



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN ENERGÍAS
RENOVABLES: GENERACIÓN ELÉCTRICA**

Título del trabajo:

**“ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA
ECONÓMICA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO
PARA PROVEER DE SERVICIO ELÉCTRICO A LA
COMUNIDAD DE SALOYA EN ECUADOR”**

Alumno: Jorge Paúl Muñoz Pilco
Director del TFE: Eduardo Prieto Cobo
Codirector: José Luis Torres Escribano
Pamplona, septiembre 2017

AGRADECIMIENTO

A Dios y la Virgen Santísima de la Caridad por su protección.

A mis padres quienes, con su ejemplo, valores, enseñanzas y apoyo incondicional han hecho de mí una persona de bien.

A mi hermano David y mi tío Santiago por ser parte primordial en mi vida.

A mi familia radicada en España por todo su apoyo.

A Fundación Carolina y todo su personal, quienes han hecho posible cumplir esta meta de seguir mi preparación en España.

A la Universidad Pública de Navarra y su personal docente por haberme brindado todo el conocimiento necesario para cumplir esta meta y crecer profesionalmente.

A mi Director y Co-Director, quienes con su acertada dirección y sugerencias permitieron la culminación del presente proyecto de fin de estudios.

A todos mis amigos y compañeros de máster, y en especial a Margareth, quienes con su amistad y compañerismo han hecho llevadero los días fuera de casa.

Eternamente agradecido con todos.

Paúl

DEDICATORIA

*A Dios, mis Padres Adela y Jorge,
mi hermano David y mi tío Santiago.*

RESUMEN

El presente trabajo de fin de máster, evalúa la viabilidad técnica y económica de un sistema fotovoltaico aislado para dotar de energía eléctrica a la comunidad rural de Saloya en Ecuador; en el desarrollo del mismo, se identifican las necesidades energéticas a ser cubiertas, se evalúa el recurso solar de la zona con fines de producción eléctrica, se especifica el equipamiento necesario y los costes del sistema; todo esto, enmarcado en la legislación, normativa y realidad social, económica y política del país.

En el trabajo, se describe el proceso a seguir, tanto para el diseño del sistema, como, los posibles métodos de financiamiento local e internacional, además, se estructura un modelo de sostenibilidad y estrategia de gestión aplicable a proyectos de este tipo.

Finalmente, se detallan las conclusiones y recomendaciones obtenidas producto del análisis y que permiten contribuir al proceso de electrificación rural que persigue el país, y, mejorar las condiciones de vida de los habitantes de la comunidad.

Palabras Clave: Sistema fotovoltaico aislado, Electrificación rural, Evaluación de recurso solar, Estrategias de financiamiento, modelo de sostenibilidad.

ABSTRACT

This final project of master degree, evaluates the technical and economic viability of an Off-grid PV system for the supply of electricity to Saloya, a rural community in Ecuador; it identifies the energy needs to be covered, evaluates the solar resource in the area with electrical production purposes, specifies the necessary system's equipment and its costs; All of this, considering the national legislation and considering the social, economic and political country's reality.

The project describes the process to be follow in the design, and details the possible financing methods at local and international level; in addition, it structures a sustainability model and management strategy applicable to this kind of projects.

Finally, the conclusions and recommendations resulting from the analysis are presented, which allow to contribute to the rural electrification process that the country aims at, improving the living conditions of its inhabitants.

Key words: Off-grid PV systems, Rural Electrification, Solar Resource Assessment, Financing Strategies, Sustainability Model.

CONTENIDO

AGRADECIMIENTO.....	i
DEDICATORIA.....	ii
RESUMEN.....	iii
ABSTRACT.....	iv
CONTENIDO.....	v
ÍNDICE DE FIGURAS.....	vii
ÍNDICE DE TABLAS.....	viii
ABREVIATURAS.....	ix
CAPÍTULO 1: Antecedentes Generales del Proyecto.....	1
1.1. Objetivos.....	1
1.1.1. Objetivo General.....	1
1.1.2. Objetivos Específicos.....	1
1.2. Justificación.....	1
1.3. Descripción del Sistema Eléctrico de Ecuador.....	2
1.4. Descripción de la zona de estudio, comunidad de Saloya.....	3
1.4.1. Ubicación geográfica.....	3
1.4.2. Aspectos socioeconómicos de Saloya.....	4
CAPÍTULO 2: Análisis de la demanda de energía.....	6
2.1. Demanda de energía.....	6
CAPITULO 3: Disponibilidad y evaluación del recurso solar.....	8
3.1. Recurso solar.....	8
3.2. Evaluación del recurso solar.....	9
3.2.1. Radiación solar sobre plano inclinado.....	9
3.2.2. Resultados.....	12
3.3. Análisis de Temperatura.....	14
CAPÍTULO 4: Diseño del sistema fotovoltaico.....	15
4.1. Dimensionamiento de los elementos que componen la instalación.....	15
4.1.1. Generador Fotovoltaico.....	16
4.1.2. Inversor.....	17
4.1.3. Regulador de carga.....	17
4.1.4. Almacenamiento.....	18
4.1.5. Cableado.....	20
4.1.6. Estructura de soporte.....	21
4.1.7. Sistema de puesta a tierra.....	21
4.1.8. Equipos complementarios.....	22
4.2. Optimización del diseño.....	23

CONTENIDO

CAPÍTULO 5: Análisis técnico - económico de la instalación	28
5.1. Costes del sistema.....	28
5.2. Análisis técnico – económico	29
5.2.1. Coste de la energía	29
5.2.2. Coste de Operación, Mantenimiento y Reposición.....	30
5.2.3. Indicadores del proyecto	31
5.2.3.1. VAN y TIR	31
5.2.3.2. Indicadores sociales	32
5.3. Estrategias de financiamiento para el proyecto.....	33
5.3.1. Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal FERUM – Ecuador.....	33
5.3.2. Banco Interamericano de Desarrollo BID. ^[14]	34
5.3.3. Cooperación Internacional	34
5.4. Modelo de sostenibilidad y gestión del sistema	35
CAPÍTULO 6: Conclusiones y Recomendaciones	37
6.1. Conclusiones	37
6.2. Recomendaciones	38
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	39
ANEXOS	41
Anexo 1: Radiación global sobre plano horizontal e inclinado.	41
Anexo 2: Equipos	43
Módulo Fotovoltaico SACLIMA SCL 320W-24V P2 de 72 celdas. ^[15]	43
Inversor Phoenix Vitron Energy 800VA-48V. ^[16]	45
Regulador de carga EP Solar PWM VS3048BN. ^[17]	47
Batería AGM 320Ah C20 Saclima 12V. ^[18]	50
Cable Enerflex Solar ZZ-F(AS). ^[19]	51
Estructura monoposte módulos de 72 celdas. ^[9]	52
Anexo 3: Evaluación Económica	53
Anexo 4: Evolución mensual de la Radiación con respecto a la inclinación y orientación.....	54

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Descripción del Sistema Eléctrico de Ecuador. ^[2]	2
Figura 1.2 Demanda total de energía y generación por tipo de tecnología. ^[3]	3
Figura 1.3 Ubicación de la comunidad de Saloya	4
Figura 1.4 Fotografías de la zona	5
Figura 2.1 Demanda diaria estimada	7
Figura 3.1 Radiación sobre plano horizontal, comparación entre distintas bases de datos.....	8
Figura 3.2 Radiación diaria media mensual y total mensual, año 2015.	9
Figura 3.3 Radiación global sobre plano inclinado mensual	13
Figura 3.4 Evolución de radiación global de enero respecto a diferentes orientaciones e inclinaciones.	13
Figura 4.1 Esquema sistema fotovoltaico aislado	15
Figura 4.2 Días con radiación media diaria inferior a 3 kWh.....	18
Figura 4.3 Estructura monoposte. ^[9]	21
Figura 4.4 Déficit en batería y exceso de energía por configuración.	25
Figura 4.5 Exceso de energía por configuración	26
Figura 4.6 Sistema energético de Saloya en HOMER	26
Figura 4.7 Resultados HOMER	27
Figura 5.1 Flujo de Caja	32
Figura 5.2 Modelo de sostenibilidad	36

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Información geográfica de la comunidad de Saloya.....	4
Tabla 2.1 Consumo medio diario por vivienda, estimación.....	6
Tabla 2.2 Demanda total por mes.....	7
Tabla 3.1 Factores Erbs et al. ^[5]	11
Tabla 3.2 Coeficientes estadísticos modelo de Perez. ^[5]	12
Tabla 3.3 Temperatura de la zona. ^[4]	14
Tabla 4.1 Características módulo SIMAX SM572-195W.....	16
Tabla 4.2 Características inversor TW-1500-24V.....	17
Tabla 4.3 Sección de conductor por zona.....	21
Tabla 4.4 Protecciones Sistema fotovoltaico.....	22
Tabla 4.5 Resultados para una configuración 2S1P.....	24
Tabla 4.6 Resultados para una configuración 3S1P.....	24
Tabla 4.7 Resultados para una configuración 2S2P.....	25
Tabla 5.1 Coste de adquisición de equipamiento.....	28
Tabla 5.2 Coste de energía de la comunidad con generación diésel.....	30
Tabla 5.3 Valores establecidos para proyectos con energía renovable en FERUM. ^[13]	33
Tabla A1.1 Radiación global diaria mensual sobre plano horizontal.....	41
Tabla A1.2 Radiación global diaria mensual sobre plano inclinado.....	42

ABREVIATURAS

ACDI	Agencia Canadiense de Desarrollo Internacional
AECID	Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CEM	Condiciones Estándar de Medida
CEN	Código Eléctrico Nacional - Ecuador
CES	Comité de Energía de Saloya
CII	Corporación Interamericana de Inversiones
COE	Coste nivelado de energía - HOMER
CONELC	Consejo Nacional de Electricidad
FERUM	Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal de Ecuador
GIZ	Agencia de Cooperación Internacional Alemana
IDEA	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
JICS	Sistema Japonés de Cooperación Internacional
KOICA	Agencia de Cooperación Internacional de Corea
LOSPEE	Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MPPT	Maximum Power Point Tracker
PWM	Pulse-Width Modulation
SEMPLADES	Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo
SNT	Sistema Nacional de Transmisión

CAPÍTULO 1: Antecedentes Generales del Proyecto

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo General

Evaluar la viabilidad técnica - económica para la instalación de un sistema fotovoltaico aislado en la comunidad de Saloya, provincia de Pichincha, ubicada al noroccidente de la ciudad de Quito - Ecuador; para proveer a sus habitantes del servicio público de energía eléctrica.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Evaluar la disponibilidad del recurso solar de la comunidad, tomando como base, las mediciones de una estación meteorológica cercana.
- Estimar el consumo de energía eléctrica por cada vivienda, y la demanda total de la comunidad.
- Establecer pautas para futuros proyectos de electrificación rural en el país.

