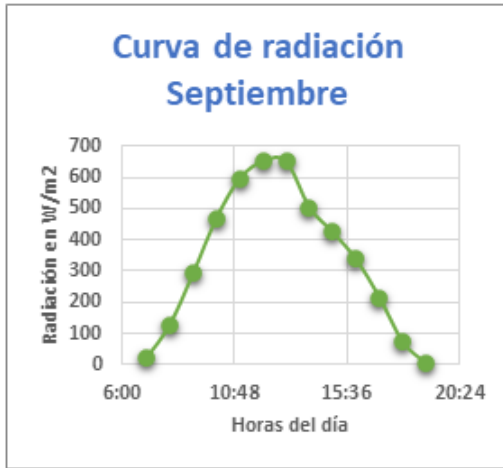


(a) Radiación de Julio

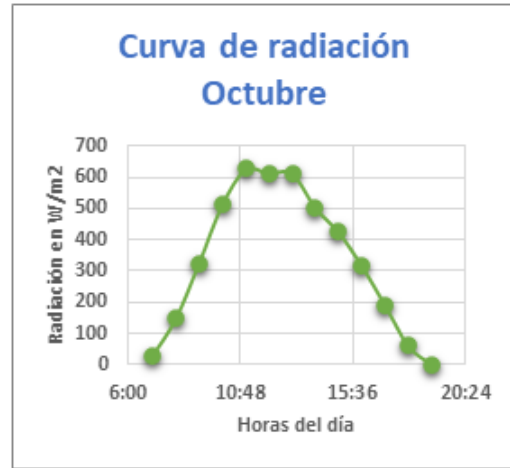


(b) Radiación de Agosto

**Figura 2.7:** Radiación Promedio de julio y agosto.



(a) Radiación de Septiembre

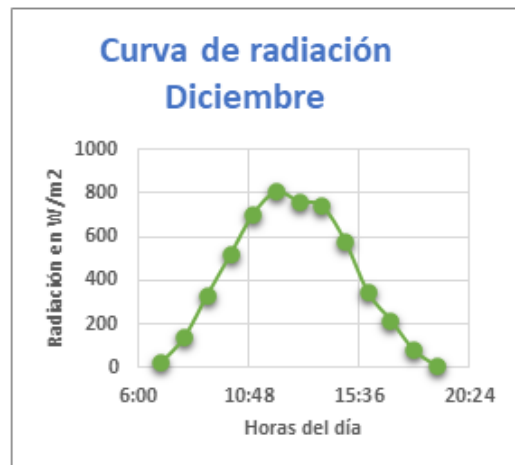


(b) Radiación de Octubre

**Figura 2.8:** Radiación Promedio de septiembre y octubre.



(a) Radiación de Noviembre



(b) Radiación de Diciembre

**Figura 2.9:** Radiación Promedio noviembre y diciembre.

Como se puede observar las curvas tienen forma de campana, esto debido a que mientras transcurre las horas del día la radiación va aumentando, hasta que llega a su punto máximo que es entre las 12:00 y 13:00 horas, luego la radiación va disminuyendo hasta que las horas del día-sol terminen es decir hasta las 19:00 horas.

Para complementar este estudio nos basamos en la información obtenida del sistema POWER de la NASA, el cual nos permite determinar irradiancias a partir de imágenes satelitales, obteniendo los siguientes resultados para el cantón Cuenca:

**Tabla 2.2:** Radiación mensual obtenida del sistema POWER.

Radiación promedio mensual (kWh/m <sup>2</sup> )					
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
4.39	4.25	4.45	4.33	4.19	4.15
Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
4.19	4.49	4.55	4.54	4.73	4.57

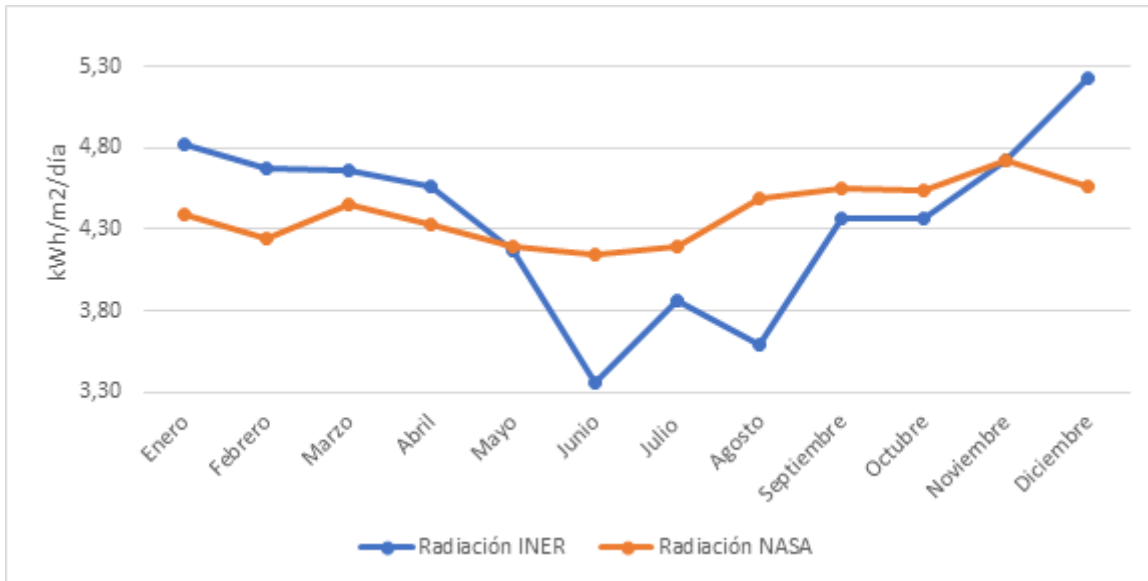


**Figura 2.10:** Radiación mensual obtenida del sistema POWER.

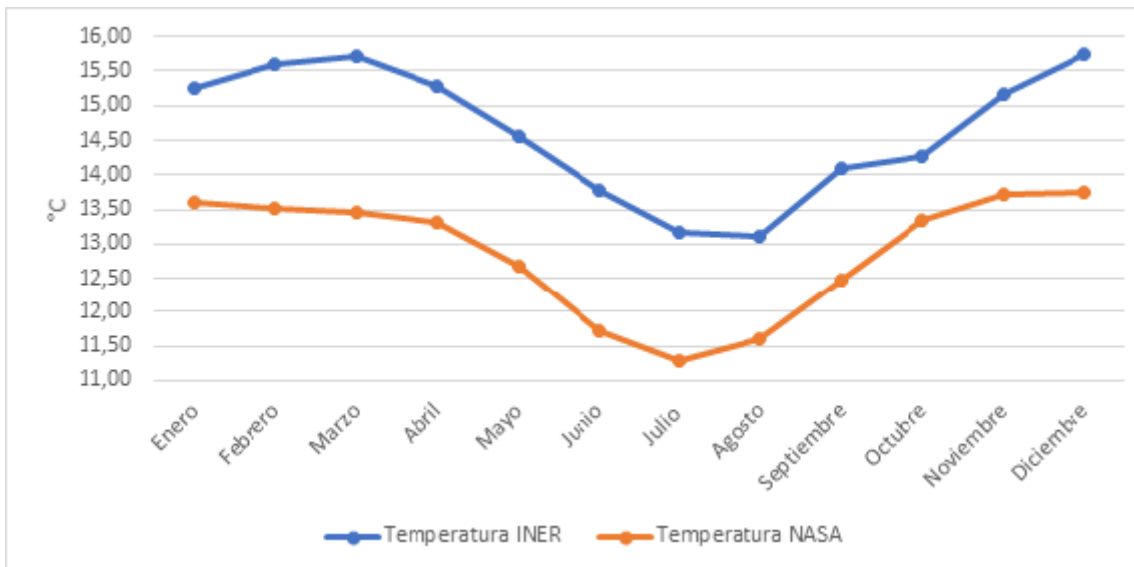
**Tabla 2.3:** Temperatura mensual obtenida del sistema POWER.

Temperatura promedio mensual (°C)					
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
13.59	13.51	13.46	13.30	12.69	11.71
Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
11.28	11.62	12.48	13.35	13.73	13.75

Cabe recalcar que los datos obtenidos del sistema POWER son un promedio desde el año de 1984 hasta la actualidad y no corresponden solo al año 2019 como se lo realizo con los datos del sistema INER. Con la información obtenida tanto del sistema INER como del sistema POWER de la NASA, se observa que los resultados de la radiación promedio mensual (figura 2.11) y la temperatura promedio mensual (figura 2.12) en el cantón Cuenca son valores aproximados, por lo que la confiabilidad de la información de datos es alta y el dimensionamiento de los equipos será el adecuado.



**Figura 2.11:** Comparación de las curvas de radiación de la base de datos de Power de la NASA y estación INER.



**Figura 2.12:** Comparación de las curvas de la temperatura de la base de datos de Power de la NASA y estación INER.

## **2.0.3 Análisis de la reglamentación eléctrica del Ecuador**

### **2.0.3.1 Demandas típicas del Ecuador**

De acuerdo con la “Agencia de Regulación y Control de Electricidad y Recursos Naturales No Renovables” (ARCERNNR) se consideran dos categorías de tarifas por las características de consumo que pueden ser: residencial o general y 3 grupos por nivel de tensión: bajo, medio y alto voltaje. Para este estudio nos centraremos más sobre el consumo residencial y su respectiva tarifa [30].

### **2.0.3.2 Categoría residencial**

Servicio público exclusivo para consumidores de uso doméstico y comprende a personas de escasos recursos y a consumos bajos, además de consumidores que incluyan alguna actividad artesanal o comercial pequeña (Pliego Tarifario Vigente 2021).

### **2.0.3.3 Tarifa residencial**

La tarifa residencial está aplicada a todos los rangos que se encuentran en la categoría de bajo voltaje:

- Cargo por distribución o comercialización en USD/consumidor-mes, independientemente del consumo de energía.
- Cargos incrementales por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida.

### **2.0.3.4 Tabla de categorías tarifarias**

En la figura [2.13] se puede observar el valor en USD/kWh en bajo y medio voltaje que manejan las empresas distribuidoras de electricidad de Azogues, Bolívar, Centro sur, Cotopaxi, Riobamba.

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)
CATEGORIA	RESIDENCIAL		
NIVEL VOLTAJE	BAJO Y MEDIO VOLTAJE		
1-50		0,091	1,414
51-100		0,093	
101-150		0,095	
151-200		0,097	
201-250		0,099	
251-300		0,101	
301-350		0,103	
351-500		0,105	
501-700		0,1285	
701-1000		0,1450	
1001-1500		0,1709	
1501-2500		0,2752	
2501-3500		0,4360	
Superior		0,6812	

**Figura 2.13:** Tarifas según categorías (ARCONEL 2020).

Los consumos domiciliarios en general están entre el nivel de voltaje de 101 – 150 o 151 - 200 kWh con un valor de 0.095 o de 0.097 USD/kWh respectivamente, un valor de comercialización fijo de 1,414 USD para todos los rangos de consumo y un valor de alumbrado público de 1.89 USD.

#### 2.0.4 Ordenanzas municipales en el cantón Cuenca

El consumidor tiene la responsabilidad de cancelar los respectivos rubros por recolección de basura, bomberos, en función a las ordenanzas emitidas por el municipio de Cuenca, en la planilla de consumo eléctrico de la respectiva empresa distribuidora, en este caso la empresa eléctrica Centro sur.

**Tabla 2.4:** Rubros municipales.

Ordenanzas municipales	
Rubro de basura	\$ 6.13
Rubro de bomberos	\$ 2.00
Total	\$ 8.13

## 2.1 Regulación Eléctrica Arconel 003/18

Por motivos de cambio en el proyecto de la normativa nacional esta regulación fue derogada en Julio del 2021, cuando se había realizado el trabajo de titulación por lo que este estudio esta basado para los consumidores que realizaron sus proyectos antes de la fecha mencionada, pero la metodología puede aplicarse en la nueva regulación con algunos ajustes en la normativa.

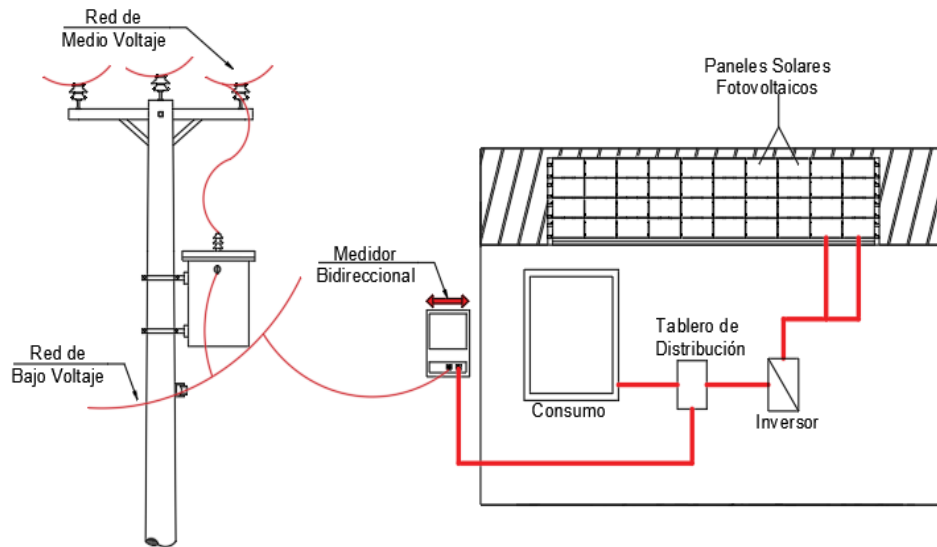
### **“Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”**

La presente regulación busca establecer condiciones comerciales y técnicas adecuadas para el desarrollo, ejecución y aportación de “sistemas de microgeneración fotovoltaica”, las viviendas o edificaciones en donde se pretenda llevar a cabo estos sistemas no debe superar a los 100 Kw de capacidad nominal.

#### **2.1.1 Características generales para instalar una microgeneración fotovoltaica ( $\mu$ SFV)**

Los usuarios que deseen la instalación de un  $\mu$ SFV tienen la obligación de considerar los siguientes lineamientos:

1. Una vez finalizado, el sistema deberá enlazar con la red de bajo o medio voltaje de la empresa eléctrica local, como se indica en el siguiente gráfico:



**Figura 2.14:** Esquema de Instalación del  $\mu$ SFV conectado a la red [autores].

2. Solo el dueño del inmueble puede instalar el  $\mu$ SFV.
3. El estudio del sistema  $\mu$ SFV tiene el propósito de reducir el consumo de energía de la red pública.
4. El  $\mu$ SFV debe garantizar una facilidad de conexión con la red eléctrica.
5. La generación del  $\mu$ SFV no deberá exceder a 100 kW [31] [32].

Luego de haber cumplido con estos requisitos se podrá solicitar la autorización para la conexión del  $\mu$ SFV a la red local de distribución correspondiente.

## 2.1.2 Requerimientos para autorizar la instalación, operación y conexión de SFV

### 2.1.2.1 Facilidad de conexión

El consumidor deberá solicitar a la empresa distribuidora una evaluación de factibilidad de conexión a la red eléctrica de distribución, la cual tendrá el plazo de 10 días laborables para considerar los siguientes lineamientos: regulación de voltaje y capacidad de corriente del alimentador, capacidad por corriente de cortocircuito. Donde se determinará si es posible la conexión.



### 2.1.2.2 Requisitos

- No tener deudas pendientes por el consumo de energía eléctrica (Planilla del último pago).
- Viabilidad de la conexión vigente.
- Memoria Técnica - estudio detallado del proyecto respaldado por un profesional, que contenga la siguiente documentación.
  - a Esquema unifilar del SFV.
  - b Características específicas de los equipos a emplearse.
  - c Diagrama para conexión del proyecto con la red eléctrica ya sea en medio o bajo voltaje.
  - d Detalles de la conexión.
  - e Equipo de seccionamiento y estudio de los sistemas de protección.
  - f Cumplimiento de los aspectos técnicos del sistema de protección, dispuesto por la empresa distribuidora.
  - g Total de módulos solares y su respectiva potencia.
  - h Potencia total instalada del sistema fotovoltaico.
  - i Estimación mensual y anual de la producción eléctrica del SFV.
  - j Detalles técnicos del o los inversores.
  - k Potencia máxima.
  - l Punto de medición y entrega.
  - m Los niveles de tensión máx. y mín. de la red.
  - n Lugar determinado para llevar a cabo la conexión.
  - o Documentación adicional requerida por parte de la empresa de distribución.

### 2.1.3 Pasos a seguir para la instalación, conexión, y maniobra del $\mu$ SFV

Tanto los usuarios como las empresas encargadas de distribución tienen acogerse a los siguientes lineamientos:

1. Cuando se haya cumplido con la viabilidad para la conexión, se deberá presentar la solicitud adjuntado con el formulario que se indica el anexo 1 para la conexión de  $\mu$ SFV.

2. La empresa de distribución local tiene la obligación de verificar que se cumplan todos los requisitos, para que sea aceptada y designada un número de trámite correspondiente, caso contrario la negación del trámite.
3. Los aspectos técnicos del  $\mu$ SFV serán analizados en periodo de 10 días hábiles a partir de la recepción de la solicitud por parte de la empresa. Si el usuario tiene que hacer aclaraciones, tendrá el plazo de 8 días para absolver las observaciones realizadas, caso contrario el trámite se dará por concluido.
4. SI se han cumplido todos los requisitos solicitados la empresa distribuidora solicitará un cronograma para la realización del proyecto con fechas de prueba y entrada a funcionamiento.
5. El usuario interesado dispondrá de un periodo de 10 días hábiles para enviar el cronograma de ejecución o alguna información adicional requerida.
6. La empresa de distribución tiene un lapso de ocho días hábiles, a partir de la recepción y aprobación del cronograma de ejecución, para expedir el informe de aprobación del proyecto.
7. Luego de la emisión de la autorización de conexión del  $\mu$ SFV, por parte de la empresa distribuidora, se solicitará a la ARCONEL el permiso para la ejecución y operación como consumidor con  $\mu$ SFV razón por lo cual se emitirá el formulario indicando en el Anexo 3 y dispondrá de un plazo de 2 días.
8. Con el permiso de la ARCONEL el usuario podrá empezar con ejecución con la instalación del  $\mu$ SFV, debiendo cumplir con el cronograma previamente expuesto.
  - 8.1. La empresa verificará que se cumplan con las normas técnicas en un plazo de 2 días antes que entre a operación el  $\mu$ SFV.
  - 8.2. Para registrar la energía consumida y entregada, en el sistema de medición se colocaran sellos de seguridad.
  - 8.3. En un plazo de 15 días se firmara un contrato de abastecimiento como consumidor con  $\mu$ SFV como indica el anexo 3
9. Una vez suscrito el contrato se da por iniciado la operación del  $\mu$ SFV y la existencia de un nexo técnico -comercial por parte del consumidor y la empresa distribuidora.
10. Será responsabilidad netamente del consumidor el mantenimiento y operación de las instalaciones y abastecer de equipos necesarios al sistema.

## **2.2 Controles para el proceso de la operación del $\mu$ SFV**

Para los controles la empresa de distribución de energía dispondrá en su página web, un sitio para mantener informado a los interesados, del seguimiento de los trámites de autorización para la instalación y operación del  $\mu$ SFV, y será actualizada con un tiempo máximo de 5 días.

## **2.3 Periodo de operación del $\mu$ SFV**

La ejecución del  $\mu$ SFV es por 20 años y es contabilizada desde la fecha de entrada en operación, luego de dar por terminado el plazo de operación, se procederá a la desconexión del  $\mu$ SFV ya sea en media o baja tensión de las redes de la distribuidora.

## **2.4 Motivos para la desconexión del $\mu$ SFV**

La distribuidora tiene la facultad de negar la conexión para la operación del  $\mu$ SFV cuando se justifiquen los siguientes casos:

1. Por voluntad del consumidor.
2. Infligir el cronograma presentado para las fechas de ensayo y ejecución, además de no presentar justificaciones.
3. Caso omiso de recomendaciones y aspectos técnicos.
4. Por no permitir efectuar inspecciones del  $\mu$ SFV a personal de la empresa.

### **En etapa de operación:**

1. Por haber concluido con el periodo de operación establecidos en el convenio de suministro.
2. Efectuar cambios considerables al sistema fotovoltaico.
3. Intervención y manipulación del sistema de medición.

4. Cuando la clausula del consumidor cambie a usuario no regulado.
5. Por vender o entregar energía a terceros.

## **2.5 Liquidación de la energía entregada a la red de la empresa distribuidora.**

La distribuidora comercial realiza un estudio cada mes, de la energía consumida y entregada por el consumidor, en los 10 primeros días del mes siguiente de operación del uSFV, basados en la expresión siguiente:

$\Delta E =$  “Energía consumida de la red - energía inyectada en la red”

$\Delta E =$  Remanente negativo si ,resultado de balance neto  $< 0$

$\Delta E =$  Remanente positivo si ,resultado de balance neto  $> 0$

En el caso de obtener un resultado negativo por el consumidor, se realizara una valoración de la energía consumida y a su vez sea facturada en la planilla mensual del consumidor.

Para un resultado favorable al consumidor de uSFV, se lo estimará como una financiación de energía, en beneficio del consumidor para el posterior mes y así continuamente, hasta llegar al periodo de reanudación.

El periodo de reanudación se lo realiza cada 2 años a partir de la fecha de operación, regresando la medición nuevamente a cero, hasta que se produzca un motivo para la desconexión o se efectuó el periodo de operación.

Para cualquier caso de facturación se deberá considerar:

- Los consumidores con  $\mu$ SFV tendrá que cancelar el cargo por comercialización mensualmente.
- El usuario con  $\mu$ SFV tendrá que cancelar de forma obligatoria la tasa del servicio de alumbrado público general.

- Cancelar los valores emitidos por las ordenanzas municipales por la recolección de basura, bomberos.

#### Obligaciones del consumidor de uSFV

- Colaborar y proporcionar todas las comodidades para una correcta verificación de los equipos de medición y del  $\mu$ SFV.
- Mantenimiento periódico del uSFV y del medidor, según recomendaciones emitidas por la empresa distribuidora.
- Reportar cualquier irregularidad a la empresa distribuidora.
- Preservar los documentos técnicos originales del uSFV.

#### Responsabilidades de la empresa distribuidora.

- Encargados de la instalación del sistema para la medición, adquisición y calibración.
- Revisar periódicamente el apropiado desempeño del sistema de medición.
- Efectuar la lectura del consumo en el punto de medición.
- Realizar un cronograma anual para las verificaciones de los equipos.
- Informar al ARCERNNR acerca de los incumplimientos de cualquier disposición.

#### **2.5.0.1 Condiciones técnicas**

El funcionamiento del  $\mu$ SFV no producirá alteraciones en los niveles de voltaje de la red y sobre todo no deberá generar inseguridades para el personal de mantenimiento y maniobra, además de asuntos de calidad y seguridad.

1. Punto de conexión.

- a Depende de la potencia nominal instalada fotovoltaica, cargas sensibles (Hospitales, etc.), potencia del transformador de distribución, capacidad de cortocircuito, regulación de voltaje y escenarios de mínima y máxima demanda.
  - b El fp de la energía suministrada a la red de distribución deberá ser lo mas próximo a la unidad.
2. Conexión con la red de distribución.
- a Operaran en un rango de 90% y 110% del voltaje nominal de la red.
  - b No se producirá variaciones de la puesta en paralelo de voltaje en la red de la red de +- 5%.
  - c La variaciones de frecuencia será un valor máximo de +- 0.5 Hz.
  - d El consumidor con  $\mu$ SFV deberá contar con los equipos apropiados para ejecutar maniobras de reconexión sin producir daños ni sobre voltajes a la red.
3. Requisitos para la puesta a tierra del  $\mu$ SFV
- Los componentes metálicos que estén incluidos en la instalación del  $\mu$ SFV, en corriente continua como corriente alterna deberá contar con un único sistema de puesta a tierra independientemente de la empresa de distribución, ya sea por un transformador de aislamiento o cualquier otro equipo que contenga similares funciones.
4. Sistema de protecciones
- a Garantizará la desconexión cuando existan fallas, ya sean ocasionadas internamente en el sistema o externa por la red de distribución.
  - b Contará con los siguientes interruptores:
    - i. Interruptor termomagnético y también se pueda operar de forma manual, el cual será de fácil alcance par el personal de la empresa distribuidora en cualquier momento de ser necesario.
    - ii. Interruptor diferencial automático cual tiene como finalidad la protección de personas.
    - iii. Interruptor automático de la interconexión para la desconexión-conexión automática en caso de pérdida de voltaje o problemas de frecuencia en la red.
  - c Protección para la conexión de máxima y mínima frecuencia y de máximo y mínimo voltaje.

### 2.5.0.2 Sistema de medición

El sistema de medición tendrá la capacidad para realizar mediciones del flujo en ambos sentidos y sugiere tener las siguientes especificaciones:

- Medidor de energía reactiva/activa/
- Corriente máximo de trabajo, según normar IEC.
- Frecuencia de trabajo de 60 Hz.
- Precisión para energía activa y reactiva de 0.5% o mejor.
- Almacenar datos en lapsos de 15 minutos.
- Poseer protocolos con certificación de ensayos en industria o en laboratorio [33] .

## CAPÍTULO 3

### Cálculos y Diseño

#### 3.1 Cálculos y diseño para la microgeneración fotovoltaica

La vivienda para el tema de estudio está ubicada en las calles Rio de Plata y Rio Manzanares, en un sector urbano de la parroquia Yanuncay perteneciente al cantón Cuenca y está conformada de 2 plantas y una buhardilla, en donde habitan 4 personas.



**Figura 3.1:** Vista frontal de la vivienda.

##### 3.1.1 Demanda eléctrica residencial

Para un mejor pronóstico de demanda se debe considerar la dinámica familiar, la incorporación de equipos eléctricos, cambio a tecnologías de ahorro de energía.

En nuestro estudio los datos fueron registrados a través de mediciones que realiza la empresa distribuidora por lo tanto, para determinar el consumo eléctrico, se realizó



una recopilación de todos los valores en kWh de las planillas correspondientes a los años 2017, 2018 y 2019 de la vivienda. A partir de esta información se realizó un promedio para determinar el consumo mensual, la Tabla 3.1 indica los consumos anuales obtenidos durante los 3 años para la vivienda. Cabe mencionar que los residentes de esta vivienda no utilizan cocina a inducción

**Tabla 3.1:** Demanda Residencial.

Año	Consumo kWh/mes	Tasa de aumento
2017	142.19	—
2018	142.83	0.455%
2019	145.20	1.629 %

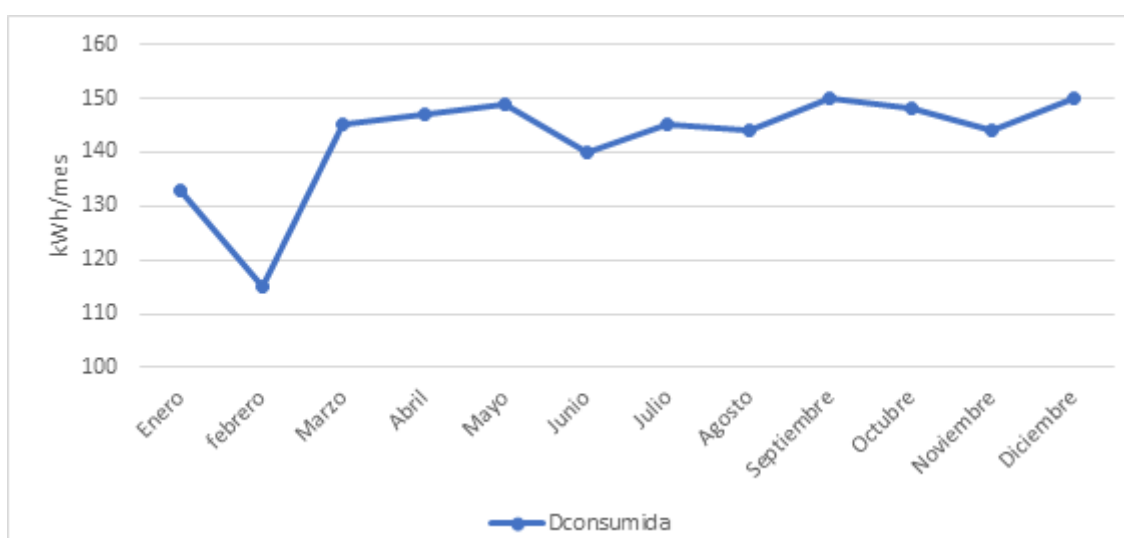
## 3.2 Perfil de Carga

Es la demanda de energía eléctrica variable en el tiempo, depende de factores sociales, económicos, hábitos de consumo, del tipo de cliente (residencial, comercial e industrial) y son muy útiles en el momento de establecer el nivel de generación para el suministro de electricidad, ya que permite ilustrar la demanda de energía eléctrica requerida durante un tiempo específico, su unidad de medida se expresa en [kWh] [34].

La curva de consumos promedios que se representa en la figura 3.3 esta realizada con los datos obtenidos de la figura 3.2, donde se observa un rango de consumo entre 100kWh-200kWh.

Mes	Consumo kWh
Enero	133
Febrero	115
Marzo	145
Abril	147
Mayo	149
Junio	140
Julio	145
Agosto	144
Septiembre	150
Octubre	148
Noviembre	144
Diciembre	150
<b>Total</b>	<b>1710</b>

**Figura 3.2:** Consumo mensual.



**Figura 3.3:** Consumo mensual.

El consumo anual que tiene la vivienda es de 1710 kWh/año, por lo que el sistema fotovoltaico se debe dimensionar para dicha demanda.

### 3.2.1 Selección de paneles solares

Los sistemas fotovoltaicos tienen la gran facilidad de integrarse en el sector residencial, ya sea encima de superficies ya construidas o formar parte de la construcción debido a sus diversos modelos y formas de ubicarlos.