1.2. Justificación

En Ecuador, hasta el año 2007, uno de los sectores más deficientes era el servicio de energía eléctrica; un cambio en la política energética dada a través de la Constitución del año 2008 cambió esa realidad y dio al sector eléctrico un rol más protagónico en el sector productivo, económico y social del país con la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica LOSPEE.

La Constitución de la República del Ecuador, en su artículo 314, establece que el Estado será responsable de la provisión, entre otros, del servicio público energía eléctrica para todos los ciudadanos nacionales y extranjeros, en todas las zonas del territorio continental e insular; así como, en el numeral 9 del artículo 2 de la LOSPEE se señala que se debe desarrollar la electrificación rural utilizando prácticas y tecnologías ambientalmente limpias basadas en energías renovables y reemplazando el uso de combustibles fósiles. ^[1]

El presente trabajo de fin de estudios sigue los lineamientos descritos en el párrafo anterior y pretende dotar a una población rural de energía eléctrica que permita impulsar sus capacidades socio-económicas y el desarrollo de sus actividades productivas y, sobre todo, mejorar su calidad de vida.

1.3. Descripción del Sistema Eléctrico de Ecuador

El sistema eléctrico de Ecuador, representado en la Figura 1.1, se divide en tres grandes sectores: las centrales de generación, el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y el sistema de Distribución, cada uno con los niveles de voltaje que utiliza hasta llegar al usuario final.

El Estado ecuatoriano a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER y sus empresas públicas adscritas, se encargan de gestionar cada uno de los tres sectores.

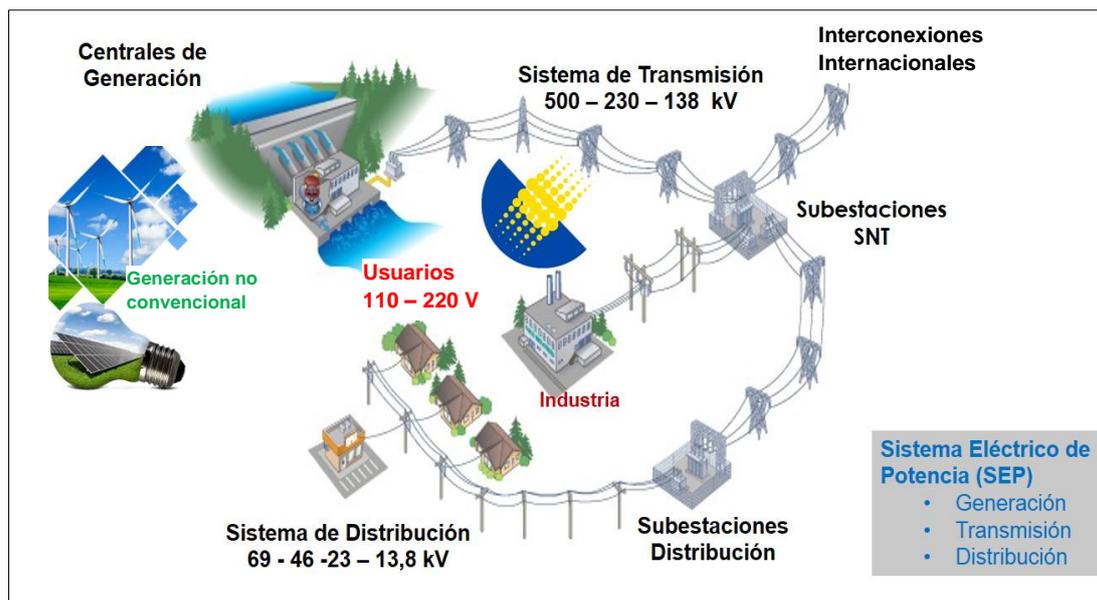


Figura 1.1 Descripción del Sistema Eléctrico de Ecuador. [2]

La capacidad instalada de generación a diciembre de 2016 fue 8.226 MW, de los cuales el 60% corresponde a centrales hidroeléctricas y el restante 40% se divide entre plantas térmicas, biogás, y energías renovables.

La demanda total de energía para el año 2016 fue de 23 TWh, y como se observa en la Figura 1.2, la mayor parte de la demanda es abastecida con centrales hidráulicas 66,53%, seguida por fuentes de carácter no renovable 31,33%, y un 2,14% con energías renovables como la biomasa, biogás, eólica y fotovoltaica. [3]

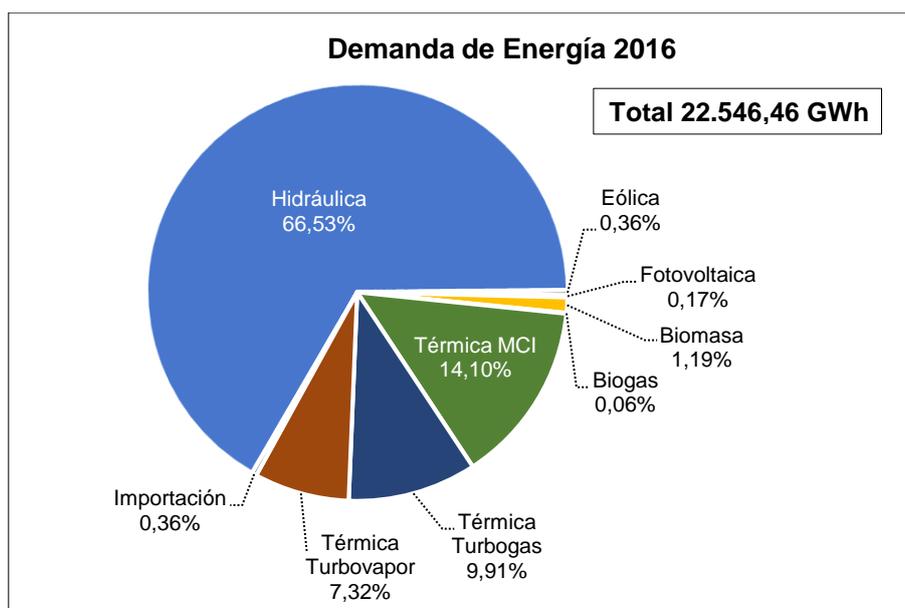


Figura 1.2 Demanda total de energía y generación por tipo de tecnología. ^[3]

En cuanto a la cobertura del servicio eléctrico para el año 2016, a nivel nacional el 97,27% de la población cuenta con el mismo, sin embargo, el restante 3,73% a cubrir se halla en las zonas rurales del país. Las soluciones basadas en extensión de red se han ido agotando al tornarse cada vez más costosas y presentar graves efectos en el deterioro de la calidad del servicio, especialmente caídas de voltaje y pérdidas elevadas al tratarse de grandes distancias en el sector rural.

Las soluciones basadas en energía renovable, ya sea, solar fotovoltaica, eólica o el conjunto de las dos, permitirán llegar a los usuarios que aún no cuentan con energía eléctrica en el sector rural del país.

1.4. Descripción de la zona de estudio, comunidad de Saloya

1.4.1. Ubicación geográfica

La comunidad de Saloya se encuentra ubicada entre los 2674 y 2987 m de elevación en la provincia de Pichincha a 25 km al suroccidente de la ciudad de Quito - Ecuador, como se puede observar en la Figura 1.3, la comunidad se encuentra en una zona montañosa y las casas que la conforman se encuentran dispersas, razón por lo cual ha sido complicado servir a sus habitantes del servicio de energía eléctrica ya que la distancia entre el último punto de red existente en la zona y el sector a servir es de aproximadamente 2,6 km.

En la Tabla 1.1 se detalla las coordenadas de la ubicación geográfica de cada casa, así como del punto de red existente.