Las tecnologías más utilizadas en el Ecuador son las monocristalinas y policristalinas con una potencia entre los 200 Wp y 250 Wp. Sin embargo, los paneles solares tienen una pérdida estimada por envejecimiento que ronda entre 0.5% y 1% anual, que resulta en una degradación de su capacidad de generación eléctrica. Tomando como ejemplo el valor de 1% un panel de 200Wp luego de 20 años de operación producirá 163.57 Wp, tal como muestra la siguiente tabla:

**Tabla 3.2:** Degradación de la generación de un panel por envejecimiento.

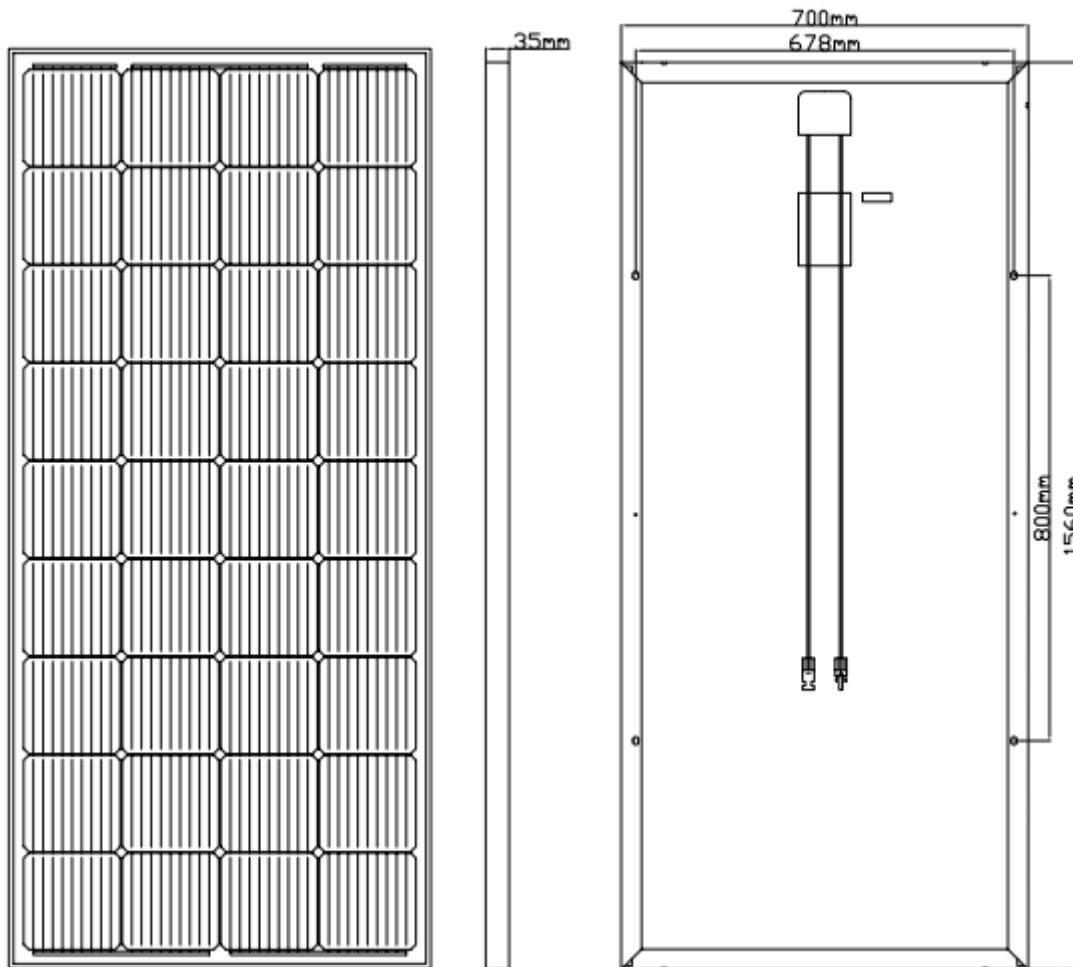
Año	Pérdidas de Generación (Wp)
0	200
1	198
2	196.02
3	194.06
4	192.12
5	190.20
6	188.30
7	186.44
8	184.55
9	182.70
10	180.87
11	179.06
12	177.27
13	175.50
14	173.50
15	172
16	170.28
17	168.58
18	166.89
19	165.23
20	163.57

Por lo tanto existe una reducción de 36.43 Wp respecto a la potencia nominal original. Este factor se toma en cuenta en el diseño y se comenzará el cálculo utilizando paneles solares de la marca RESUN con una potencia de 230 Wp y sus

respectivas especificaciones técnicas que se indican en la imagen [3.4](#).

Panel Fotovoltaico	
Especificaciones Eléctricas	Descripción
Marca	RESUN
Modelo	RES-230
Tipo de celda Solar	Monocristalino
Tamaño del modulo	1560mmx 700mmx35mm
Peso del modulo	12 Kg
Potencia Máxima ( $P_{MPP}$ )	230 Wp
Limite de corriente	0 a 5 W
Tensión máxima de Potencia ( $U_{PM}$ )	20.19 V
Corriente máxima de Potencia ( $I_{PM}$ )	11.39 A
Tensión de Cortocircuito $U_{OC}$	24.10 V
Corriente de circuito abierto $I_{SC}$	11.99 A
Eficiencia del modulo	21.06%

**Figura 3.4:** Hoja de Datos del panel solar de la marca RESUN [35](#).



**Figura 3.5:** Dimensiones del módulo solar [35].

Para establecer la cantidad de módulos solares requeridos para la vivienda de estudio se utiliza la demanda anual de 1710 kWh/año y se divide para los 12 meses a fin de obtener la demanda mensual.

$$D_{\text{mensual}} = \frac{1710}{12} = 142.5 \text{ kWh/mes} \quad (3.1)$$

Luego la demanda mensual se divide para 30 días para obtener la demanda diaria.

$$D_{\text{diaria}} = \frac{142.5}{30} = 4.75 \text{ kWh/día} \quad (3.2)$$

Para establecer la hora solar pico (HSP) del cantón Cuenca se utiliza la siguiente

ecuación:

$$HSP = \frac{P_{pr}}{1000} \quad (3.3)$$

Donde:

HSP= Hora solar pico.

$P_{pr}$ = Radiación promedio

$$HSP = \frac{4370 \text{ Wh/m}^2}{1000 \text{ W/m}^2} \quad (3.4)$$

$$HSP = 4.37h \quad (3.5)$$

Este valor corresponde a las hora solar pico del día y sirve para definir la cantidad de paneles solares necesarios en el proyecto.

Con la siguiente ecuación se obtiene la potencia demandada del generador fotovoltaico:

$$P_{mp} = \frac{D_{diaria} \cdot 1000}{HSP} \quad (3.6)$$

Donde:

$P_{mp}$ = Potencia demandada del generador fotovoltaico.

$$P_{mp} = \frac{4.75 \text{ kWh/día} \cdot 1000}{4.37 h} \quad (3.7)$$

$$P_{mp} = \frac{4750 \text{ Wh/día}}{4.37 h} \quad (3.8)$$

$$P_{mp} = 1087 \text{ W/día} \quad (3.9)$$

Al valor de la potencia pico del generador fotovoltaico se lo multiplica para un factor de reserva del 30%, para tomar en cuenta pérdidas en el inversor y por si a futuro se llegara a conectar alguna otra carga.

$$P_{mp} = 1087 \cdot f_{reserva} = 1087 \cdot 1.3 = 1413.04 \text{ Wp} \quad (3.10)$$

Para conocer el número de módulos solares se tiene que dividir la potencia del generador fotovoltaico para la potencia de los módulos solares seleccionados en este caso de 230 Wp.

$$N = \frac{P_{mp}}{P_{max}} \quad (3.11)$$

donde:

N = Número de paneles.

$P_{max}$  = Potencia nominal de los paneles solares.

$$N = \frac{1413.04 \text{ Wp}}{230 \text{ Wp}} \quad (3.12)$$

$$N = 6.143 \quad (3.13)$$

El resultado de la ecuación [3.13](#) nos indica que debemos utilizar 7 paneles solares pero como ya se utilizo factores de sobredimensionamiento se utilizarán 6 paneles de 230 Wp.

### 3.2.2 Superficie a utilizar

Para calcular el espacio requerida para la instalación de los módulos solares, en necesario conocer el largo y ancho de los módulos seleccionados, estos valores vienen dados por el fabricante. El área que se requiere para la instalación de los módulos

solares es de:

$$S = l \cdot a \quad (3.14)$$

Donde:

S = área del módulo.

l = largo del módulo.

a = ancho del módulo

$$S = 1.56 \cdot 0.7 \quad (3.15)$$

$$S = 1.092\text{m}^2 \quad (3.16)$$

Como son 6 paneles solares se lo multiplica por 6:

$$S_{\text{total}} = 1.092 \cdot 6 = 6.55\text{m}^2 \quad (3.17)$$

El área total requerida por los paneles solares es de  $6.55 \text{ m}^2$ .

### 3.2.3 Cálculos de pérdidas por orientación e inclinación

Las pérdidas de esta sección son ocasionadas por la orientación, inclinación y las probables sombras que se puedan producir en el generador fotovoltaico, y serán inferiores a los establecidos en el siguiente gráfico:



	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

**Figura 3.6:** Pérdidas por orientación e inclinación y sombras.

La orientación de los módulos solares es siempre hacia el norte por lo tanto su ángulo de azimut es  $\alpha = 0^\circ$  y su inclinación ideal sería de  $\beta = 0^\circ$ , pero por factores como la resistencia del viento, acumulación de polvo y sombras sobre las superficies de los módulos, la inclinación que se selecciona es de  $\beta = 5^\circ$ . Con estos parámetros se calcula el factor de irradiación (FI) con la ecuación [3.20](#)

Período de diseño	$\beta_{opt}$	K
Diciembre	$\phi + 10$	1.7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1.15

**Figura 3.7:** Valores de  $\beta_{opt}$  y K.

A continuación, de la figura [3.7](#), se selecciona el valor de la constante  $K=1.15$ , para un inclinación óptima de  $\beta_{opt}$  basado en el período de diseño anual y dado que la vivienda del presente estudio se encuentra situada en el cantón Cuenca la latitud es ( $\phi = -2.0671^\circ$ )

$$\beta_{opt} = \phi - 10 = -2.0671 - 10 = -12.0671^\circ \quad (3.18)$$

Se procede a comprobar que estas pérdidas cumplan con el valor admisible que es menor al 10%.

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas}(\%) &= 100 \cdot [1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta_{opt} - \varphi + 10)^2] \\ &= 100 \cdot [1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (12.0671 - 2 + 10)^2] \\ &= 0.25\% \end{aligned} \quad (3.19)$$

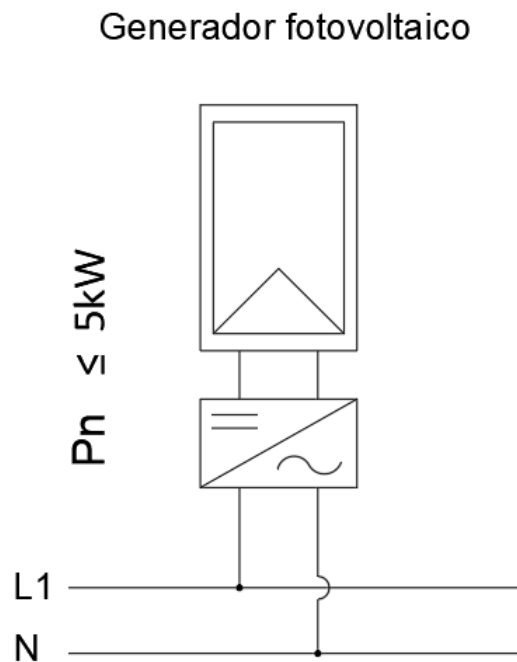
El resultado obtenido es de 0.25%, es decir menores al 10% permitido como lo señala en la tabla 3.7, por lo tanto se podría decir son muy favorables para el lugar de estudio.

Luego de haber encontrado el ángulo óptimo de inclinación y seleccionado el valor de la constante K, se procede a calcular el factor de irradiación.

$$FI = 1 - [1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2] = 1 - [1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (5 - 12.0671)^2] = 0.965 \quad (3.20)$$

Para comenzar el dimensionamiento es fundamental conocer si se va a emplear un inversor trifásico o monofásico. Para este caso como la potencia instalada es menor a 5 kW con lo cual el inversor a emplear será monofásico.

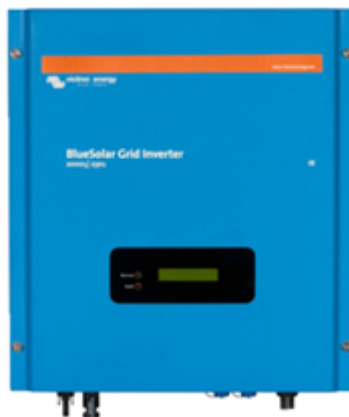
Otro punto importante para el dimensionamiento es el tipo de configuración de conexión de los inversores, para este estudio como el inversor es monofásico se selecciona la siguiente configuración.



**Figura 3.8:** Inversor monofásico conectado a la red.

El inversor que se seleccione deberá desempeñar con varias características y condiciones para un correcto funcionamiento, y una mayor confiabilidad del sis-

tema fotovoltaico. Luego de analizar los parámetros necesarios, se selecciona el inversor monofásico de marca BlueSolar Grid Inverter para conexión a red, con el esquema que se indica en la figura 3.8, al cual estarán conectados los 6 paneles de 230W descritos previamente. En la figura 3.10 se presentan las características más importantes del inversor.



**Figura 3.9:** Inversor monofásico BlueSolar Grid Inverter.

Especificaciones Eléctricas	Descripción STC
Marca	BlueSolar Grid Inverter
Modelo	2.5 - 1- M
Potencia nominal en salida	1650 W
Máxima potencia de entrada	1500 W
Voltaje máximo de entrada	450 V
Rango MPP	110. . . . . 430 V
Máxima corriente de entrada	17.8 A
Factor de potencia	0.99
Frecuencia nominal AC	50/60 Hz
Máxima potencia de salida	1650 VA
Voltaje nominal de salida	220 - 230 - 240 V
Eficiencia	95.5%
Temperatura de trabajo	50° to -25°
Índice de protección	IP 54
Peso	14.8 Kg%

**Figura 3.10:** Inversor monofásico BlueSolar Grid Inverter.

### 3.2.3.1 Arreglo de módulos fotovoltaicos

Para determinar el arreglo de los módulos fotovoltaicos conectados en serie, se debe tener presente las especificaciones técnicas de entrada del inversor y salida de los

panes fotovoltaicos.

$$N_S = \frac{V_{DC \text{ inv}}}{U_{mp}} \quad (3.21)$$

Donde:

$N_{Smin}$  = número mínimo de módulos en serie.

$N_{Smax}$  = número máximo de módulos en serie.

$U_{MP}$  = voltaje máximo de potencia del módulo fotovoltaico.

$V_{DC \text{ inv}}$  = valor de rango del seguidor MPP.

$$N_{Smin} = \frac{110}{20.19} = 5.44 \cong 6 \quad (3.22)$$

$$N_{Smax} = \frac{430}{20.19} = 21.29 \cong 21 \quad (3.23)$$

Se procede a calcular el número de módulos solares en paralelo, que se pueden conectar al inversor seleccionado, para esto es necesario conocer la potencia del inversor.

$$N_p = \frac{I_{DC \text{ inv}}}{I_{mp}} \quad (3.24)$$

Donde:

$N_{pmin}$  = número mínimo de módulos en paralelo

$N_{pmax}$  = número máximo de módulos en paralelo

$I_{MP}$  = corriente máxima de potencia del módulo fotovoltaico.

$I_{DC \text{ inv}}$  = corriente del inversor.

$$N_{\text{pmin}} = \frac{1500/430}{11.39} = 0.306 \cong 1 \quad (3.25)$$

$$N_{\text{max}} = \frac{1500/110}{11.39} = 1.19 \cong 1 \quad (3.26)$$

Estos valores son las cantidades máximas y mínimas que podrán ser conectadas en serie y paralelo, para obtener los requisitos mínimos de entrada del inversor. Para este sistema se utilizará un arreglo de 6 módulos solares en serie.