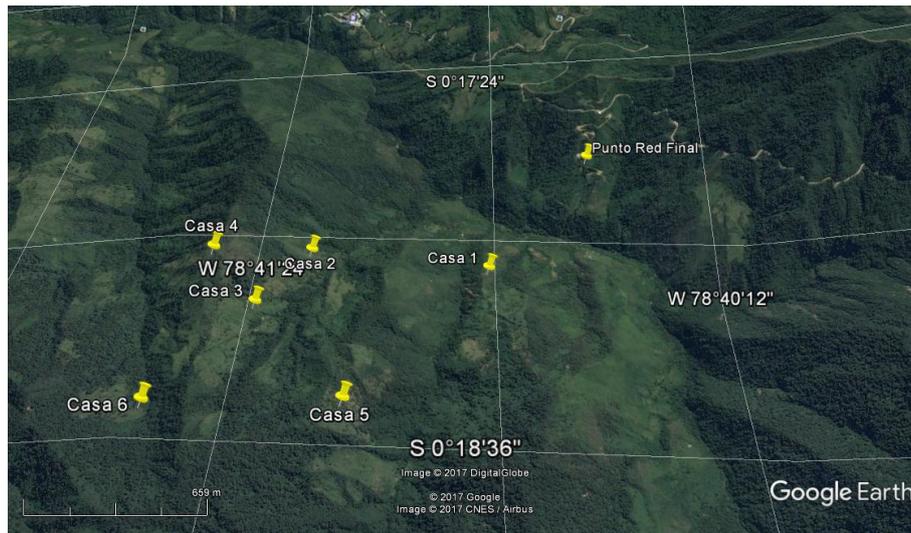


Figura 1.3 Ubicación de la comunidad de Saloya

Punto	X (m)	Y (m)	Latitud (°S)	Longitud (°O)	Elevación (m)
Punto Red Final	758708,06	9967325,30	0,295376	78,675668	2740
Casa 1	758184,00	9966660,93	0,301389	78,680372	2674
Casa 2	757331,62	9966704,80	0,300992	78,688031	2769
Casa 3	757117,06	9966378,38	0,30394	78,689952	2851
Casa 4	756923,87	9966606,46	0,301879	78,691695	2958
Casa 5	757564,60	9965875,58	0,308486	78,685938	2927
Casa 6	756760,78	9965854,43	0,308678	78,693157	2987

Tabla 1.1 Información geográfica de la comunidad de Saloya

1.4.2. Aspectos socioeconómicos de Saloya

La comunidad cuenta con 15 personas formando 6 familias dedicadas exclusivamente a la agricultura y ganadería a pequeña escala, actividades que les permite generar recursos económicos; sus casas son de madera con un área aproximadamente entre 20 y 40 m². En la Figura 1.4 (a) y (b) se puede observar fotografías de dos casas de la comunidad, las mismas muestran las dificultades y las condiciones de vida que tienen actualmente las personas de la comunidad de Saloya.

La localidad se sitúa aproximadamente a 1 km de la carretera principal que conecta la ciudad de Quito con la localidad de Chiriboga, el acceso a Saloya es a través de caminos secundarios sin automóvil y el medio de transporte utilizado por sus pobladores son caballos y mulas como se aprecia en la Figura 1.4 (c).



(a)



(b)



(c)

Figura 1.4 Fotografías de la zona. (a) y (b) Casas de los pobladores de Saloya, (c) Medio de transporte y acceso a Saloya.

Cada familia cuenta con un pequeño generador a diésel que les permite autoabastecerse con energía eléctrica, pero su utilización está supeditada a tres factores: el ruido que genera, el dinero para cubrir el coste del combustible, y, sobre todo, las dificultades que acarrea el transporte desde el punto de abastecimiento hacia cada una de las casas.

CAPÍTULO 2: Análisis de la demanda de energía

2.1. Demanda de energía.

Actualmente, la carga de cada casa básicamente es la iluminación y el uso de electrodomésticos como televisor y radio a ciertas horas del día, los habitantes desean poder adquirir a futuro un pequeño refrigerador en el cual puedan almacenar y preservar sus alimentos.

La cocción de alimentos, así como el calentamiento de agua se lo realiza con biomasa, aprovechan los restos leñosos del bosque cercano.

Al no existir un registro de mediciones previo, se estima la demanda en base a las costumbres y actividades diarias de sus habitantes.

- Al tratarse de una comunidad agrícola, sus actividades empiezan muy temprano por la mañana, alrededor de las 05:00 comienza su día de trabajo y necesitan de iluminación.
- Al medio día mientras preparan sus alimentos, hacen uso del radio y en ocasiones del televisor.
- Por la tarde y noche, previo a disponerse a descansar, hacen uso del televisor y la iluminación.
- En cuanto al refrigerador, para determinar su demanda de energía, se considera que el motor funciona en promedio 8 horas al día.

Considerando lo anterior, a continuación, en la Tabla 2.1 y Figura 2.1 se muestra la estimación de la demanda de energía diaria por vivienda.

Aplicación	Potencia (W)	Cantidad	Tiempo de Uso (h-día)	Demanda (Wh-día)
Iluminación				
Interior	25	2	3,3	165
Exterior	30	4	1,75	210
Electrodomésticos				
Televisor	115	1	2,8	322
Radio	60	1	2	120
Refrigerador	200	1	8	1600
TOTAL				2.417

Tabla 2.1 Consumo medio diario por vivienda, estimación

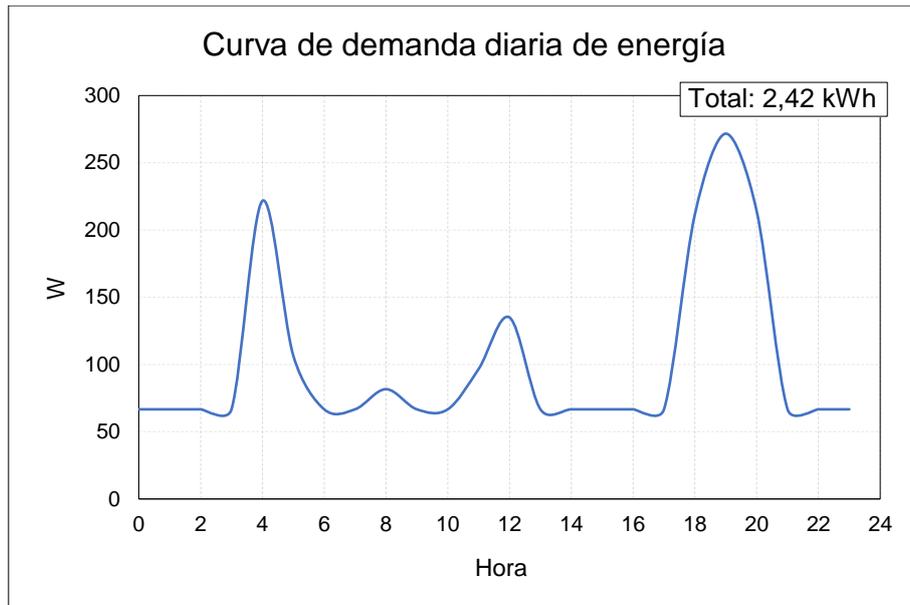


Figura 2.1 Demanda diaria estimada

El patrón de consumo representado en la Figura 2.1 se considera similar para todos los meses y para cada casa, con lo cual se determina los consumos mensual y anual por casa y para la comunidad, expresados en la Tabla 2.2

Mes	Demanda (kWh)	
	Vivienda	Comunidad
Enero	74,58	447,49
Febrero	67,36	404,18
Marzo	74,58	447,49
Abril	72,18	433,05
Mayo	74,58	447,49
Junio	72,18	433,05
Julio	74,58	447,49
Agosto	74,58	447,49
Septiembre	72,18	433,05
Octubre	74,58	447,49
Noviembre	72,18	433,05
Diciembre	74,58	447,49
TOTAL	878,13	5.268,78

Tabla 2.2 Demanda total por mes

CAPITULO 3: Disponibilidad y evaluación del recurso solar

3.1. Recurso solar.

Para caracterizar el recurso solar en la zona y definir la fuente de datos a utilizar, en la Figura 3.1 se compara la radiación media diaria sobre plano horizontal de tres fuentes de información, la primera, hace referencia a la estación meteorológica Guamaní de la Red de Monitoreo Atmosférico de la Secretaría de Ambiente de la Alcaldía de Quito, la segunda, son valores tomados de la base de datos de la NASA (1983-2005) y finalmente, valores medios del programa Meteonorm 7.1.

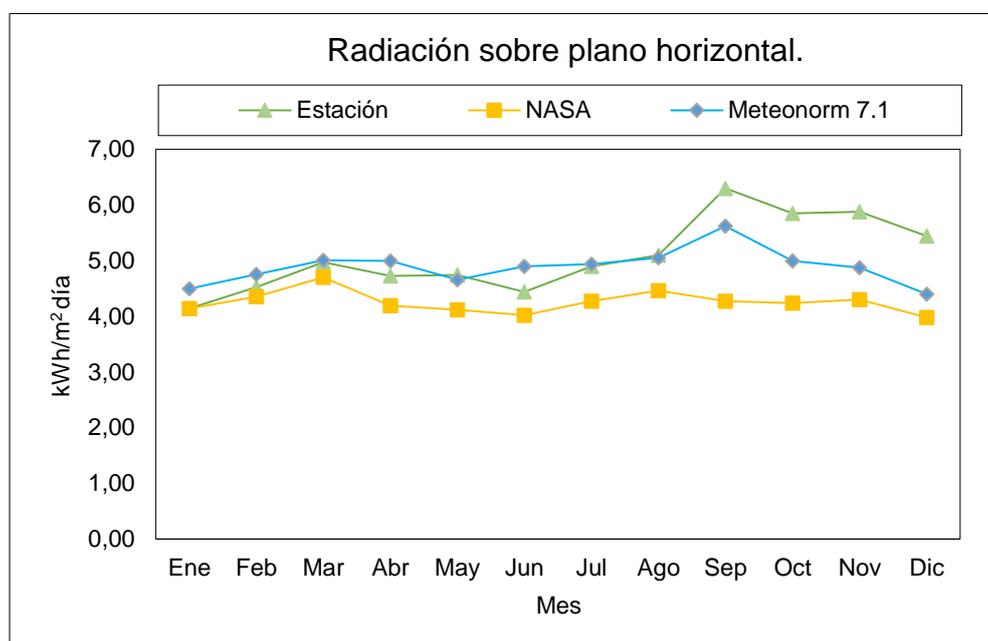


Figura 3.1 Radiación sobre plano horizontal, comparación entre distintas bases de datos

Los valores muestran que a lo largo del año las tres bases de datos siguen la misma tendencia y existen diferencias en sus valores por la forma en el ajuste que utiliza cada programa; los datos medios de la estación meteorológica tienen como base mediciones horarias durante el año 2015.

Los datos que se consideran en el análisis del presente trabajo son los obtenidos de la Red de Monitoreo Atmosférico de la Secretaría de Ambiente de la Alcaldía de Quito [4], específicamente de la estación meteorológica *Guamaní*, se considera esta base ya que se posee valores horarios mientras, que para las dos bases adicionales se tienen solamente valores medios.