Se realiza la siguiente comprobación para asegurar que los rangos de tensión y corriente para el seguidor MPP del arreglo en serie, cumpla con los valores establecidos por el equipo para obtener la máxima eficiencia energética.

$$U_{\text{mpmax}} = U_{\text{mp}} \cdot N_s = 20.19 \cdot 6 = 121.14 \text{ V} \quad (3.27)$$

Donde:

$U_{\text{mpmax}}$  = tensión de máxima potencia del generador fotovoltaico.

La corriente que suministra el campo generador cuando proporciona la máxima potencia, viene expresada.

$$I_{\text{mpmax}} = I_{\text{mp}} \cdot N_p = 11.39 \cdot 1 = 11.39 \text{ A} \quad (3.28)$$

Donde:

$I_{\text{mpmax}}$  = corriente de máxima potencia del generador fotovoltaico.

Por lo tanto se comprueba que el valor de máxima potencia del generador fotovoltaico esta dentro del rango establecido por el fabricante (110 - 430). El valor de la corriente de máxima potencia del generador fotovoltaico también esta dentro del rango establecido por el fabricante (17.8 A)

Para el caso de estudio la temperatura muy pocas veces alcanza el valor estándar de (25°C), lo que provoca que los valores de los paneles solares varíen por lo tanto, es necesario evaluar los rangos en los que fluctúa dicha variación, teniendo en cuenta en el peor y mejor caso de temperaturas. Se utilizara un valor de 5°C como el peor de los casos y 40°C como el mejor caso de temperatura.

Procedemos a calcular la tensión de circuito abierto ( $U_{OC}$ ) y la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) para una temperatura de 5°C.

Para calcular la tensión de circuito abierto ( $U_{OC}$ ) cuando se encuentra a un temperatura diferente a los 25°C se utiliza la siguiente ecuación, donde es necesario conocer el coeficiente de temperatura del panel solar dado por el fabricante.

$$U_{OC(5^{\circ}C)} = U_{OC(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \beta \quad (3.29)$$

Donde:

$U_{OC(5^{\circ}C)}$  = tensión de circuito abierto para una temperatura de 5°C).

$U_{OC(25^{\circ}C)}$  = tensión de circuito abierto a temperatura de 25°C.

$\Delta T$  = diferencia de temperatura.

$\beta$  = coeficiente de temperatura de tensión de cortocircuito, para este caso -0.32V/°C.

$$U_{OC(5^{\circ}C)} = 24.10 + (5 - 25) \cdot -0.32 = 30.5V \quad (3.30)$$

Para determinar la corriente de cortocircuito para temperaturas diferentes a los 25°C se utiliza la siguiente ecuación, donde se aplicará el coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito.

$$I_{SC(5^{\circ}C)} = I_{SC(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \gamma \quad (3.31)$$

Donde:

$I_{SC(5^{\circ}C)}$  = corriente de cortocircuito para una temperatura de 5°C).

$I_{SC(25^{\circ}C)}$  = corriente de cortocircuito para una temperatura de 25°C).

$\Delta T$  = diferencia de temperatura.

$\gamma$  = coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito, para este caso 0.05A/°C.

$$I_{SC(5^{\circ}C)} = 11.99 + (5 - 25) \cdot 0.05 = 10.99A \quad (3.32)$$

A continuación se calcula la tensión de circuito abierto  $U_{OC}$  y una corriente de cortocircuito  $I_{sc}$ , donde se aplicara las mismas ecuaciones sola la diferencia que la temperatura es de  $40^{\circ}C$ .

$$U_{OC(40^{\circ}C)} = 24.10 + (40 - 25) \cdot -0.32 = 19.3V \quad (3.33)$$

$$I_{SC(40^{\circ}C)} = 11.99 + (40 - 25) \cdot 0.05 = 12.74A \quad (3.34)$$

Donde:

$U_{OC(40^{\circ}C)}$ = tensión máxima de circuito abierto para una temperatura  $40^{\circ}C$ .

$I_{SC(40^{\circ}C)}$ = corriente de cortocircuito para una temperatura de  $40^{\circ}C$ .

Por ultimo se calculará el valor de tensión máxima potencia, ya que también varia con la temperatura, aplicando la siguiente ecuación.

$$\Delta U_{mp}(T) = FF \cdot \beta \quad (3.35)$$

Donde:

$\Delta U_{mp}(T)$ =valor de tensión máxima potencia respecto a la temperatura.

FF= factor de forma

El factor de de forma se calcula de la siguiente manera:

$$FF = \frac{U_{mp} \cdot I_{mp}}{U_{oc} \cdot I_{sc}} = \frac{20.19 \cdot 11.39}{24.10 \cdot 11.99} = 0.7958 \quad (3.36)$$

Reemplazando el valor del factor de forma en la ecuación 3.35

$$\Delta U_{mp}(T) = 0.7957 \cdot -0.32 = -0.2546V/^{\circ}C \quad (3.37)$$

El valor de tensión que alcanzarán los paneles solares para las temperaturas extremas será:

$$U_{mp(5^{\circ}C)} = 24.10 + (5 - 25) \cdot -0.25 = 29.1V \quad (3.38)$$

$$U_{mp(40^{\circ}C)} = 24.10 + (40 - 25) \cdot -0.25 = 20.35V \quad (3.39)$$

Donde:

$U_{mp(5^{\circ}C)}$  = tensión de máxima potencia para una temperatura de 5°C.

$U_{mp(40^{\circ}C)}$  = tensión de máxima potencia para una temperatura de 40°C.

$$U_{mpmax(40^{\circ}C)} = U_{mp(40^{\circ}C)} \cdot N_s = 20.35 \cdot 6 = 122.1V \quad (3.40)$$

$$U_{mpmax(5^{\circ}C)} = U_{mp(5^{\circ}C)} \cdot N_s = 29.6 \cdot 6 = 174.6V \quad (3.41)$$

$$U_{oc(5^{\circ}C)} = U_{oc(5^{\circ}C)} \cdot N_s = 30.5 \cdot 6 = 183V \quad (3.42)$$

$$I_{mpmax} = I \cdot N_p = 12.99 \cdot 1 = 12.99A \quad (3.43)$$

A continuación se realiza la comprobación de que cumple las condiciones del rango MPP.

El rango de tensión del seguidor MPP del inversor mínima es de 110 V, la máxima varia de 430 V, la tensión máxima en vacío es de 450 V y la intensidad máxima es de 17.85 A, según la hoja técnica del fabricante.

$$U_{inv \min} \leq U_{mpmax(40^{\circ}C)} \longrightarrow 110 \leq 122.1V \quad (3.44)$$

$$U_{inv \max} \geq U_{mpmax(5^{\circ}C)} \longrightarrow 430 \geq 174.6V \quad (3.45)$$

Tensión máxima de circuito abierta.



$$U_{\max \text{ vacío}} \geq U_{oc(5^\circ C)} \longrightarrow 450 \geq 183V \quad (3.46)$$

Intensidad máxima

$$I_{\max \text{ inv}} \geq I_{mpmax} \longrightarrow 17.8 \geq 12.99A \quad (3.47)$$

### 3.2.4 Dimensionamiento del calibre de los conductores para el sistema fotovoltaico

Los conductores internos y externos que se utilicen en la instalación del sistema fotovoltaico deberán cumplir con la norma del código eléctrico ecuatoriano (NEC), o del Instituto Ecuatoriano de Normalización (IEC).

1. Los conductores externos utilizados deben cumplir la condición de caídas de tensión sean menores al 3%, en todo momento que se cumpla la condición de máxima corriente.
2. La capacidad de los conductores deberá ser 1.25 veces la corriente de cortocircuito del sistema fotovoltaico.
3. Los conductores exteriores deben ser para uso en presencia de humedad, temperatura 90°C, doble aislamiento y resistente a rayos ultravioleta tipo XHHN, superflex o similar.

Todos los parámetros para el dimensionamiento de los conductores están basados en la corriente y la distancia de los tramos, por lo tanto es necesario determinar estas dos variables [30].

Los tramos están dividido en dos partes, el tramo 1 corresponde a la distancia de conexión entre los módulos fotovoltaicos con el inversor, y el tramo 2 que corresponde a la salida del inversor.

La intensidad de cortocircuito del módulo modelo en condiciones de fábrica es:

$$I_{SC} = 11.99A \quad (3.48)$$

$$M_{\text{seg}} = 1.25 \quad (3.49)$$

donde:

$M_{\text{seg}}$  = margen de seguridad

$$I_1 = I_{\text{SC}} \cdot 1.25 \quad (3.50)$$

donde:  $I_1$  = corriente que circula por el tramo 1.

$$I_1 = 11.99 \cdot 1.25 = 14.987\text{A} \quad (3.51)$$

Tensión máxima de la rama

$$V_{\text{textrmGmpp}} = N_S \cdot V_{\text{pm}} \quad (3.52)$$

$$V_{\text{textrmGmpp}} = 6 \cdot 20.19 = 121.14\text{V} \quad (3.53)$$

Para determinar la distancia del tramo 1 se realizó una medición del techo de la vivienda donde se obtuvo los siguientes valores.

Distancia desde el ultimo módulo al inversor.

$$1\text{m} + 1.70\text{m} + 1.50\text{m} = 4.20\text{m} \quad (3.54)$$

Distancia entre el primer y ultimo modulo

$$6 \cdot 1.64 = 9.84 \text{ m Horizontal} \quad (3.55)$$

$$2 \cdot 0.992 = 1.99 \text{ m Vertical} \quad (3.56)$$

Se calcula la longitud total del tramo 1.

$$L = 9.84 + 1.99 + 4.20 \quad (3.57)$$

$$L = 16.03m \quad (3.58)$$

$$S = \frac{200 \cdot L \cdot I_1}{\Delta V\% \cdot V_{Gmpp} \cdot \gamma \theta} \quad (3.59)$$

donde:

S= sección en mm<sup>2</sup>.

I<sub>1</sub> = corriente en el tramo 1.

ΔV%= caída de tensión máxima permitida.

θ = Conductividad del conductor.

$$S = \frac{200 \cdot 16.03 \cdot 14.99}{1.5 \cdot 121.14 \cdot 45} = 5.87mm^2 \quad (3.60)$$

Para el tramo 2 que corresponde la distancia de salida del inversor hasta el medidor bidireccional y su conexión hacia la red de bajo voltaje obteniendo los siguientes valores.

$$L_2 = 11.09 + 10.33 = 21.42m \quad (3.61)$$

donde:

L<sub>2</sub>= longitud que corresponde al tramo 2.

La corriente de salida del inversor es de 17.8 A al cual se emplea un coeficiente de seguridad de 1.25.

$$I_2 = 17.8 \cdot 1.25 = 22.25A \quad (3.62)$$

Procedemos a calcular la sección del conductor para el tramo 2.

$$S_2 = \frac{\cdot 100 \cdot I_2 \cdot L_2}{\Delta V\% \cdot V \cdot \theta} \quad (3.63)$$

donde:

$S_2$  = sección 2 en  $mm^2$ .

$$S_2 = \frac{100 \cdot 22.25 \cdot 21.42}{1.5 \cdot 240 \cdot 45} = 2.94mm^2 \quad (3.64)$$

Se debe emplear coeficientes de corrección a la intensidad si:

- En los tramos de aire en la instalación es diferente a 40°C.
- Si por el mismo canal van varios conductores.
- Si se encuentra sujeta a la radiación solar.

Aplicando la corrección a la intensidad por calentamiento

$$I_1 = 14.99A \quad (3.65)$$

$$I_2 = 22.25A \quad (3.66)$$

Factores de corrección

$$F_c = 1.10A \quad (3.67)$$

$$F_c = 0.55A \quad (3.68)$$

$$F_c = 0.9A \quad (3.69)$$

$$I_1 = \frac{14.99}{1.10 \cdot 0.55 \cdot 0.9} = 27.53A \quad (3.70)$$

$$I_2 = \frac{22.25}{1.10 \cdot 0.55 \cdot 0.9} = 40.86A \quad (3.71)$$

**Tabla 3.3:** Sección de conductores.

Sección del tramo de línea	Por calentamiento	Sección comercial elegida	AWG
$S_1$	27.53 A	5.26mm <sup>2</sup>	10
$S_2$	40.86 A	8.36mm <sup>2</sup>	8

### 3.2.5 Protección del sistema fotovoltaico

En los sistemas fotovoltaicos las instalaciones deben contener todos los elementos de protección necesarios, que protejan al sistema de sobre voltajes, sobre intensidades, cortocircuitos, etc [30].

En esta sección se calcularán las distintas protecciones que son necesarias para la instalación de sistemas fotovoltaicos.

Protección del generador: se procede a calcular la intensidad y el voltaje del fusible.

- Calibre de los fusibles

$$I_F = 1.2 \dots 2 \cdot I_{SC} \quad (3.72)$$

donde:  $I_F$  = Corriente de fusible

$$I_F = 1.2 \dots 2 \cdot 11.99 \quad (3.73)$$

$$I_F = 14.38 \dots 23.98A \quad (3.74)$$

- Su tensión debe ser

$$V_F \geq 1.2 \cdot V_{OC} \quad (3.75)$$

donde:  $V_F$  = Voltaje de fusible

$$V_F \geq 1.2 \cdot (24.10) \quad (3.76)$$

$$V_F \geq 28.92 \quad (3.77)$$

Interruptor general del generador: Se colocará un interruptor con las siguientes especificaciones

- Intensidad nominal

$$I_n \geq I_{SC} \quad (3.78)$$

Donde:

$I_n$  = Corriente nominal

$$I_n \geq N_p \cdot I_{SC} \quad (3.79)$$

$$I_n \geq 1 \cdot 11.99 = 11.99A \quad (3.80)$$

- Tensión nominal

$$V_n \geq V_{OC} \quad (3.81)$$

Donde:

$V_n$  = Voltaje nominal

$$V_n \geq 24.10V \quad (3.82)$$

### 3.2.5.1 Protección del inversor

Se dispondrá de un interruptor bipolar automático y un interruptor diferencial que tengan un sensibilidad de 30 mA y que cumplan con las especificaciones de salida del inversor.

- Intensidad nominal

$$I_n \geq I_{inv \ AC} \quad (3.83)$$

$$I_n \geq 11.99A \quad (3.84)$$

- Tensión nominal

$$V_n \geq 240V \quad (3.85)$$

### 3.3 Estimación del rendimiento energético o performance ratio

La eficiencia de un sistema fotovoltaico depende de varios factores, por lo que es necesario establecer un valor de rendimiento energético o performance ratio (PR) lo más cercano a las situaciones reales. Los factores por tomar en cuenta son:

- Disminución de la eficiencia por la temperatura.
- Capacidad de los conductores.
- Pérdida de eficiencia por la dispersión y suciedad.
- Errores en el acompañamiento del punto máximo de potencia.
- Efectividad del inversor.

La fórmula para determinar el rendimiento energético o performance ratio es la siguiente:

$$PR\% = (100 - A - P_{temp}) \cdot B \cdot C \cdot D \cdot E \cdot F \quad (3.86)$$

En donde la variable  $A$  está compuesta por 4 subvariables que se detallan a continuación.

#### 3.3.0.1 Disminución de eficiencia por la degradación de parámetros entre módulos ( $A1$ )

Se originan porque los módulos no trabajan en las mismas condiciones que están dadas por el fabricante. Causando que la potencia nominal del módulo sea inferior

a la tolerancia nominal declarada, a esto se lo conoce como tolerancia de producción.

Una dispersión elevada está en el rango del 10%, un valor adecuado en el rango del 5% y un excelente rango menor al 5%.