Para el año 2015, la radiación media diaria anual registrada es de 5,08 kWh/m²/día y una radiación anual de 1.856 kWh; en la Figura 3.2 y Anexo 1, se detalla las medias diarias mensuales y totales de radiación global sobre plano horizontal.

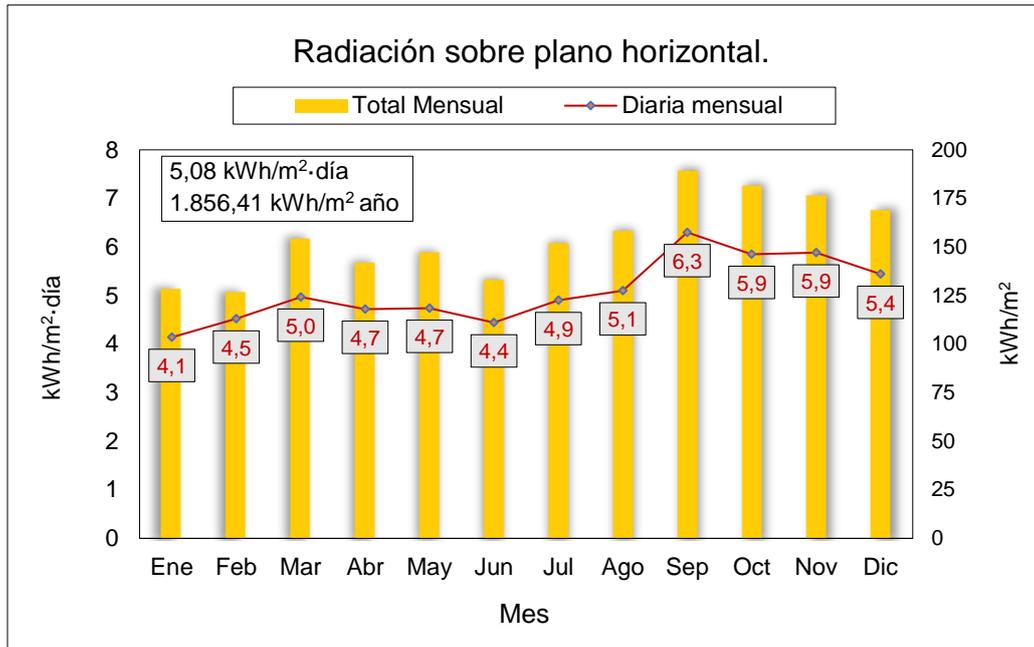


Figura 3.2 Radiación diaria media mensual y total mensual, año 2015.

Como se observa en la Figura 3.2, los meses de septiembre a diciembre son los que reflejan mejores registros de radiación, de entre ellos, la media diaria del mes de septiembre es la mayor con 6,3 kWh/m², mientras que las medias diarias de los meses de enero a agosto están en torno a 4,6 kWh/m².

3.2. Evaluación del recurso solar

El presente trabajo pretende establecer pautas para el diseño de instalaciones aisladas de energía solar y uno de los puntos importantes es el análisis del recurso disponible; por lo que se considera prudente detallar un modelo que permita evaluar la radiación para diferentes ángulos de inclinación y orientación a partir de los datos sobre plano horizontal, y así, definir los valores más adecuados a aplicar en el diseño.

3.2.1. Radiación solar sobre plano inclinado

El cálculo de radiación solar sobre plano inclinado se realiza utilizando el modelo de cielo anisotrópico de Perez que considera la bóveda celeste con tres zonas de distinta radiancia, parametrizando el cielo con el brillo, claridad y ángulo de cenit, para ello es necesario seguir el siguiente procedimiento utilizando las expresiones detalladas a continuación [5].

- Determinar los siguientes parámetros considerando las coordenadas geográficas del sitio en análisis (para efectos del presente trabajo: Latitud 0,3°S, Longitud 78,68°O, Altitud 2850 m y su hora estándar UTC/GMT-5 sin corrección por horario de verano).

Hora solar H_s ,

$$H_s = H_{est} - \frac{4 \cdot l_{m,local}}{60} + \frac{E}{60} - X - \text{Corrección horario de verano} \quad (3.1)$$

$$E = 229,29(0,000075 + 0,001868\cos B - 0,032077\sen B - 0,014615\cos 2B - 0,04089\sen 2B) \quad (3.2)$$

$$B = (n - 1) \cdot \frac{360}{365} \quad (3.3)$$

Donde:

H_{est}	Hora estándar, local o de reloj en formato decimal
$l_{m,local}$	Longitud del meridiano local (oeste +)
E	Ecuación de la hora considerando la excentricidad y oblicuidad de la tierra a través de B
n	Número ordinal correspondiente al día en análisis (32 para 1 de febrero)

Declinación solar δ

$$\delta = 23,45 \sen \left(360 \cdot \frac{284 + n}{365} \right) \quad (3.4)$$

Ángulo horario ω

$$\omega = 15 \cdot (H_s - 12) \quad (3.5)$$

Ángulo de cenit θ_z

$$\cos \theta_z = \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega + \sen \delta \cdot \sen \phi \quad (3.6)$$

Donde:

ϕ	Latitud del lugar
--------	-------------------

Ángulo horario del amanecer ω_s

$$\omega_s = -\text{arc cos}(-\text{tg } \delta \cdot \text{tg } \phi) \quad (3.7)$$

Acimut solar γ_s

$$\gamma_s = C_1 C_2 \gamma'_s + C_3 \left(\frac{1 - C_1 C_2}{2} \right) \cdot 180 \quad (3.8)$$

$$\sen \gamma'_s = \frac{\sen \omega \cdot \cos \delta}{\cos \theta_z} \quad (3.9)$$

$$C_1 = 1 \text{ si } |\text{tg } \delta / \text{tg } \phi| \leq 1 \quad C_1 = \begin{cases} 1 & \text{si } |\omega| \leq \omega_{ev} \\ -1 & \text{si } |\omega| > \omega_{ev} \end{cases} \quad \cos \omega_{ev} = \frac{\text{tg } \delta}{\text{tg } \phi}$$

$$C_2 = \begin{cases} 1 & \text{si } \phi(\phi - \delta) \leq 0 \\ -1 & \text{si } \phi(\phi - \delta) > 0 \end{cases} \quad C_3 = \begin{cases} 1 & \text{si } \omega \geq 0 \\ -1 & \text{si } \omega < 0 \end{cases}$$

- Determinar la radiación horaria extraterrestre sobre plano horizontal I_0

$$I_0 = 3600 \cdot G_{0n} \cdot \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot (\cos \omega - \cos \omega_s)$$

$$G_{0n} = f_c \cdot G_{sc} \quad f_c = 1 + 0,033 \cdot \cos \frac{360 \cdot n}{365} \quad (3.10)$$

Donde:

G_{0n} Irradiancia extraterrestre sobre plano normal

G_{sc} Constante solar 1367 W/m²

f_c Factor de corrección que tiene en cuenta la excentricidad de la órbita terrestre en el día de análisis

- Determinar la radiación difusa horaria sobre plano horizontal I_d a partir del índice de claridad horario k_t y fracción difusa horaria k_d , radiación directa horaria sobre plano horizontal I_b

$$k_t = \frac{I}{I_0} \quad (3.11) \quad I_d = k_d \cdot I \quad (3.12) \quad I_b = I - I_d \quad (3.13)$$

$$k_d = a_1 + a_2 \cdot k_t \quad \text{primera zona de } k_t$$

$$k_d = a_3 + a_4 \cdot k_t + a_5 \cdot k_t^2 + a_6 \cdot k_t^3 + a_7 \cdot k_t^4 \quad \text{segunda zona de } k_t$$

$$k_d = a_8 \quad \text{tercera zona de } k_t$$

Erbs et al

a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	a_8	Second range of k_t
1	-0,09	0,9511	-0,1604	4,388	-16,638	12,336	0,165	0,22 < k_t < 0,8

Tabla 3.1 Factores Erbs et al.^[5]

- Determinar la radiación global horaria sobre plano inclinado I_T utilizando el modelo de Perez considerando las siguientes relaciones:

Radiación difusa horaria sobre plano inclinado $I_{d,T}$ y sus parámetros

$$I_{d,T} = I_d \left[(1 - F_1) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + F_1 \frac{a}{b} + F_2 \sin \beta \right] \quad (3.14)$$

$$a = \max[0, \cos \theta_z] \quad b = \max[\cos 85, \cos \theta_z] \quad (3.15)$$

Claridad

$$\varepsilon = \frac{\frac{I_d + I_{bn}}{I_d} + 5,535 \cdot 10^{-6} \theta_z^3}{1 + 5,535 \cdot 10^{-6} \theta_z^3} \quad (3.16)$$

$$I_{bn} = \frac{I_b}{\cos \theta_z} \quad (3.17)$$

Brillo

$$\Delta = m_a \frac{I_d}{I_{0n}} \quad (3.18) \quad I_{0n} = \frac{I_0}{\cos \theta_z} \quad (3.19)$$

$$m_a = m_r \left(\frac{P}{1013,25} \right) \quad (3.20) \quad m_r = [\cos \theta_z + 0,15 (93,885 - \theta_z)]^{-1} \quad (3.21)$$

Donde:

I_{bn}	Radiación directa horaria sobre plano inclinado
I_{0n}	Radiación horaria extraterrestre sobre plano normal
m_r	Masa de aire a presión estándar y nivel del mar
m_a	Masa de aire corregida para estaciones meteorológicas ubicadas sobre los 2000 m de altitud (Presión de Quito 730,78 mbar)

Coefficientes estadísticos y su dependencia de los parámetros

$$F_1 = \max \left[0; \left(f_{11} + f_{12} \cdot \Delta + \frac{\pi \theta_z}{180} \cdot f_{13} \right) \right] \quad (3.22)$$

$$F_2 = f_{21} + f_{22} \cdot \Delta + \frac{\pi \cdot \theta_z}{180} \cdot f_{23} \quad (3.23)$$