El valor de tolerancia del sistema dado por el fabricante es de 0 a 5 W, por lo tanto sus pérdidas por dispersión son muy bajas por lo que su rango será menor al 5%, para este caso se elegirá un valor del 2%.

### **3.3.0.2 Disminución de eficiencia ocasionada por la suciedad y polvo reposada sobre los módulos (A2)**

Estas pérdidas se producen debido a la acumulación de polvo y otras suciedades que se asientan en los paneles solares y dependerá del lugar de la instalación. El rango de estas pérdidas están entre el 1% si se encuentra en zonas de poco polvo y si se realizan mantenimientos periódicos y un valor de 8% para zonas donde exista mucha acumulación de polvo (p.ej. zonas rurales).

Para nuestro estudio la vivienda se encuentra en un sector urbano por lo tanto el valor seleccionado será del 4%.

### **3.3.0.3 Disminución de eficiencia por reflectancia angular y espectral (A3)**

La luz solar no incide siempre perpendicularmente sobre el generador, por lo que se producen pérdidas del 2% al 6%. Un valor medio anual estimado de estas pérdidas en el Ecuador es del 2%.

### **3.3.0.4 Disminución total en el generador (A)**

El total de las pérdidas en el generador es la suma de todas las subvariables mencionadas anteriormente.

$$A = A_1 + A_2 + A_3 = 0.02 + 0.04 + 0.02 = 0.08 \quad (3.87)$$



### 3.3.1 Disminución de eficiencia por parte de los conductores de corriente continua ( $B$ )

Ocasionadas entre los paneles solares y el inversor, incluyendo pérdidas de fusibles, conmutadores, conexiones, etc. Las pérdidas máximas admisibles por parte de la corriente continua ( $L_{cab_{cc}}$ ) deben ser del 2%.

$$B = (1 - L_{cab_{cc}}) \quad (3.88)$$

donde:  $L_{cab_{cc}}$  = pérdidas en el cableado de corriente continua.

$$B = (1 - 0.02) = 0.98 \quad (3.89)$$

### 3.3.2 Disminución de eficiencia por parte de corriente alterna ( $C$ )

Como se menciona en capítulo 2 las pérdidas máximas admisibles del cableado de la corriente alterna van del 3% al 5% según el NEC. Para el presente estudio se escoge el valor del 3%.

$$C = (1 - L_{cab_{CA}}) \quad (3.90)$$

Donde:

$L_{cab_{CA}}$  = pérdidas en el cableado de corriente alterna.

$$C = (1 - 0.03) = 0.97 \quad (3.91)$$

### 3.3.3 Pérdidas por disponibilidad ( $D$ )

Ocasionadas por la desconexión del sistema fotovoltaico ya sea de forma momentánea o en su totalidad debido a fallos de la red, mantenimiento, etc. Un valor promedio para estas pérdidas es del 5%.

$$D = (1 - L_{\text{disponibilidad}}) \quad (3.92)$$

$L_{\text{disponibilidad}}$ )=Pérdidas por disponibilidad

$$D = (1 - 0.05) = 0.95 \quad (3.93)$$

### 3.3.4 Pérdidas por la eficiencia del inversor ( $E$ )

Se da por la eficiencia del inversor y su valor está dado por el fabricante para este caso la eficiencia del inversor seleccionado es del 95.5%

$$E = 0.955 \quad (3.94)$$

### 3.3.5 Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador MPP ( $F$ ).

Ocasionadas por el no seguimiento del punto máximo de potencia (MPP) y por los valores de arranque que tiene el inversor. Los valores de referencia están entre el rango del 5% al 10%, como en el presente estudio se seleccionó un inversor con un solo MPP se tomará el 5%.

$$F = (1 - L_{\text{MPP}}) \quad (3.95)$$

donde:

$L_{\text{MPP}}$ =pérdidas del punto máximo de potencia.

$$F = (1 - 0.05) = 0.95 \quad (3.96)$$

### 3.3.6 Pérdidas por temperatura

Producidas por la temperatura sobre las células fotovoltaicas y se las calcula con la siguiente formula:

$$P_{\text{temperatura}} = 100 - 100 \cdot [1 - 0.0035 \cdot (T_c - 25)] \quad (3.97)$$

Donde:

$T_c$ = temperatura de trabajo de las células solares.

Se la calcula de la siguiente manera

$$T_c = T_{\text{amb}} + (T_{\text{ONC}} - 20) \cdot (E/800) \quad (3.98)$$

Donde:

$T_{\text{amb}}$ =Temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ )

$T_{\text{ONC}}$ =Temperatura de operación nominal de los paneles fotovoltaicos

$E$ = Irradiancia solar  $\text{W}/\text{m}^2$

Estas pérdidas dependen netamente de la temperatura promedio mensual y la radiación solar mensual del lugar de estudio y se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 3.4:** Pérdidas por temperatura.

Mes	Temp.	E ( $\text{kW}/\text{m}^2$ )	$T_c$	Ptemp
Enero	15.24	4.83	45.43	7.15
Febrero	15.61	4.68	44.86	6.95
Marzo	15.72	4.66	44.85	6.95
Abril	15.29	4.56	43.79	6.58
Mayo	14.55	4.17	40.61	5.46
Junio	13.79	3.36	34.79	3.43
Julio	13.16	3.86	37.29	4.30
Agosto	13.11	3.59	35.55	3.69
Septiembre	14.1	4.37	41.41	5.74
Octubre	14.28	4.37	41.59	5.81
Noviembre	15.18	4.73	44.74	6.91
Diciembre	15.75	5.24	48.50	8.23

Una vez obtenida todas las pérdidas se procede a calcular el Performance Ratio con la ecuación [3.86](#) para todos los meses del año, obteniendo los siguientes resultados.

**Tabla 3.5:** Resultados del rendimiento energético o performance ratio (PR).

Mes	PR%
Enero	76.01
Febrero	76.17
Marzo	76.17
Abril	76.48
Mayo	77.39
Junio	79.06
Julio	78.34
Agosto	78.84
Septiembre	77.16
Octubre	77.11
Noviembre	76.20
Diciembre	75.13

### 3.3.7 Valoración de energía producida y proporcionada a la red eléctrica

Con los cálculos obtenidos del PR% se procede a realizar la valoración de energía producida por el sistema fotovoltaico en el cantón Cuenca, utilizando la formula

[3.99](#)

$$E_p = \frac{P_{mp} \cdot PR \cdot G_{dm(\alpha,\beta)}}{G_{CEM}} \quad (3.99)$$

donde:  $E_p$  = energía producida

$P_{mp}$  = potencia pico del generador fotovoltaico.

$G_{dm(\alpha,\beta)}$  = irradiación media mensual diaria sobre el plano del generador considerando las pérdidas por incidencia y sombreado.

$G_{CEM}$  = irradiación solar 1 kW/m<sup>2</sup>.

PR = Rendimiento energético de la instalación.

**Tabla 3.6:** Generación fotovoltaica.

Mes	$G_{dm}(0)$ (kWh/m <sup>2</sup> /día)	FI	FS	$G_{dm}(\alpha, \beta)$ (kWh/m <sup>2</sup> /día)	Días	Energía (kWh)
Enero	4.83	0.965	0.90	4.824	31	160.62
Febrero	4.68	0.965	0.90	4.674	28	140.86
Marzo	4.66	0.965	0.90	4.654	30	150.28
Abril	4.56	0.965	0.90	4.554	31	152.58
Mayo	4.17	0.965	0.90	4.165	30	136.63
Junio	3.36	0.965	0.90	3.356	31	116.22
Julio	3.86	0.965	0.90	3.855	30	128.03
Agosto	3.59	0.965	0.90	3.586	31	123.83
Septiembre	4.37	0.965	0.90	4.365	30	142.76
Octubre	4.37	0.965	0.90	4.365	31	147.42
Noviembre	4.73	0.965	0.90	4.724	30	152.60
Diciembre	5.24	0.965	0.90	5.234	31	172.23
Producción anual						1724.05

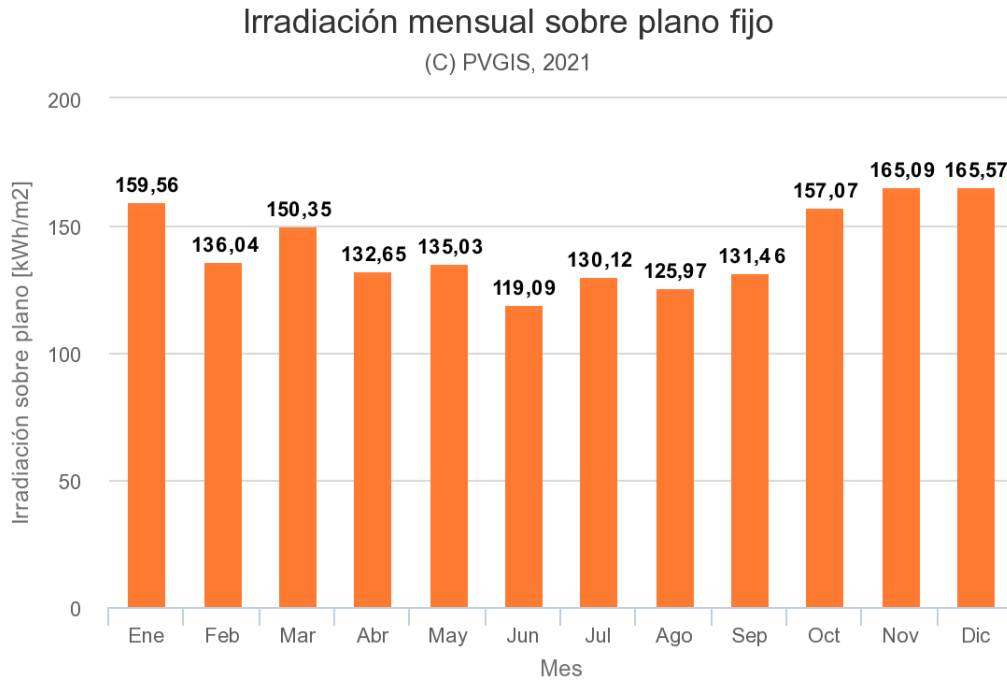
### 3.3.8 Simulación con PVSYST

La simulación del sistema fotovoltaico en el software de cálculo tiene resultados fiables y se los puede comparar con la manera manual, ya que tiene en cuenta una sucesión de factores y su resultado no sea sobredimensionado.

Los parámetros de entrada que se introducen en el programa para realizar el cálculo son la ubicación, tipo de panel solar, potencia del generador fotovoltaico, inclinación y orientación y factores de pérdidas.

El software genera un reporte final con los resultados de la simulación donde se abarca el conjunto de todos los elementos de la instalación y una serie de gráficas con sus respectivos valores que sirven de ayuda para entender la instalación en su totalidad.

En la figura [3.11](#) se obtiene la irradiación mensual promedio, para posteriormente realizar el cálculo de la energía.



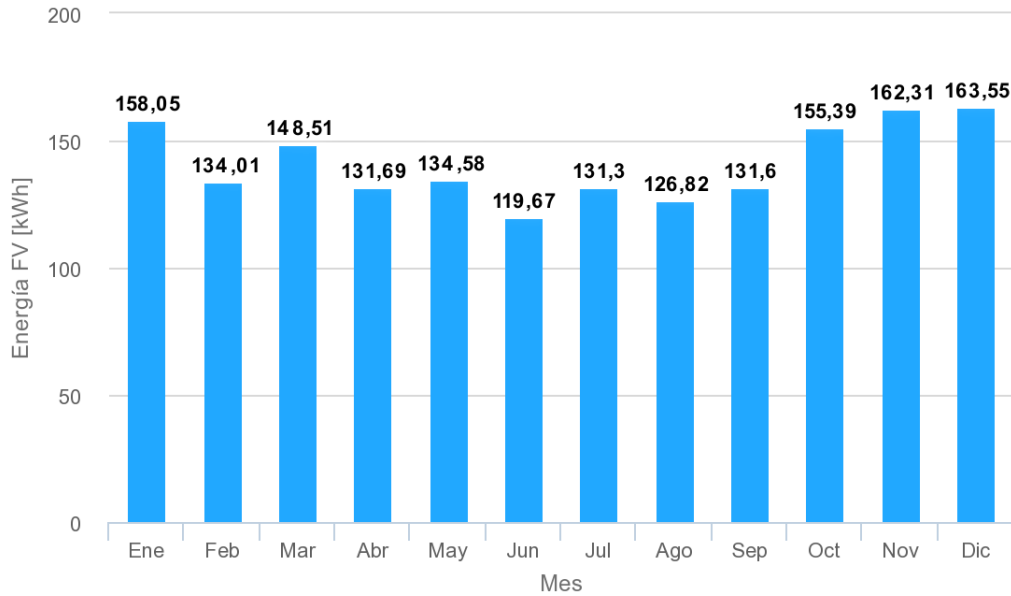
**Figura 3.11:** Irradiación mensual sobre plano fijo [\[36\]](#).

Para obtener resultados precisos, PVSYST hace el cálculo de la producción mensual con los datos meteorológicos de las bases de datos de los últimos años.

Se han obtenido los siguientes resultados:

### Producción de energía mensual del sistema FV fijo

(C) PVGIS, 2021



**Figura 3.12:** Generación de energía mensual del sistema FV fijo [36].

A continuación se presentan los valores de la energía producida mensualmente obtenidos por el programa de simulación PVSYS.

Mes	E_m
Enero	158.1
Febrero	134.0
Marzo	148.5
Abril	131.7
Mayo	134.6
Junio	119.7
Julio	131.3
Agosto	126.8
Septiembre	131.6
Octubre	155.4
Noviembre	162.3
Diciembre	163.6

**Figura 3.13:** Energía FV producida mensualmente [36].

donde:

$E_m$  = Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

### 3.3.8.1 Resultados obtenidos

En la tabla 3.7 se presentan los resultados obtenidos de la energía calculada y la energía simulada, donde se observa que los valores son muy parecidos, por lo tanto se puede decir que el diseño de la instalación fotovoltaica esta correcta.

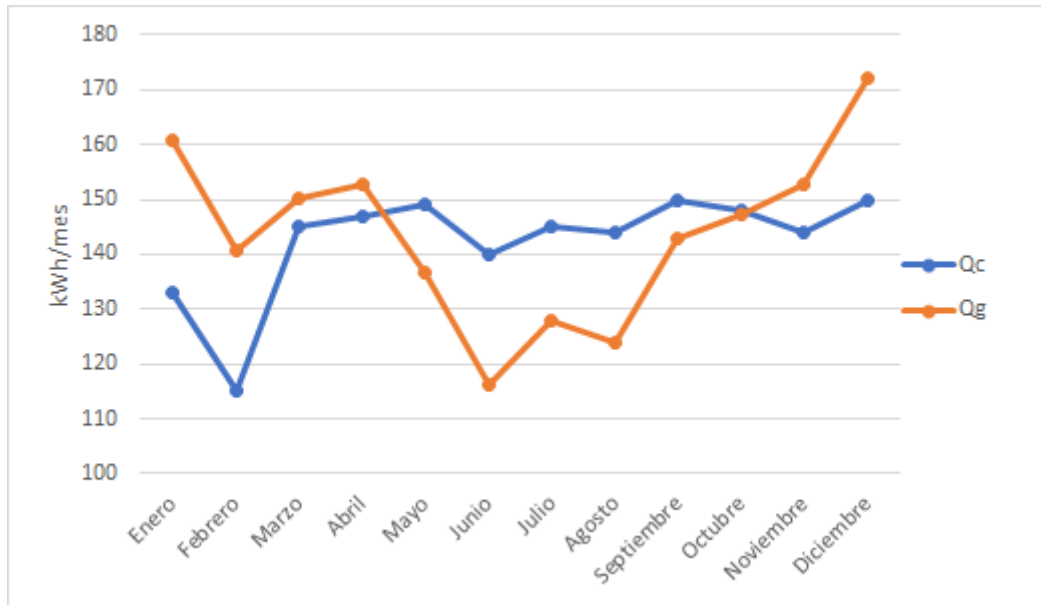
**Tabla 3.7:** Tabla comparativa de energía calculada y simulada.