Rango de ε		f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{21}	f_{22}	f_{23}
0	1,065	-0,196	1,084	-0,006	-0,114	0,18	-0,019
1,065	1,23	0,236	0,519	-0,18	-0,011	0,02	-0,038
1,23	1,5	0,454	0,321	-0,255	0,072	-0,098	-0,046
1,5	1,95	0,866	-0,381	-0,375	0,203	-0,403	-0,049
1,95	2,8	1,026	-0,711	-0,426	0,273	-0,602	-0,061
2,8	4,5	0,978	-0,986	-0,35	0,28	-0,915	-0,024
4,5	6,2	0,748	-0,913	-0,236	0,173	-1,045	0,065
6,2	↑	0,318	-0,757	0,103	0,062	-1,698	0,236

Tabla 3.2 Coeficientes estadísticos modelo de Perez. ^[5]

Radiación global horaria sobre plano inclinado

$$I_T = I_b \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} + I_{d,T} + I \cdot \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (3.24)$$

Donde:

$I_{d,T}$	Radiación horaria difusa sobre plano inclinado
ρ_g	Albedo promedio de la superficie terrestre (Hierva verde 0,26)

3.2.2. Resultados

Los resultados que arroja al procesar los registros de la estación meteorológica con el modelo descrito en la sección 3.2.1 se muestran en la Figura 3.3 y Tabla A1.2 del Anexo 1, en la cual se presenta la radiación global mensual sobre plano inclinado para diferentes ángulos entre 0° y 90° con orientación norte.

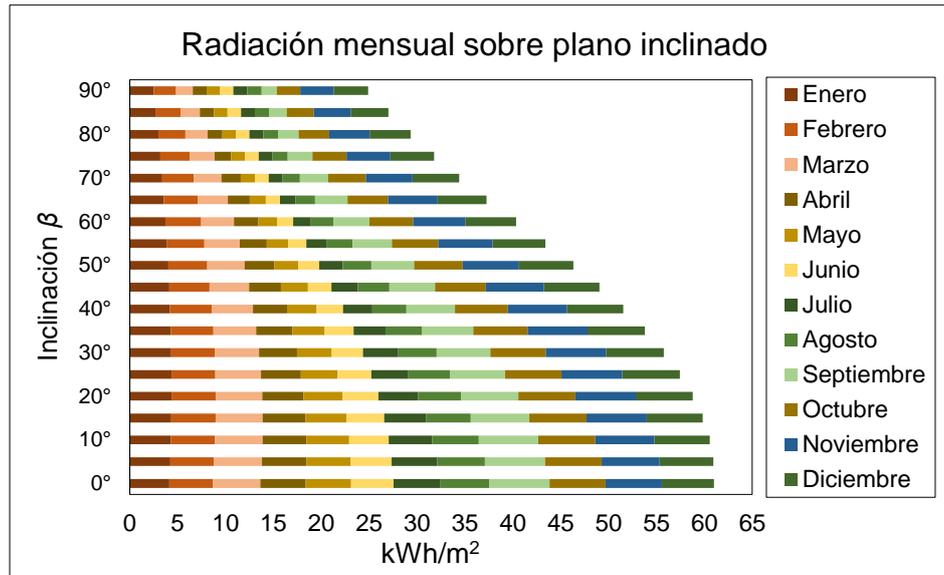


Figura 3.3 Radiación global sobre plano inclinado mensual

En instalaciones de carácter aislado se requiere definir el mes más desfavorable y la inclinación de los módulos fotovoltaicos más adecuada, de los resultados y como primera aproximación, se puede observar que el mes de enero presenta la menor media diaria de radiación y que ángulos de inclinación comprendidos entre 0° y 20° permiten obtener la mayor captación de energía y cubrir la demanda del peor mes.

Para determinar el ángulo de inclinación más adecuado a utilizar en el diseño del sistema fotovoltaico, así como, la orientación apropiada del mismo, es necesario calcular la radiación global horaria sobre plano inclinado para diferentes orientaciones e inclinaciones del mes de enero y cuya evolución se representa en la Figura 3.4.

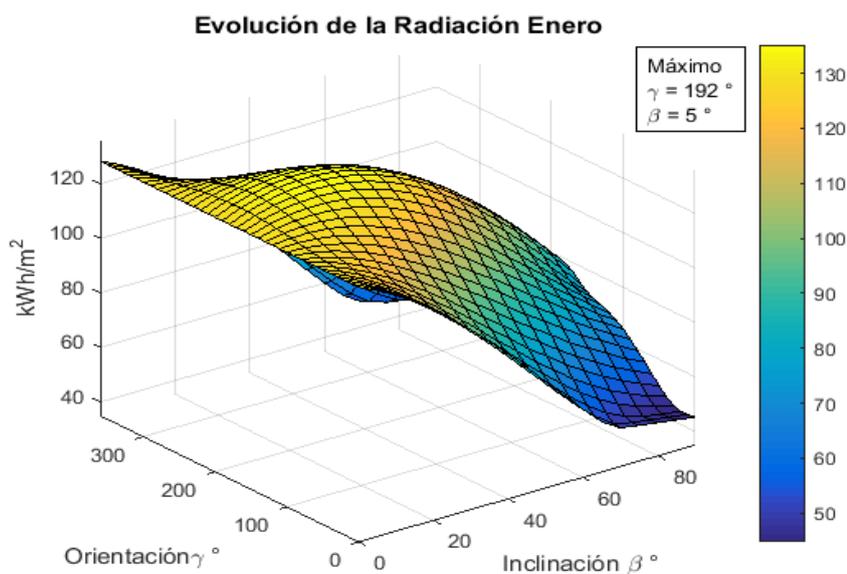


Figura 3.4 Evolución de radiación global de enero respecto a diferentes orientaciones e inclinaciones.

La orientación óptima de acuerdo a los resultados obtenidos debe ser $\gamma = 192^\circ$, es decir, orientados al norte ya que la comunidad se encuentra en el hemisferio sur; la inclinación óptima debe ser $\beta = 10^\circ$ aunque al observar la Figura 3.4, en el rango de 5° a 20° , la radiación estimada es muy próxima a la máxima, por lo que una inclinación dentro de intervalo es adecuada, quedando su elección limitada por cuestiones constructivas y de mantenimiento (Evitar acumulación de polvo y circulación de agua en caso de lluvia).

En el Anexo 4, se incluye la evolución de la radiación por mes con respecto a distintas orientaciones e inclinaciones, información que puede ser utilizada para posteriores diseños en el caso de que el mes de diseño sea diferente.

3.3. Análisis de Temperatura

El clima de la zona por sus características se denomina clima subtropical de tierras altas, a lo largo del año presenta un clima templado con una temperatura media cercana a 14°C , las temperaturas pueden oscilar desde los 7°C la mínima hasta sobre los 20°C , en la Tabla 3.3 se detalla las temperaturas medias mensuales de la zona.

	Temperatura media ($^\circ\text{C}$)	Temperatura min. ($^\circ\text{C}$)	Temperatura máx. ($^\circ\text{C}$)
Enero	14,0	7,7	20,4
Febrero	14,0	8,0	20,1
Marzo	14,0	8,1	20,0
Abril	13,9	8,0	19,9
Mayo	14,1	8,0	20,2
Junio	13,6	7,1	20,2
Julio	13,7	6,7	20,7
Agosto	13,8	6,6	21,1
Septiembre	13,9	6,8	21,1
Octubre	14,0	7,5	20,6
Noviembre	13,8	7,3	20,4
Diciembre	14,0	7,6	20,5

Tabla 3.3 Temperatura de la zona.^[4]

CAPÍTULO 4: Diseño del sistema fotovoltaico

4.1. Dimensionamiento de los elementos que componen la instalación

La distancia de separación promedio entre cada una de las casas de la comunidad oscila entre 0,8 a 1 km por lo que, un sistema centralizado conlleva la construcción de una red hacia cada una de las viviendas. El diseño del sistema fotovoltaico, se considera distribuido ya que no resulta conveniente el diseño de un sistema centralizado debido a la ubicación dispersa de las viviendas y la complejidad del terreno.

La configuración del sistema y los equipos que lo conforman se muestran en la Figura 4.1. La instalación comprende los siguientes subsistemas:

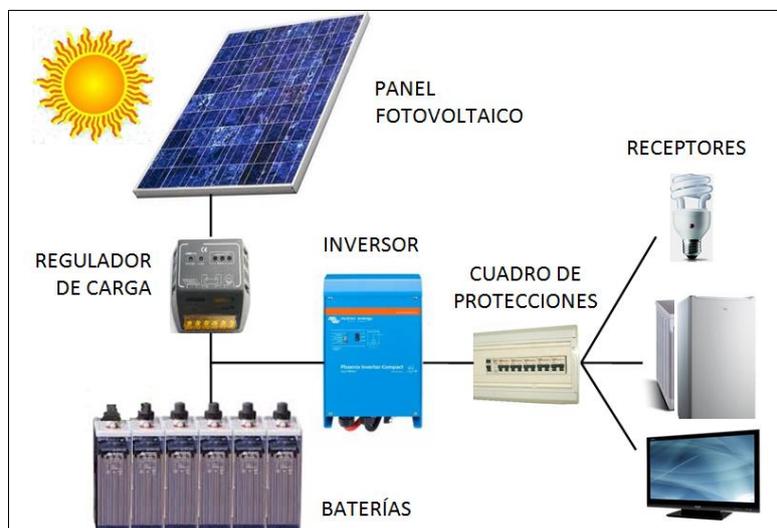


Figura 4.1 Esquema sistema fotovoltaico aislado

- Generador fotovoltaico, encargado de captar la radiación y transformarla en energía eléctrica.
- Almacenamiento, formado por baterías encargado de garantizar autonomía a la instalación.
- Regulador de carga, que en conjunto con las baterías garantizan un voltaje de operación estable y protege a las baterías de sobrecargas o sobre descargas.
- Inversor, que acondiciona la potencia del generador fotovoltaico para su uso en los receptores (DC a AC).
- Conductores, que conectan cada uno de los equipos entre sí, y hacia la carga.
- Estructura de soporte, donde se ubicarán el generador fotovoltaico.
- Protecciones.
- Sistema de puesta a tierra.

Otro aspecto a tomar en cuenta es el mantenimiento del sistema, al tratarse de una zona poco accesible para personal técnico, es importante en el diseño, considerar equipos que requieran mantenimiento mínimo y una vida útil prolongada.

El diseño debe estar enmarcado en las especificaciones de obligatorio cumplimiento y recomendaciones que especifica en Código Eléctrico Nacional (CEN) ecuatoriano y la normativa vigente, así como las regulaciones de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL. Cada una de ellas se especifica en el desarrollo del diseño.

La elección de cada equipo se realiza con base en la disponibilidad comercial de proveedores locales, así como la capacidad de importación, recambio y garantía que pueden ofertar los mismos.

4.1.1. Generador Fotovoltaico

En el diseño se considera un módulo fotovoltaico de silicio policristalino de la firma SACLIMA, modelo SCL 320W-24V P2 de 72 celdas, sus principales características se señalan en la Tabla 4.1 y en el Anexo 2.

Potencia (W)	320 + 3%
Voltaje a circuito abierto V_{oc} (V)	45
Corriente de cortocircuito I_{sc} (A)	9,17
Voltaje máx. potencia V_{mp} (V)	36,2
Corriente máx. potencia I_{mp} (A)	8,84
Voltaje de operación (V) (72 cell)	24
Medidas L·W·H (mm)	1956 · 990 · 50
Rendimiento	15,6%
Peso (kg)	22,3
Tecnología	Silicio policristalino
Vida útil	25 años

Tabla 4.1 Características módulo SIMAX SM572-195W

Para determinar el número de paneles solares del generador fotovoltaico se considera las siguientes relaciones basadas en el método de hora sol pico o sol equivalente.^[6]

$$N_s = \frac{V_T}{V_{mp}} \quad (4.1)$$

$$N_p = \frac{L \cdot F_1}{V_T \cdot I_{mp} \cdot HSP} \quad (4.2)$$

Donde:

- N_s Número de paneles solares en serie
- N_p Número de paneles solares en paralelo
- L Demanda diaria estimada (Wh/día)

V_T	Voltaje de operación del sistema de almacenamiento (V)
V_{mp}	Voltaje en el punto de máxima potencia del panel
F_1	Factor de mayoración de la carga
I_{mp}	Corriente en el punto de máxima potencia del panel
HSP	Horas sol pico (h/día)

Para un voltaje de operación de 48V, un factor de mayoración de la carga para garantizar pérdidas de 1,25, horas sol pico de 4,22 h/día del mes de enero a una inclinación de 5°:

- Número de paneles en serie: 2
- Número de paneles en paralelo: 2

4.1.2. Inversor

La potencia mínima del inversor debe cubrir la demanda máxima instantánea de la vivienda, considerando lo analizado en el capítulo 2, se estima que la potencia instantánea máxima será de 545 W.

El inversor seleccionado para el sistema fotovoltaico es de 800 VA de Vitron Energy, las características técnicas del inversor se detallan en el Anexo 2 y Tabla 4.2.

Potencia continua de salida (W)	650
Voltaje de entrada DC (V)	24 - 48
Voltaje de salida AC (V)	110
Frecuencia (Hz)	60 ± 0,1%
Tipo de onda	Senoidal pura
Medidas L·W·H (mm)	194 · 104 · 315
Peso (kg)	8,5
Vida útil	25 años

Tabla 4.2 Características inversor TW-1500-24V

4.1.3. Regulador de carga

El regulador de carga permite controlar la tensión en la batería, regula el proceso de carga descarga, y desarrolla funciones complementarias como la ecualización para ciertos tipos de baterías.

En el mercado existen dos tipos de reguladores: con algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y con modulación por anchura de pulsos (PWM, siglas en inglés de pulse-width modulation), los primeros consiguen incrementar el rendimiento de las placas solares por el algoritmo MPPT que utiliza; mientras que el segundo solamente aprovecha la energía de las placas a voltaje de operación de la batería.

Para dimensionar el regulador se debe determinar la máxima corriente proveniente del generador fotovoltaico, así como la corriente hacia el inversor. Si se toma en cuenta la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico y el voltaje de operación de las baterías (48V) se puede estimar la corriente que debe operar el regulador acorde a la siguiente expresión:

$$I_{REG} = N_p \cdot I_{CC} \quad (4.3)$$

Donde

I_{REG} Corriente del regulador (A)

I_{CC} Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico (A)

N_s Número de paneles en paralelo

La corriente que se obtiene es 18,34A, la corriente del regulador a seleccionar debe ser superior a este valor multiplicado por un factor de seguridad (1,25), es decir, el regulador debe por lo menos soportar 22,92A. La tensión de operación del regulador debe ser 48V y que su operación sea acorde al tipo de batería AGM seleccionado.

El regulador seleccionado es del tipo PWM de 30A y 48V, el modelo VS2048BN de EP Solar, sus características se detallan en el Anexo 2.

4.1.4. Almacenamiento

En la mayoría de las instalaciones solares aisladas y especialmente de carácter rural, es necesaria la instalación de un sistema de almacenamiento basado en baterías para garantizar un correcto funcionamiento del sistema y hacer que sea confiable en los días nublados; para ello, se determina la capacidad y los días de autonomía que requerirá el sistema y evitar sobredimensionar las baterías y encarecer al proyecto.

Para efectos de este trabajo, y como en Ecuador no se cuenta con información estadística que indique los días de autonomía mínimos, se considera una radiación global inferior a 3 kWh por día como un día nublado para determinar este parámetro.

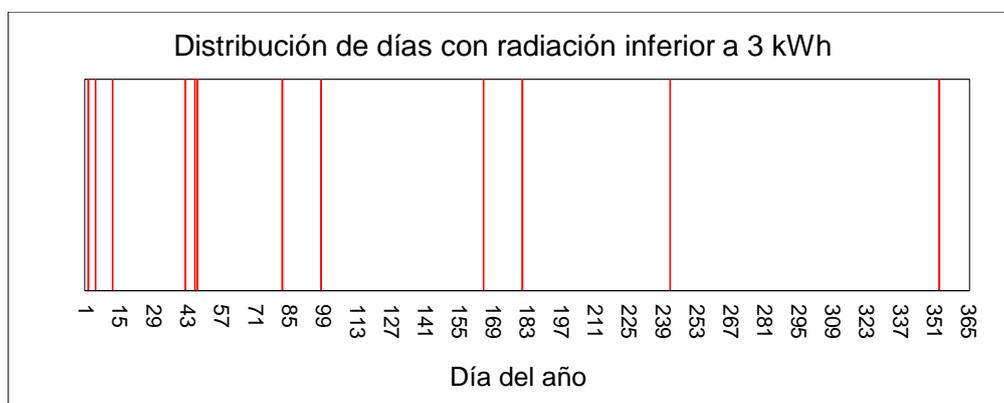


Figura 4.2 Días con radiación media diaria inferior a 3 kWh

En la Figura 4.2 se observa la distribución del número de días consecutivos que presenta una radiación inferior a 3 kWh por día a lo largo de un año y se puede determinar que en la mayor parte del año se tiene un día del mes con una radiación diaria inferior a la considerada como días con nubosidad, excepto en los meses de enero y febrero en los que se contabiliza hasta 2 días consecutivos de radiación inferior a 3 kWh (días 47 y 48). Con esta información, se puede definir que entre 1 o 2 son los días mínimos de autonomía.

La capacidad mínima y máxima del sistema de almacenamiento se determina acorde a las siguientes expresiones, El Pliego de Condiciones Técnicas del Instituto para la Diversificación de la Energía de España (IDEA) sugiere que la capacidad máxima de la batería sea 25 veces la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida (CEM), ecuación (4.5).

$$C_{Bmin} = \frac{L \cdot N_{CC}}{V_T \cdot P_D \cdot \eta_{INV} \cdot \eta_{RB}} \quad (4.4)$$

$$C_{Bmáx} = 25 \cdot I_{SC} \quad (4.5)$$

Donde:

- C_B Capacidad de la batería (Ah)
- L Carga media de la vivienda (Wh·día)
- N_{CC} Número de días de autonomía del sistema
- V_T Voltaje de operación del sistema de almacenamiento (V)
- P_D Profundidad de descarga.
- η_{INV} Rendimiento del inversor
- η_{RB} Rendimiento de conjunto regulador batería
- I_{SC} Corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM

Para el diseño del sistema de almacenamiento se define 2 días de autonomía, 48 V como voltaje de operación del sistema y una profundidad de descarga del 50%, la capacidad mínima de la batería requerida será de 252,6 Ah y un máximo de 917 Ah en régimen C20.

Se ha seleccionado la batería AGM 320Ah C100 del fabricante Saclima a 12V, sus características se describen en el Anexo 2. La relación empírica (C100/C20≈1,25) permite determinar la capacidad de la batería a C20 (256 Ah) con lo que se asegura la capacidad mínima requerida y los días de autonomía y para tener un voltaje de 48 V es necesario conectar 4 unidades en serie.

El CEN, en su capítulo 4, señala que los sistemas de acumulación basados en baterías deben estar ubicados sobre un bastidor sólido aislado con material no conductor y si es de tipo metálico, se lo debe conectar al sistema de puesta a tierra; así como, estar ubicado en sitios con ventilación, ya sea natural o forzada en caso de ser necesario. [7]

4.1.5. Cableado

El cableado en una instalación solar aislada es importante ya que al trabajar a bajos voltajes (12V, 24V, 48V) la corriente es elevada provocando pérdidas, calentamiento y caídas de voltaje en los cables, por lo que, el adecuado cálculo y elección de la sección de los conductores a emplear en la instalación reduce estos problemas.