Meses	Energía Calculada (kWh)	Energía Simulada (kWh)
Enero	160.62	158.1
Febrero	140.86	134.0
Marzo	150.28	148.5
Abril	152.58	131.7
Mayo	136.63	134.6
Junio	116.22	119.7
Julio	128.03	131.3
Agosto	123.83	126.8
Septiembre	142.76	131.6
Octubre	147.42	155.4
Noviembre	152.60	162.3
Diciembre	172.23	163.6

Con los valores de la energía calculada se construye la figura 3.14 donde se muestran las curvas de energía generada y energía consumida para el usuario estudiado. Se distingue dos casos en particular.

- Energía consumida ( $Q_c$ ) mayor a energía generada ( $Q_g$ ) que corresponde a los meses de mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre.
- Energía consumida ( $Q_c$ ) menor a energía generada ( $Q_g$ ) que corresponde a los meses de enero, febrero, marzo, abril, noviembre y diciembre.





**Figura 3.14:** Energías consumida y generada, a lo largo de un año.

La curva de energía genera es mayor a la energía consumida durante 6 meses del año.

Para el caso donde la energía consumida es mayor a la energía generada, el usuario deberá cancelar a la empresa distribuidora, solo la diferencia entre estas, obteniendo un ahorro en su factura de electricidad y que será considerado como un ingreso económico de la inversión.

La fórmula para determinar el ahorro en el primer caso es:

$$A_{h1} = Q_g \cdot P_c \quad (3.100)$$

donde:

$A_{h1}$  = ahorro del consumidor (primer caso).

$Q_g$  = energía generada.

$P_c$  = precio por kWh al consumidor.

Para el caso donde la energía consumida es menor a la energía generada, el ingreso del usuario se da por el ahorro que dejó de consumir de la red y por la venta

de energía excedente. El precio del kWh inyectado a la red en el Ecuador no está establecido, por lo que en este estudio se lo realizara con diferentes precios de venta de lo que ofrece la empresa distribuidora.

$$A_{h2} = (Q_c \cdot P_c) + (E_{xc} \cdot P_e) \quad (3.101)$$

Donde:

$A_{h2}$  = ahorro del consumidor (segundo caso).

$E_{xc}$  = excedente de energía entregada a la red.

$P_e$  = precio por kWh entregado a la red.

### **3.4 Análisis económico de la implementación del proyecto**

En el siguiente análisis se estimarán los parámetros del VAN,(Valor Actual Neto ) TIR (Tasa Interna de Retorno) y el periodo de recuperación de la inversión, para de esta manera evitar o limitar los posibles perjuicios económicos que conlleva este tipo de proyecto.

#### **3.4.1 Costos del sistema fotovoltaico**

A continuación se detallan los equipos y materiales necesarios para una instalación fotovoltaica para una vivienda en el sector de Yanuncay.

**Tabla 3.8:** Presupuesto de materiales.

Descripción	Cantidad	P. Unitario	P. Total
Módulo RESUN 230 Wp	6	\$ 120.00	\$ 720.00
Inversor BlueSolar Grid Inverter	1	\$ 850.00	\$ 850
Soporte para paneles fijo 3 en 1	2	\$ 200.00	\$ 400
Anclajes para paneles solares	2	\$2.50	\$ 5.00
Interruptor magnético 15A 110V DC	1	\$ 22.40	\$22.40
Interruptor diferencial bipolar de 30mA de sensibilidad	1	\$ 145.00	\$ 145.00
Fusibles 15A 50V	1	\$ 27.54	\$ 27.54
Fusible de 10 A	1	\$ 7.03	\$ 7.03
Cable # 10 AWG rollo (mts)	100	\$ 0.50	\$ 50.00
Cable # 8 AWG rollo (mts)	80	\$ 7.84	\$ 627.20
Tubería CONDUIT de 1	15	\$ 10.86	\$ 162.90
Varilla Coperwell puesta a tierra de 16mm de 1.80 mts	1	\$ 9.00	\$ 9.00
Medidor bidireccional	1	\$ 280.00	\$ 280.00
Conectores MC4	5	\$ 2.25	\$ 11.25
Subtotal de material			\$ 3,317.32
Transporte del material al lugar de instalación	1	\$663.46	\$ 663.46
Mano de obra de instalación 20%	1	\$ 165.87	\$ 165.87
Otros gastos	1	\$ 165.87	\$ 165.87
Subtotal de mano de obra, gastos y transporte			\$ 995.20
Total			\$ 4,312.52

El costo total de la instalación fotovoltaica de una vivienda conectada a la red de baja tensión con una potencia de 1.5 kWp es de \$ 4,312.52.

### 3.4.2 Proyección de ingresos anuales

Los ingresos que recibe el usuario son debido al ahorro que se produce en su facturación eléctrica y a la venta del excedente de energía a la red que produce la

instalación fotovoltaica.

Según la regulación de la ARCONEL 003/18, en el Ecuador no se paga por los excedentes de energía a la red en el caso de sistemas fotovoltaicos residenciales, por lo tanto, para este estudio se realizará una propuesta con precios menores a lo que la empresa distribuidora vende al consumidor final (\$ 0.095), con el fin de que en los próximos años la ARCERNNR pueda implementar un esquema FiT en el país, incentivando la producción fotovoltaica residencial y diversificando la matriz energética del Ecuador.

En la tabla 3.9 se detalla el ahorro del consumidor para el caso donde la energía consumida ( $Q_c$ ) es mayor a la energía generada ( $Q_g$ ) obteniendo los siguientes resultados.

**Tabla 3.9:** Beneficios por la energía generada.

Meses	Producción mensual kWh/m <sup>2</sup>	USD/kWh	Ahorro (\$)
Mayo	136.63	0.095	12.98
Junio	116.22	0.095	11.04
Julio	128.03	0.095	12.16
Agosto	123.83	0.095	11.76
Septiembre	142.76	0.095	13.56
Octubre	147.42	0.095	14.00
Ahorro anual (\$)			75.51

El ahorro que se obtiene en el primer caso es de \$75.51 anuales para este caso de estudio.

A continuación en la tabla 3.10 se detalla la energía mensual producida, la energía consumida por la vivienda, la energía posible a ser inyectada en la red y en la tabla 3.11 se muestra un estudio referencial para un rango de precio por kWh de \$0.05, \$0.07, \$0.090, se eligieron estos valores a fin de demostrar la factibilidad de venta de excedentes a la empresa distribuidora, además se efectuó un estudio para un precio hipotético de \$0.40 para observar la rentabilidad del proyecto por si los valores anteriores no cumplen con el retorno de la inversión.

**Tabla 3.10:** Excedentes de energía entregada a la red.

Meses	Producción mensual kWh/m <sup>2</sup>	Consumo mensual kWh/m <sup>2</sup>	Energía inyectada kWh/m <sup>2</sup>
Enero	160.62	133	27.62
Febrero	140.86	115	25.86
Marzo	150.28	145	5.28
Abril	152.58	147	5.58
Mayo	136.63	149	0.00
Junio	116.22	140	0.00
Julio	128.03	145	0.00
Agosto	123.83	144	0.00
Septiembre	142.76	150	0.00
Octubre	147.42	148	0.00
Noviembre	152.60	144	8.60
Diciembre	172.23	150	22.53

**Tabla 3.11:** Ingresos recibidos por excedentes de energía.

Meses	P. venta \$0.05	P. venta \$0.07	P. venta \$0.090	P. venta \$0.40
Enero	14.28	14.83	15.12	23.95
Febrero	12.45	12.97	13.25	21.50
Marzo	14.33	14.43	14.25	16.18
Abril	14.54	14.65	14.47	16.49
Mayo	0.00	0.00	0.00	0.00
Junio	0.00	0.00	0.00	0.00
Julio	0.00	0.00	0.00	0.00
Agosto	0.00	0.00	0.00	0.00
Septiembre	0.00	0.00	0.00	0.00
Octubre	0.00	0.00	0.00	0.00
Noviembre	14.40	14.57	14.45	17.41
Diciembre	15.66	16.11	16.25	23.44
Ingresos	85.66	87.56	87.80	118.97

Como se puede observar los ingresos anuales por el excedente de energía entregada a la red para los diferentes precios son muy bajos.

En la tabla [3.12](#) se detalla la energía mensual producida, la energía consumida por la vivienda, la energía posible a ser inyectada en la red y los ingresos a recibir

con un precio por kWh del esquema FiT de la figura [1.3](#) utilizado en varios países de \$0.131, \$0.211, \$0.297 para el caso donde existe excedentes.

**Tabla 3.12:** Ingresos recibidos por excedentes de energía.

Meses	P. venta \$0.131	P. venta \$0.211	P. venta \$0.297
Enero	16.52	18.73	21.10
Febrero	14.54	16.61	18.84
Marzo	14.76	15.18	15.63
Abril	14.99	15.44	15.92
Mayo	0.00	0.00	0.00
Junio	0.00	0.00	0.00
Julio	0.00	0.00	0.00
Agosto	0.00	0.00	0.00
Septiembre	0.00	0.00	0.00
Octubre	0.00	0.00	0.00
Noviembre	15.09	15.78	16.52
Diciembre	17.46	19.24	21.15
Ingresos	93.37	100.98	109.16

Para el caso del esquema FiT donde los precios son mayores (más del doble) se evidencia claramente que los ingresos anuales son más altos que los realizados para en el caso del Ecuador, pero aun así los ingresos siguen siendo bajos.

En la siguiente tabla [3.13](#) se muestra el ahorro total del consumidor ( $A_{h1}$  y  $A_{h2}$ ) para el caso del Ecuador.

**Tabla 3.13:** Ahorro total del consumidor.

Ahorro total ( $A_{h1}$ y $A_{h2}$ ) para un precio \$0.05	\$159.50
Ahorro total ( $A_{h1}$ y $A_{h2}$ ) para un precio \$0.07	\$161.41
Ahorro total ( $A_{h1}$ y $A_{h2}$ ) para un precio \$0.090	\$163.31
Ahorro total ( $A_{h1}$ y $A_{h2}$ ) para un precio \$0.40	\$192.81

### 3.4.3 Cálculo del VAN y TIR

Se trata de un procedimiento que consiste en determinar los flujos de caja futuro y se lo resta con la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto, ayudando a determinar el tiempo de retorno de la inversión original.

Para el cálculo del VAN se utiliza la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_o \quad (3.102)$$

donde:

$V_t$  = flujos de caja en cada periodo  $t$ .

$I_o$  = valor de la inversión inicial.

$n$  = número de períodos considerados.

$k$  = tasa de interés.

Para este procedimiento primero se debe calcular el flujo de caja futuro, para lo que son necesarios los datos que se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla 3.14:** Tasa de interés e inflación.

Tasa de inflación	1.01 %
Tasa de interés	5.52 %

Se realizaron 3 flujos de caja con los ahorros anuales para un periodo de 20 años, que es la vida útil que da el ARCERNNR para la autogeneración fotovoltaica domiciliaria. Cada flujo de caja se realizó con cada uno de los precios mencionados anteriormente.

La tabla [3.15](#) corresponde al flujo de caja para un precio de \$0.05 por kWh entregado a la red, obteniendo los siguientes resultados:

**Tabla 3.15:** Flujo de caja para un precio de \$0.05 por kWh.

Flujo de caja				
Año	Inversión (\$)	Beneficios (\$)	Egresos (\$)	Ingreso Neto (\$)
0	4312.516	159.50	39.60	-4153.02
1		161.11	40.0	121.11
2		162.74	40.40	122.33
3		164.38	40.81	123.57
4		166.04	41.22	124.82
5		167.72	41.64	126.08
6		169.41	42.06	127.35
7		171.12	42.49	128.64
8		172.85	42.92	129.24
9		174.60	43.35	131.25
10		176.36	43.79	132.58
11		178.14	44.23	133.91
12		179.94	44.68	135.27
13		181.76	45.13	136.63
14		183.60	45.58	138.01
15		185.45	46.04	139.41
16		187.32	46.51	140.82
17		189.21	46.98	142.24
18		191.13	47.45	143.67
19		193.06	47.93	145.13
20		195.01	48.42	146.59

En la tabla [3.16](#) se muestra que todos los resultados del VAN y TIR son negativos, es decir que, para un período de 20 años el proyecto no es rentable para un precio de excedente de \$0.05 kWh.



**Tabla 3.16:** VAN y TIR para un precio de energía de \$0.05 por kWh.

Cálculo del VAN y TIR			
Años	VAN (\$)	TIR	Retorno Inversión (\$)
1	-4038.241	-97%	-4191.41
2	-3928.371	-83%	-4069.07
3	-3823.197	-68%	-3945.50
4	-3722.518	-57%	-3820.68
5	-3626.143	-49%	-3694.60
6	-3533.886	-43%	-3567.25
7	-3445.573	-38%	-3438.61
8	-3361.034	-34%	-3308.68
9	-3280.109	-30%	-3177.43
10	-3202.642	-27%	-3044.85
11	-3128.486	-25%	-2910.94
12	-3057.500	-23%	-2775.67
13	-2989.548	-21%	-2639.04
14	-2924.500	-20%	-2501.02
15	-2862.232	-18%	-2361.62
16	-2802.626	-17%	-2220.80
17	-2745.567	-16%	-2078.57
18	-2690.947	-15%	-1934.89
19	-2638.661	-14%	-1789.77
20	-2588.611	-13%	-1643.18

Para el flujo de caja con un precio de \$0.07 por kWh entregado a la red, se obtuvieron los siguientes resultados:

**Tabla 3.17:** Flujo de caja.

Flujo de caja para un precio de \$0.07 por kWh.				
Año	Inversión (\$)	Beneficios (\$)	Egresos (\$)	Ingreso Neto (\$)
0	4312.516	161.41	39.6	-4151.11
1		163.04	40.0	123.04
2		164.69	40.40	124.28
3		166.35	40.81	125.54
4		168.03	41.22	126.81
5		169.73	41.64	128.09
6		171.44	42.06	129.38
7		173.12	42.49	130.69
8		174.92	42.92	132.01
9		176.69	43.35	133.34
10		178.47	43.79	134.69
11		180.28	44.23	136.05
12		182.10	44.68	137.42
13		183.94	45.13	138.81
14		185.79	45.58	140.21
15		187.67	46.04	141.63
16		189.57	46.51	143.06
17		191.48	46.98	144.50
18		193.41	47.45	145.96
19		195.37	47.93	147.44
20		197.34	48.42	148.93

En la tabla [3.18](#) se muestra que los resultados del VAN y TIR son negativos para un periodo de 20 años por lo tanto, el proyecto no es rentable para un precio de excedente de energía de \$0.07 kWh.