Por normativa ecuatoriana a nivel de usuario final y para el sector rural se permite hasta un 10% de caída de voltaje según lo que señala la Regulación CONELEC 004/01^[8] de la Agencia de Regulación y control de Electricidad ARCONEL¹.

El cableado en una instalación fotovoltaica se puede dividir en cuatro zonas, generador fotovoltaico – regulador, regulador – baterías, baterías – Inversor, inversor – vivienda; el cálculo de la sección mínima del conductor se puede determinar a partir de la siguiente relación que considera la caída de voltaje, la longitud y corriente tanto en el lado DC como AC.

$$S = \frac{\rho_{Cu} \cdot 2L \cdot I}{\%v \cdot V} \quad (4.6)$$

$$I_{DC} = \frac{P}{V_{DC}} \quad (4.7)$$

$$I_{AC} = \frac{P}{V_{AC} \cdot \cos\varphi} \quad (4.8)$$

Donde:

S	Sección del conductor (mm ²)
ρ_{Cu}	Resistividad del cobre a 20°C (0,0172Ωmm ² /m)
L	Longitud (m)
I	Corriente (A), en el lado DC y AC
V	Voltaje (V), en el lado AC y DC
$\%v$	Caída de voltaje admisible (%)
P	Potencia (W)
$\cos\varphi$	Factor de potencia

La sección mínima y seleccionada en base a catalogo comercial de los conductores se detallan en la Tabla 4.3 para cada zona del sistema fotovoltaico y en el Anexo 2 se detallan las principales características del cable solar a utilizar.

¹ ARCONEL, Agencia de Regulación y Control de Electricidad, institución que nace en el año 2015 con la LOSPEE, anteriormente denominado Consejo Nacional de Electricidad CONELEC sus regulaciones y normativas, a pesar del cambio de nombre de la institución, se consideran vigentes y se encuentran disponibles en su web.

	G. fotovoltaico	Regulador	Baterías	Inversor
	Regulador	Baterías	Inversor	Vivienda
Longitud (m)	15,00	2,00	2,00	2,00
Voltaje (V)	48,00	48,00	48,00	110,00
Corriente (A)	11,35	11,35	11,35	6,19
Caída de voltaje (%)	3,00	1,00	1,00	2,00
Sección (mm ²)	25,43	10,17	10,17	1,21
Sección comercial (mm ²)	35	16	16	2,5

Tabla 4.3 Sección de conductor por zona

4.1.6. Estructura de soporte

La instalación del generador fotovoltaico se realiza sobre estructuras específicas que depende del sitio a ubicarlo, puede ser sobre tejado, suelo o elevado con mástil. En el caso de instalaciones rurales, agrícolas y de bombeo, se recomienda colocar los módulos fotovoltaicos en estructuras elevadas.

Figura 4.3 Estructura monoposte.^[9]

Para el caso en análisis, se considera la instalación de los módulos solares sobre estructuras monoposte galvanizadas como la que se detalla en el Anexo 2 y Figura 4.3, se trata de una estructura para dos módulos de 72 celdas de 2,5 metros de altura con inclinación ajustable hasta 10°.

Su implantación se debe realizar sobre zapata de hormigón para que soporte los esfuerzos mecánicos y peso de los módulos a una distancia mínima de 8 metros de cada vivienda para evitar sombreado y conectados al sistema de puesta a tierra.

4.1.7. Sistema de puesta a tierra

El CEN en sus capítulos 2 y 6 señalan que es de obligatorio cumplimiento que toda instalación eléctrica inferior a 500 V ya sea DC o AC, cuente con un sistema de puesta a tierra con el objetivo de salvaguardar a las personas, equipos y bienes contra los riesgos que pueden surgir por el uso de la electricidad, Se debe poner a

tierra todas las partes expuestas metálicas, bastidores, estructura de los módulos y equipos, independientemente de su voltaje.^{[10] y [11]}

El diseño del sistema de puesta a tierra debe garantizar las siguientes características:

- Debe mantener los potenciales producto de corrientes de falta dentro de límites seguros y que no sean peligrosos para personas y animales que puedan estar en contacto o en las cercanías de la instalación.
- Hacer que las protecciones del sistema sean más sensibles en la detección y operación ante faltas.
- Ofrecer un camino de baja resistencia para derivar a tierra corrientes de faltas transitorias, descargas atmosféricas, ruido electromagnético y de radiofrecuencia.

El terreno de la zona es del tipo cultivable, fértil y húmedo, presenta una resistividad cercana a $50 \Omega \cdot m$ y el sistema de puesta a tierra se compondrá de dos electrodos de cobre 2 m de longitud enterrados verticalmente en el terreno con los respectivos cables de protección de 16 mm^2 que unirán todas las partes metálicas de los equipos de la instalación al sistema de puesta a tierra, la resistencia esperada del sistema está en torno a los 13Ω .

4.1.8. Equipos complementarios

Elementos de protección, se deben considerar tanto en el lado DC como AC la instalación de fusibles e interruptores automáticos que desconectaran el sistema ante eventos como sobre corrientes, sobre voltajes y cortocircuitos según lo señala el CEN capítulo 2; en la Tabla 4.4 se describe los elementos de protección a considerar en el sistema fotovoltaico.

G. Fotovoltaico - Regulador	2 fusibles DC 20A
Regulador - Baterías	2 fusibles DC 20A
Baterías - Inversor	2 fusibles DC 20A
Inversor - Vivienda	Interruptor diferencial 2P 10A 30mA + Magnetotérmico 10A

Tabla 4.4 Protecciones Sistema fotovoltaico

Accesorios complementarios a la instalación que son necesarios durante la obra que se deben considerar como:

- Caja de conexión de módulos fotovoltaicos
- Caja porta fusibles
- Caja de interruptor diferencial y magnetotérmico
- Conectores MC para módulos fotovoltaicos
- Conectores para puesta a tierra

- Bastidor para colocación de baterías, regulador, inversor y caja de conexiones
- Misceláneos como grapas, tornillos, regletas, y demás accesorios menores que se necesitan durante la instalación de los equipos

4.2. Optimización del diseño

Para optimizar el diseño y garantizar el sistema más técnico y económico, se ha realizado un cálculo horario de la energía producida por el sistema fotovoltaico, el cual considera lo siguiente:

- Modelo de Perez para obtener la irradiancia horaria sobre plano inclinado siguiendo el procedimiento descrito en el capítulo 3.
- Norma UNE-EN 60891-2010² para estimar la energía producida por el sistema fotovoltaico bajo las condiciones de irradiancia y temperatura de la localidad.

Según la norma UNE-EN 60891-2010, las ecuaciones para la corrección de la curva característica I-V de dispositivos fotovoltaicos, desde unas condiciones definidas por una temperatura T_1 y de irradiancia G_1 (CEM 1000W/m² y 25°C), a otras definidas por T_2 y G_2 , son:

$$I_2 = I_1 + I_{sc} \cdot \frac{G_2 - G_1}{G_1} + \alpha \cdot (T_2 - T_1) \quad (4.9)$$

$$V_2 = V_1 + R_s \cdot (I_2 - I_1) - K \cdot I_2 \cdot (T_2 - T_1) + \beta \cdot (T_2 - T_1) \quad (4.10)$$

$$T_2 = \frac{T_1 - T_{1a}}{G_1} \cdot G_2 + T_{2a} \quad (4.11)$$

Donde:

- I_{sc} Corriente de cortocircuito de panel fotovoltaico.
- α Coeficiente de variación de la I_{sc} con la temperatura.
- β Coeficiente de variación de la tensión con la temperatura.
- R_s Resistencia serie.
- K Factor de ajuste de la curva, Norma UNE-EN 60 891 indica que este parámetro está en torno a 1,25 mΩ/°C.
- T_{2a} Subíndice a hace referencia a la temperatura ambiente.

Realizar un análisis horario permite afinar la configuración a utilizar en el sistema diseñado y la evolución del almacenamiento comparando la producción de energía horaria del sistema fotovoltaico a ciertas condiciones de irradiancia, temperatura, orientación e inclinación de paneles, con la demanda de energía. Además, permite

² UNE-EN 60891-2010: Dispositivos fotovoltaicos. Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos. Normas internacionales equivalentes: EN 60891:2010 - IEC 60891:2009

determinar el déficit o exceso de energía que se espera en la batería; el objetivo es garantizar que el déficit sea nulo para cada mes del año y en especial para el mes de diseño.

A continuación, para tres configuraciones de paneles fotovoltaicos, se detallan los resultados de la evolución de la energía media diaria por mes del sistema, así como, la energía almacenada en las baterías y de ser el caso el déficit o exceso de energía en las mismas.