**Tabla 3.18:** VAN Y TIR para un precio de \$0.07 por kWh.

Cálculo del VAN y TIR.			
Años	VAN (\$)	TIR	Retorno Inversión (\$)
1	-4034.502	-97%	-4189.48
2	-3922.882	-82%	-4065.19
3	-3816.033	-68%	-3939.65
4	-3713.750	-57%	-3812.85
5	-3615.840	-49%	-3684.76
6	-3522.113	-43%	-3555.38
7	-3432.393	-38%	-3424.69
8	-3346.508	-33%	-3292.69
9	-3264.293	-30%	-3159.35
10	-3185.592	-27%	-3024.66
11	-3110.255	-25%	-2888.61
12	-3038.138	-23%	-2751.19
13	-2969.104	-21%	-2612.38
14	-2903.020	-20%	-2472.17
15	-2839.760	-18%	-2330.54
16	-2779.204	-17%	-2187.48
17	-2721.236	-16%	-2042.98
18	-2665.746	-15%	-1897.02
19	-2612.628	-14%	-1749.58
20	-2561.780	-13%	-1600.65

El flujo de caja para un precio de \$0.090 por kWh entregado a la red dio lugar a los siguientes resultados:

**Tabla 3.19:** Flujo de caja.

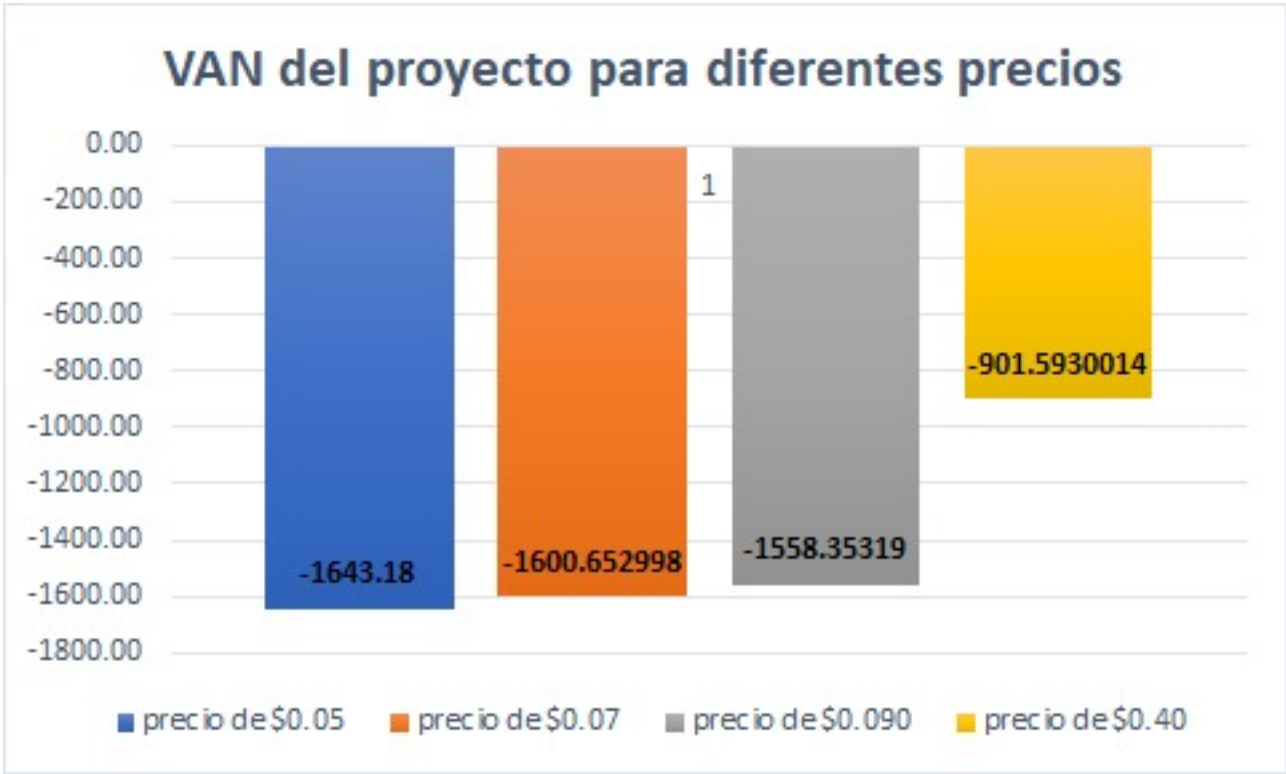
Flujo de caja para un precio de \$0.090 por kWh.				
Año	Inversión (\$)	Beneficios (\$)	Egresos (\$)	Ingreso Neto (\$)
0	4312.516	163.31	39.6	-4149.21
1		164.96	40.0	124.96
2		166.63	40.40	126.22
3		168.31	40.81	127.50
4		170.01	41.22	128.78
5		171.73	41.64	130.08
6		173.46	42.06	131.40
7		175.21	42.49	132.63
8		176.98	42.92	134.07
9		178.77	43.35	135.42
10		180.57	43.79	136.79
11		182.40	44.23	138.17
12		184.24	44.68	139.57
13		186.10	45.13	140.97
14		187.98	45.58	142.40
15		189.88	46.04	143.84
16		191.80	46.51	145.29
17		193.73	46.98	146.76
18		195.69	47.45	148.24
19		197.67	47.93	149.74
20		199.66	48.42	151.25

En la tabla [3.20](#) se muestra que los resultados del VAN y TIR son negativos dentro del periodo de 20 años, por lo tanto, el proyecto no es rentable para un precio por excedente de \$0.090 KWh.

**Tabla 3.20:** VAN y TIR para un precio de \$0.090 por kWh.

Cálculo del VAN y TIR			
Años	VAN (\$)	TIR	Retorno Inversión (\$)
1	-4030.783	-97%	-4187.56
2	-3917.422	-82%	-4061.33
3	-3808.906	-68%	-3933.84
4	-3705.029	-57%	-3805.05
5	-3605.590	-49%	-3674.97
6	-3510.402	-42%	-3543.57
7	-3419.283	-37%	-3410.85
8	-3332.058	-33%	-3262.78
9	-3248.561	-30%	-3141.36
10	-3168.632	-27%	-3004.54
11	-3092.120	-25%	-2866.40
12	-3018.878	-23%	-2726.84
13	-2948.767	-21%	-2585.86
14	-2881.652	-19%	-2443.46
15	-2817.405	-18%	-2299.62
16	-2755.905	-17%	-2154.34
17	-2697.030	-16%	-2007.58
18	-2640.677	-15%	-1859.34
19	-2586.731	-14%	-1709.60
20	-2535.089	-13%	-1558.35

Para una mejor apreciación en el gráfico [3.15](#) se puede observar el VAN para los 4 precios que se utilizaron para este estudio, donde el mayor VAN es para el precio hipotético de \$0.40 ctvs por kWh entregado a la red, cabe recalcar que la distribuidora no paga los excedentes y peor aún a este precio, pero si lograra llegar a un acuerdo de precio por kWh no existe un retorno de la inversión y peor aún de obtener ganancias dentro del periodo de 20 años.



**Figura 3.15:** Valor actual neto para los precios de \$0.05, \$0.07 \$0.090 y \$0.40 kWh.

## CAPÍTULO 4

### Conclusiones

Del análisis de la reglamentación eléctrica del Ecuador se concluye que, no se establece un mecanismo de remuneración para los usuarios residenciales por los excedentes de energía, sino que estos excedentes se trasladarían al mes siguiente como crédito de energía a favor del consumidor y así sucesivamente, mientras que en otros países sudamericanos como Argentina, Uruguay y países europeos, ya han implementado mecanismos y regulaciones para incentivar la inversión de un proyecto fotovoltaico residencial, obteniendo buenos resultados. Por lo tanto, si se quieren implementar mecanismos de incentivos, el Ecuador deberá modificar sus acciones políticas y ajustar algunos parámetros, con el fin de que la instalación de sistemas fotovoltaicos resulte rentable en el sector residencial.

De los resultados obtenidos tanto del atlas solar del INER como del programa POWER de la NASA, se determina que la irradiancia solar disponible en el cantón Cuenca posee valores mayores a los 4 kWh/mes/día durante la mayoría de los meses del año, lo cual lo convierte en un muy buen recurso solar para la generación fotovoltaica residencial.

La generación eléctrica anual obtenida en este estudio es de 1724 kWh, la insolación no es un problema ya que es muy buena para la generación fotovoltaica. Por otra parte los paneles, inversores y demás tecnologías fotovoltaicas, no son muy conocidas por la población, por lo tanto, no existen muchos proveedores de los equipos necesarios para un proyecto fotovoltaico, y tampoco equipos de gran capacidad de generación. Para los casos residenciales sí se puede encontrar cierta variedad de equipos y con eficiencias muy buenas, a partir de los cuales se puede obtener una energía generada igual o mayor a la energía consumida dependiendo del área de estudio.

Los resultados del gráfico 3.15 muestra el VAN para los 4 precios que se consideraron en este estudio. A pesar de que la regulación de la ARCERNNR no establece primas por excedentes de energía, se tuvo en cuenta el mecanismo FiT con el fin de obtener un mayor beneficio para los usuarios. Como se puede observar el VAN es negativo para todos los casos presentados en este estudio, lo que significa que la autogeneración fotovoltaica residencial, no es rentable bajo las condiciones actuales del costo de los equipos fotovoltaicos, precio de energía local (utilizados en este estudio) y a pesar de que el cantón Cuenca exista una buena irradiancia para la autogeneración fotovoltaica, pero no implica que para un futuro no pueda ser rentable teniendo en cuenta los avances tecnológicos (reducción de la inversión) y el precio de la energía.

Del estudio realizado para un precio de \$0.40 ctvs por kWh, se concluye que el aumento del precio de la energía inyectada a la red no hace rentable la inversión. Una vía para mejorar la rentabilidad del sistema fotovoltaico sería la reducción del costo de la inversión, siendo esta la mejor la opción para mejorar la rentabilidad del proyecto. La reducción de costos es una tendencia que puede observarse durante la última década tanto en el precio de los paneles como en el precio de los inversores, lo cual permite proyectar que las instalaciones continuarán bajando de precio.

Para este caso de estudio se estimó el consumo mensual y anual de la vivienda a partir de las planillas de energía eléctrica, por lo que no fue necesario el modelamiento de cargas ya que se contó con un rango estimado de consumo de 100 a 200 kWh/mes (ver fig. 3.3), por lo que implementar un sistema fotovoltaico para este rango de demanda no requiere una gran inversión.

Por último la metodología utilizada en este estudio puede aplicarse a otras ciudades del país, donde se quiera desarrollar proyectos fotovoltaicos, pero deberá ajustarse el precio tarifario de la empresa distribuidora local, así como las condiciones meteorológicas de insolación, temperaturas, etc. propias de cada región.



## BIBLIOGRAFÍA

- [1] D. Sánchez Quiroga, “Sistema de energía solar fotovoltaica aislado para vivienda unifamiliar aislada,” B.S. thesis, 2012.
- [2] A. S. Fuentefría, R. D. Santos, and Y. H. Pérez, “Diseño de un sistema fotovoltaico para alimentar una vivienda,” in *presentado en VII Conferencia Internacional Ciencia y Tecnología por un desarrollo sostenible, Las Tunas, Cuba*, 2017.
- [3] C. Sánchez Pacheco *et al.*, *Sistemas de energía solar fotovoltaica aplicados a viviendas residenciales en entorno urbano*. PhD thesis, 2010.
- [4] M. A. Abella, “Sistemas fotovoltaicos,” *SAPT Publicaciones Técnicas, SL*, 2005.
- [5] I. Horikoshi, “Análisis de las componentes armónicas de los inversores fotovoltaicos de conexión a red,” B.S. thesis, 2009.
- [6] Universitarios Potosinos, “Energía solar fotovoltaica,” *Síguenos:@ revupotosinos Universitarios Potosinos*, p. 25, 2019.
- [7] J. Cantos Serrano, *Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas*. Ediciones Paraninfo, SA, 2016.
- [8] S. Manzano, R. Peña-Ortiz, D. Guevara, and A. Ríos, “Plataforma cloud para monitoreo remoto de sistemas fotovoltaicos aislados en el Ecuador,” *Maskana*, vol. 5, 2014.
- [9] Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación, *Energía solar fotovoltaica*. 2002.
- [10] J. G. Henry and G. W. Heinke, *Ingeniería ambiental*. Pearson Educación, 1999.
- [11] G. J. Delgado Orellana and M. L. Orellana Samaniego, “Estimación de la radiación solar global diaria en el cantón Cuenca mediante la aplicación del modelo Bristow & Campbell,” B.S. thesis, 2015.

- [12] E. Plasencia, L. Matos, A. Posadas, and C. Cabrera, “Estimación horaria de la irradiancia solar total extraterrestre,” *Revista del Instituto de Investigación de la Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y Geográfica*, vol. 10, no. 19, pp. 72–77, 2007.
- [13] R. H. Neira González and M. V. Velecela Zhindón, “Estudio de factibilidad de generación eléctrica mediante energía eólica y energía solar fotovoltaica para el sector de garauzhí de la parroquia quingeo perteneciente a la ciudad de Cuenca,” B.S. thesis, 2014.
- [14] K. J. Redrován Inga, “Aplicación de sistemas de información geográfico para el análisis espacial de la variable radiación solar en la ciudad de Cuenca,” B.S. thesis, 2018.
- [15] M. E. Medina Gutiérrez, “Como incide el desarrollo de la energía solar fotovoltaica acorde a las energías renovables en la provincia de Imbabura, parroquia Pimampiro en el año 2015.,” B.S. thesis, Quito: UCE, 2017.
- [16] G. Coria, F. Penizzotto, and R. Pringles, “Análisis económico de sistemas fotovoltaicos solares en azoteas en Argentina.”
- [17] Unión Española Fotovoltaica, “Informe anual UNEF 2020.” Recuperado de: <https://unef.es/informacion-sectorial/informe-anual-unef>, 2020.
- [18] D. Vaca Revelo and F. Ordóñez, *Mapa Solar del Ecuador 2019*. 01 2020.
- [19] J. F. Romero Crespo and J. I. Flores Peralta, ““estudio e implementación de un sistema de micro generación solar fotovoltaico para autoconsumo (caso de estudio considerando la regulación Nro. ARCONEL 003-18),” 2019.
- [20] P. Alcalde San Miguel, *Electrotecnia*. Editorial Paraninfo, 2011.
- [21] J. E. Cata Sánchez and F. M. Rodríguez Sócola, “Análisis matemático de un panel solar fotovoltaico de silicio.,” B.S. thesis, 2015.
- [22] P. García De la Cruz, “Energía fotovoltaica trazador de curvas VI para seguimiento de módulos solares,”
- [23] M. A. Miranda Escobar, “Diseño de sistema de generación fotovoltaica para viviendas conectadas a la red de distribución, en el contexto de la Ley Nro. 20.571,” 2016.
- [24] C. Ormeachea Ballesteros, “Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100 kW,” B.S. thesis, 2012.

- [25] Formación, Eca, *Energía solar fotovoltaica*. FC Editorial, 2007.
- [26] A. E. Mejía, C. A. Torres, and R. A. H. Isaza, “Conexión de un sistema fotovoltaico a la red eléctrica,” *Scientia et Technica*, vol. 15, no. 43, pp. 31–36, 2009.
- [27] C. D. Galarza Arévalo and Ó. J. Sánchez Jiménez, “Creación de la normativa para la gestión comercial de generación distribuida fotovoltaica por empresas eléctricas del Ecuador,” B.S. thesis, 2013.
- [28] R. Gallegos, “Análisis de factibilidad para la instalación de un sistema de energía limpia mediante celdas fotovoltaicas para la alimentación eléctrica del edificio 4 en el ITSLV,” 2017.
- [29] J. M. Beltrán Soto, “Metodología de diseño para instalaciones solares residenciales en la ciudad de Medellín,” *Escuela de Sistemas*, 2017.
- [30] I. R. Morocho Yunga and K. S. Ríos Jaramillo, “Estudio técnico para incorporar generación distribuida fotovoltaica en el sector residencial del cantón Cuenca,” B.S. thesis, 2015.
- [31] ARCONEL, “Resolución ARCONEL nro. 042/18.” [https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/04/21\\_Inf-Sust-Reg-Gen-Distrib\\_V6\\_Dir.pdf](https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/04/21_Inf-Sust-Reg-Gen-Distrib_V6_Dir.pdf), 2019.
- [32] Agencia de regulación y control de electricidad , “Regulación para microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores.” <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulacion-para-microgeneracion-fotovoltaica-para-autoabastecimiento-de-consumidores/>, 2018.
- [33] “Arconel-003/18 emítase la regulación denominada ”microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica.”
- [34] M. C. Estrada Ocampo, D. E. Medrano Ahumada, V. P. Quintero González, *et al.*, “Análisis del perfil de carga eléctrica por estrato en la ciudad de Barranquilla,” 2018.
- [35] Solartex, “Panel solar 210 watts monocristalino Resun.” <https://www.solartex.co/tienda/producto/panel-solar-210-watts-monocristalino-resun/>, 2018.
- [36] Centro Científico de la U.E., “Sistema de información geográfica fotovoltaica (PVGIS).” [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP), 2018.

## CAPÍTULO 5

### Anexos

## BlueSolar Grid Inverter

BlueSolar Grid Inverter	1500	2000	2800	4000	5000
<b>GRID OUTPUT (AC)</b>					
Nominal output power	1500W	2000W	2800W	4000W	5000W
Maximum output power	1650W	2200W	3000W	4400W	5500W
Nominal output current	6.52A	8.7A	12A	17.5A	22A
Maximum output current	7.2A	9.5A	13A	19A	24A
Maximum fuse protection	16A	16A	16A	25A	25A
Harmonic distortion of output current	<3% at nominal power		<5% at 50% power		
Nominal AC output voltage	220V - 230V - 240V				
Power factor	>0,99% at nominal power				
Operating AC voltage range	190-260V				
Nominal AC frequency	50Hz				
Operating AC frequency range	45.5-54.5Hz				
Internal consumption at night	<0,1W				
Short circuit proof	Yes				
<b>SOLAR INPUT (DC)</b>					
Maximum Input voltage	450V	500V	500V	550V	550V
Input Voltage MPPT range	110-430V	110-480V	110-480V	110-530V	110-530V
Maximum input current	9A	10A	13A	18A	20A
Maximum input power	1750W	2280W	3160W	4500W	5200W
Number of MPPT trackers	1	1	1	1	1
Number of strings	1	1	2	4	4
Start-up power	7W	7W	7W	10W	10W
Ground fault monitoring	RCMU (residual current monitoring unit)				
Reverse polarity protection	Yes, with short circuit diode				
<b>EFFICIENCY</b>					
Maximum efficiency	95.5%	96.4%	96.4%	97.6%	97.8%
European standard efficiency	94.5%	95.4%	95.5%	96.7%	96.9%
<b>GENERAL</b>					
Topology	Transformerless				
Communication port	RS232				
Operating temperature range	-20°C to 60°C (automatic power limit in case of internal over temperature)				
Nominal power temperature range	-20°C to 55°C				
Storage temperature range	-20°C to 70°C				
Maximum operating altitude	2000 m (5% derating at 4000 m)				
Cooling method	Natural convection				
Relative humidity	Max 95%				
<b>ENCLOSURE</b>					
Protection degree	IP54				
DC connectors	MC4 (Multi Contact 4mm)				
Weight (kg)	14.8 kg	14.8 kg	14.8 kg	20.7 kg	20.7 kg
Dimensions (hxxwxd, mm))	376x415x125	376x415x125	376x415x125	368x475x195	368x475x195
<b>STANDARDS</b>					
Safety	EN 50178				
EMC, Emission	EN 61000-6-3				
EMC, Immunity	EN 61000-6-2				
EMC, Harmonics and Flicker	EN 61000-3-2, EN 61000-3-3				
Automatic Grid Disconnection	VDE 0126-1-1 (2006)				



BlueSolar Grid inverter 2000W 230V

Figura 5.1: BlueSolar Grid Inverter.

**36 Cells**  
Mono-crystalline 9BB

**210-230W**  
Power output

**21.06%**  
The Highest Efficiency

**0~+5W**  
Tolerance

**0.5% Annual Degradation over 30 years**

**LINEAR PERFORMANCE WARRANTY**  
12 year Product Warranty / 30 year Linear Power Warranty

**HIGHER EFFICIENCY** | **LOWER LCOE**

**9BB** | **166MM CELLS**

WWW.RESUNSOLAR.COM

GLOBAL PROFESSIONAL PV PRODUCTS | INTEGRATED SOLUTIONS SUPPLIER >>>>>

## RS7E-M

RS7E-M series is produced with high efficiency multi-busbar cells, which can reduce the module internal power loss to improve its conversion efficiency, as well as lower the failure risk caused by cracks and broken busbar to enhance the module reliability.



### High Reliability

Multi-busbar technology can effectively reduce the reliability risk caused by cells cracks and broken busbar.



### Anti-PID Resistance

Prominent anti-PID performance reduces the power degradation, leading to higher energy yield and lower LCOE.



### Durability Against Extreme Conditions

Certified to resist high salt mist and ammonia conditions.



### High Efficiency

Multi-busbar technology can reduce the module internal power loss to improve the module conversion efficiency significantly.



### Low-Light Performance

With high transmittance and anti-reflective 3.2mm tempered glass, the module has stronger performance under low light circumstances.



### High Mechanical Strength

Certified to withstand: high wind load(2400Pa) and snow load(5400Pa).

## Full range of products and certification systems

ISO 9001 TUV PID-FREE CE IEC61215/61730/61701/62716



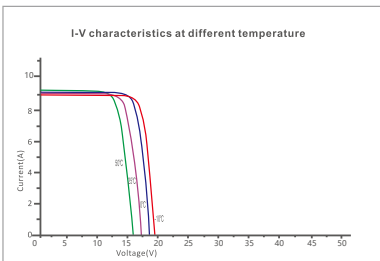
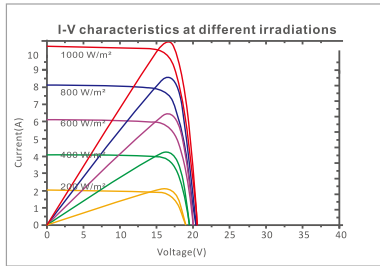
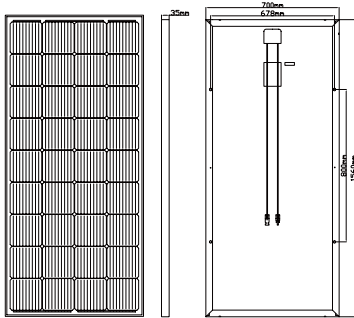
Figura 5.2: RESUN SOLAR ENERGY.

# RS7E-M

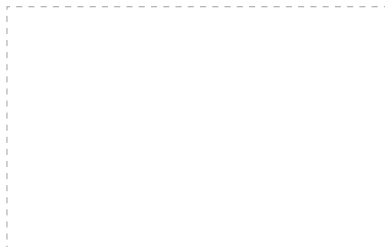


GLOBAL PROFESSIONAL PV PRODUCTS INTEGRATED SOLUTIONS SUPPLIER

Dimension of PV Modules Unit: mm



## Partner information



A: Room 606, No.13, Yongshang Garden, Jingfeng Road, Mudu Town, Wuzhong District, Suzhou, Jiangsu Province, China  
 F: +86512-66292101 T: +86 512-66293858  
 W: www.resunsolar.com E: info@resunsolar.com

## ELECTRICAL DATA(STC)

Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	210W	215W	220W	225W	230W
Open Circuit Voltage-Voc(V)	23.95V	23.99V	24.03V	24.06V	24.10V
Short Circuit Current-Isc(A)	11.07A	11.30A	11.53A	11.76A	11.99A
Maximum Power Voltage-Vmp(V)	20.05V	20.09V	20.12V	20.16V	20.19V
Maximum Power Current-Imp(A)	10.47A	10.70A	10.93A	11.16A	11.39A
Module Efficiency (%)	19.23%	19.69%	20.15%	20.60%	21.06%

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

## ELECTRICAL DATA(NOCT)

Maximum Power-Pmax (Wp)	156.8W	160.4W	164.1W	167.9W	171.6W
Open Circuit Voltage-Voc (V)	22.46V	22.50V	22.54V	22.57V	22.61V
Short Circuit Current-Isc (A)	8.95A	9.13A	9.32A	9.50A	9.68A
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	18.66V	18.68V	18.71V	18.75V	18.78V
Maximum Power Current-Imp(A)	8.4A	8.58A	8.77A	8.95A	9.14A

NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

## MECHANICAL DATA

Solar cells	Mono-crystalline 166X166mm, 9 Bus bars
Cell configuration	36cells(4x9)
Module dimensions	1560x700x35mm
Weight	12KGS
Front Cover	3.2mm Tempered Glass
Frame Material	Anodized Aluminum Alloy
J-BOX	IP67 or IP68, 2 or 3 diodes
Cable	4mm2(IEC)/12AWG(UL),900mm
Connectors	MC4 or MC4 Comparable
Standard Packaging	2pcs/carton

## TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.05%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.39%/°C
Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1000V(IEC)/1000V(UL)
Max Series Fuse Rating	15A
Limiting Reverse Current	15A

## PACKAGING CONFIGURATION

	40HQ	20GP
Number of modules per container	1452pcs	610pcs
Package	2pcs/carton	2pcs/carton
Package Number	726cartons	305cartons

Figura 5.3: RESUN SOLAR ENERGY.

## FORMULARIO DE PRESENTACIÓN DE SOLICITUD A LA DISTRIBUIDORA

(Nombre de la Empresa Eléctrica de Distribución)	
<b>1.- Datos del Titular del Inmueble</b>	
Nombres y Apellidos:	
Cédula de Identidad:	
Provincia:	
Cantón:	
Ciudad:	
Dirección	
Teléfono de contacto:	
Correo electrónico:	
Cuenta Contrato:	
Croquis de Ubicación:	
<b>2.- Datos Técnicos del <math>\mu</math>SFV</b>	
Capacidad nominal instalada:	
Número de paneles:	
Potencia de los paneles:	
Tipo de Conexión	Monofásico o Trifásico
$\mu$ SFV con o sin sistema de almacenamiento	
Energía anual prevista a ser producida y excedentaria :	
Diagrama Unifilar:	
<b>3.- Datos a ser llenados por la Empresa Distribuidora</b>	
Número de Solicitud	
Fecha de la Solicitud	
Cuenta de Suministro	
Capacidad instalada permitida para la conexión	
Fecha de la Inspección	
Pago última factura servicio eléctrico	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
_____	_____
Representante Empresa	Cliente



Sesión de Directorio de 22 de octubre de 2018  
Página 17 de 41

**Figura 5.4:** Formulario de presentación de solicitud a la distribuidora.





## Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

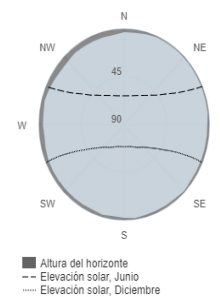
### Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: -2.886, -78.990  
 Horizonte: Calculado  
 Base de datos: PVGIS-NSRDB  
 Tecnología FV: Silicio cristalino  
 FV instalado: 1.413 kWp  
 Pérdidas sistema: 23 %

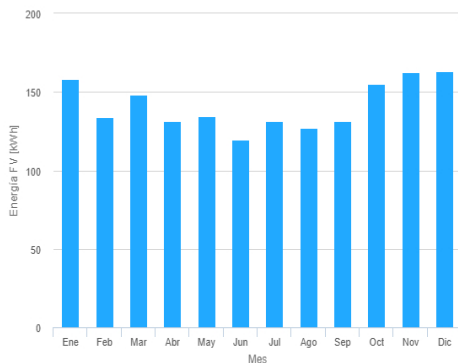
### Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 5 °  
 Ángulo de azimut: 0 °  
 Producción anual FV: 1697.48 kWh  
 Irradiación anual: 1708 kWh/m<sup>2</sup>  
 Variación interanual: 53.32 kWh  
 Cambios en la producción debido a:  
 Ángulo de incidencia: -3.25 %  
 Efectos espectrales: NaN %  
 Temperatura y baja irradiancia: -5.58 %  
 Pérdidas totales: -29.66 %

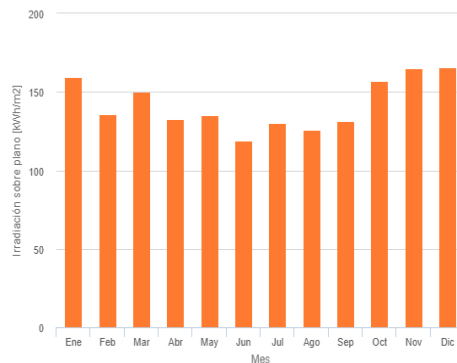
### Perfil del horizonte:



### Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



### Irradiación mensual sobre plano fijo:



### Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E <sub>m</sub>	H(i) <sub>m</sub>	SD <sub>m</sub>
Enero	158.1	159.6	14.8
Febrero	134.0	136.0	12.6
Marzo	148.5	150.3	10.4
Abril	131.7	132.7	12.3
Mayo	134.6	135.0	7.4
Junio	119.7	119.1	11.7
Julio	131.3	130.1	15.3
Agosto	126.8	126.0	12.0
Septiembre	131.6	131.5	22.4
Octubre	155.4	157.1	12.1
Noviembre	162.3	165.1	8.6
Diciembre	163.6	165.6	8.6

E<sub>m</sub>: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

H(i)<sub>m</sub>: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m<sup>2</sup>].

SD<sub>m</sub>: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general.

Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día.

Trataremos de corregir los errores que se nos señalen.

No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web.

Dicha información:

i) es de carácter general y no aborda circunstancias específicas de personas u organismos concretos,

ii) no es necesariamente exhaustiva, completa, exacta o actualizada,

iii) contiene en algunas ocasiones enlaces a páginas externas sobre las que los servicios de la Comisión no tienen control alguno y respecto de las cuales la Comisión declina toda responsabilidad

iv) no ofrece asesoramiento profesional o jurídico (para efectuar consultas de este tipo, diríjase siempre a un profesional debidamente cualificado).

No podemos garantizar que los documentos de esta web sean correctos, precisos, completos o actualizados. No se garantiza que los documentos de esta web sean correctos, precisos, completos o actualizados. Desde el 1 de julio de 2013, su edición electrónica publicada en la web EUR-Lex).

Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o estructurado en archivos o formatos no estandarizados de dichos errores, y no podemos garantizar que ello no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio.

La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o sitios externos con enlaces al mismo.

La presente cláusula de exención de responsabilidad no tiene por objeto limitar la responsabilidad de la Comisión de forma contraria a lo dispuesto por las normativas nacionales aplicables, ni excluir su responsabilidad en los casos en los que, en virtud de dichas normativas, no pueda excluirse.

Joint  
Research  
Centre

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2021.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Datos mensuales de irradiación 2021/08/27

Figura 5.5: Reporte de simulación del programa PVSyst