- **Configuración 2 en serie y 1 paralelos (2S1P)**

Mes	Producción kWh día	Demanda kWh día	Batería kWh	Déficit, Bat kWh día	Exceso, Bat kWh día
Ene	1,99	2,41	-0,41	-0,30	0,00
Feb	2,18	2,41	-0,23	-0,34	0,00
Mar	2,39	2,41	-0,02	-0,03	0,00
Abr	2,22	2,41	-0,19	-0,18	0,00
May	2,20	2,41	-0,21	-0,22	0,00
Jun	2,02	2,41	-0,38	-0,37	0,00
Jul	2,26	2,41	-0,15	-0,25	0,00
Ago	2,39	2,41	-0,02	-0,06	0,00
Sep	3,06	2,41	0,65	0,00	0,57
Oct	2,89	2,41	0,48	0,00	0,49
Nov	2,95	2,41	0,54	0,00	0,53
Dic	2,72	2,41	0,31	0,00	0,31

Tabla 4.5 Resultados para una configuración 2S1P

- **Configuración 3 en serie y 1 paralelo (3S1P)**

Mes	Producción kWh día	Demanda kWh día	Batería kWh	Déficit, Bat kWh día	Exceso, Bat kWh día
Ene	2,99	2,41	0,58	0,00	0,59
Feb	3,27	2,41	0,86	0,00	0,85
Mar	3,58	2,41	1,17	0,00	1,17
Abr	3,33	2,41	0,92	0,00	0,93
May	3,29	2,41	0,89	0,00	0,88
Jun	3,03	2,41	0,63	0,00	0,65
Jul	3,39	2,41	0,98	0,00	0,96
Ago	3,58	2,41	1,18	0,00	1,18
Sep	4,58	2,41	2,18	0,00	2,18
Oct	4,33	2,41	1,92	0,00	1,93
Nov	4,42	2,41	2,02	0,00	2,01
Dic	4,08	2,41	1,68	0,00	1,67

Tabla 4.6 Resultados para una configuración 3S1P

- **Configuración 2 en serie y 2 paralelos (2S2P)**

Mes	Producción kWh día	Demanda kWh día	Batería kWh	Déficit, Bat kWh día	Exceso, Bat kWh día
Ene	3,98	2,41	1,58	0,00	1,58
Feb	4,35	2,41	1,95	0,00	1,95
Mar	4,77	2,41	2,37	0,00	2,37
Abr	4,44	2,41	2,03	0,00	2,04
May	4,39	2,41	1,99	0,00	1,99
Jun	4,05	2,41	1,64	0,00	1,64
Jul	4,52	2,41	2,11	0,00	2,11
Ago	4,78	2,41	2,37	0,00	2,37
Sep	6,11	2,41	3,70	0,00	3,70
Oct	5,77	2,41	3,37	0,00	3,37
Nov	5,89	2,41	3,49	0,00	3,49
Dic	5,44	2,41	3,04	0,00	3,03

Tabla 4.7 Resultados para una configuración 2S2P

Al observar los resultados y la Figura 4.4, se puede determinar que para una configuración 2S1P, el sistema presenta déficit para cubrir la demanda en los 8 primeros meses del año y se soluciona, utilizando las configuraciones 3S1P ó 2S2P; sin embargo; éstas configuraciones generan un excedente de energía especialmente en los meses de mayor irradiancia como se muestra en la Figura 4.5.

La configuración más adecuada para los sistemas de la comunidad es 3S1P que permite reducir un panel solar con respecto al pre diseño realizado en la sección 4.1.1., garantizando así la provisión de energía y reduciendo el coste de la instalación.

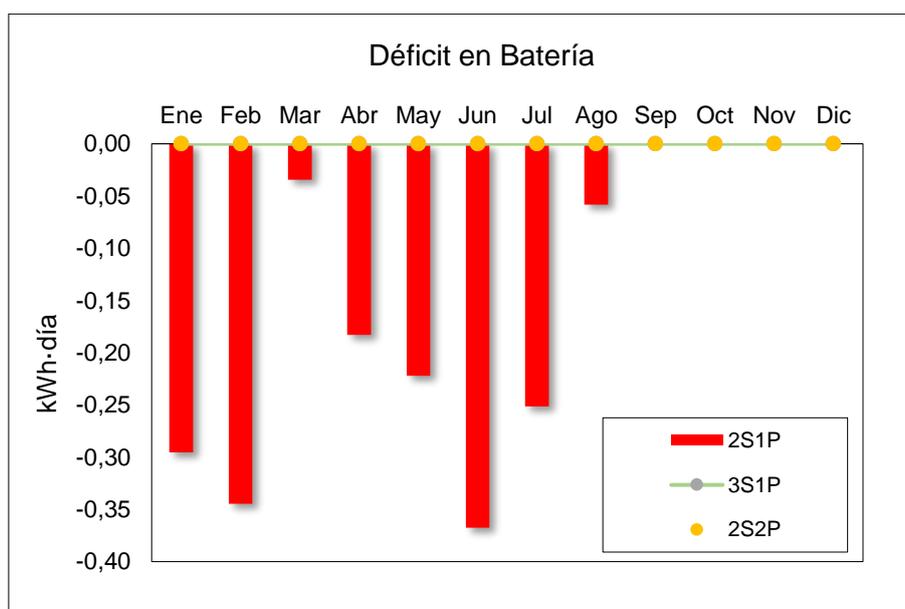


Figura 4.4 Déficit en batería y exceso de energía por configuración.

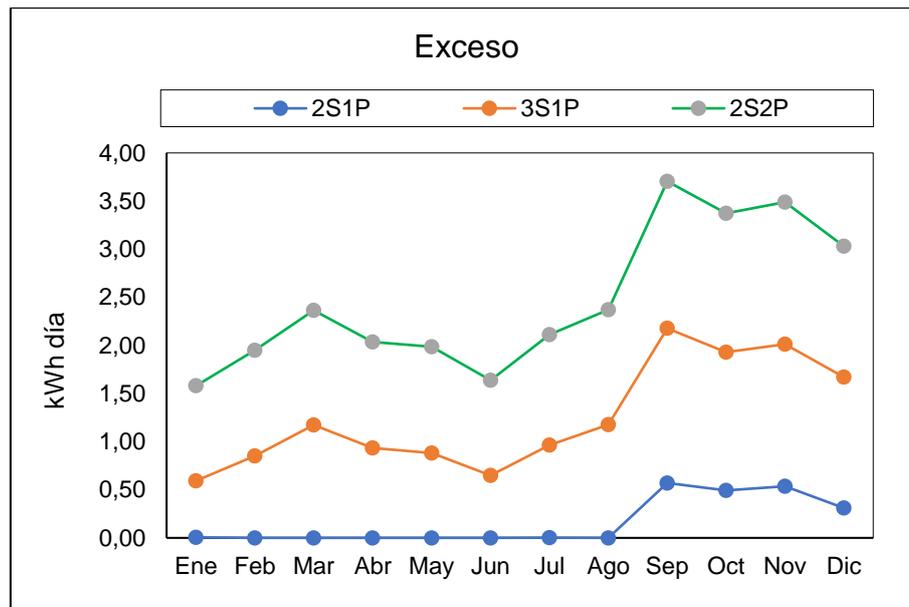


Figura 4.5 Exceso de energía por configuración

Para contrastar el resultado obtenido, se utiliza la herramienta computacional HOMER que permite simular sistemas de energía renovable y sistemas híbridos considerando las características de los equipos seleccionados en la sección 4.1., y, adicionalmente, permite incluir los costes de inversión, reposición y operativos del sistema. El sistema simulado en HOMER se muestra en la Figura 4.6, el mismo, considera un sistema híbrido formado por un generador diésel (GD) y generación fotovoltaica con baterías como almacenamiento (SCL_320), se ha contemplado este sistema ya que refleja la situación actual y el esquema futuro que se pretende implementar en la comunidad.

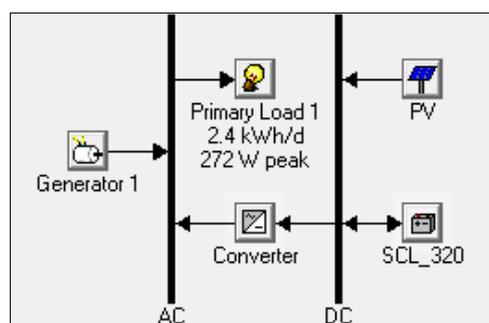


Figura 4.6 Sistema energético de Saloya en HOMER

Como resultado, HOMER recomienda cinco alternativas óptimas de implantar, detallados en la Figura 4.7, entre éstas, destaca la segunda combinación, que hace referencia a un sistema formado por un generador fotovoltaico (PV) de 0,96 kW, es decir, tres módulos de 320 Wp, validando los resultados previos y que la configuración apropiada es 3S1P.

			PV (kW)	GD (kW)	SCL_320	Conv. (kW)	Disp. Strgy	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	GD (hrs)	Batt. Lf. (yr)
			0.96	1	4	0.8	CC	\$ 3,120	220	\$ 4,849	0.703	1.00		0	10.0
			0.96		4	0.8	CC	\$ 3,120	222	\$ 4,864	0.705	1.00			10.0
			0.64	1		0.8	CC	\$ 980	1,432	\$ 12,214	1.770	0.35	905	5,836	
				1			CC	\$ 0	2,008	\$ 15,752	2.283	0.00	1,358	8,760	
				1	4	0.8	CC	\$ 2,340	2,062	\$ 18,510	2.683	0.00	1,345	8,678	10.0

Figura 4.7 Resultados HOMER

Adicionalmente, HOMER brinda otra información de interés como el capital inicial que requiere cada combinación, los costes operativos por año y el Coste Nivelado de Energía (COE), valores que serán utilizados posteriormente en el análisis económico del proyecto, sección 5.2.1.

CAPÍTULO 5: Análisis técnico - económico de la instalación

5.1. Costes del sistema: Inversión

El coste inicial del proyecto involucra tres aspectos, el primero de ellos, es el coste de adquisición del equipo que se detalla en la Tabla 5.1 y su precio estimado, considera los del mercado local, el segundo, hace referencia al coste de instalación y mano de obra, y finalmente el coste debido al transporte del equipo al sitio de instalación.

<i>Equipo</i>	Cantidad	Unidad Medida	PU * (USD)	PT ** (USD)	PT ** (€)
Módulo Fotovoltaico	3	u	192,00	576,00	652,80
Regulador	1	u	150,00	150,00	127,50
Batería	4	u	360,00	1440,00	1224,00
Inversor	1	u	342,00	342,00	290,70
Estructura monoposte	2	u	200,00	400,00	340,00
Bastidor batería	1	u	50,00	50,00	42,50
<i>Cable Solar</i>					
Sección 35 mm ²	24	m	5,00	120,00	102,00
Sección 16 mm ²	8	m	3,75	30,00	25,50
Sección 4 mm ²	4	m	2,11	8,44	7,17
<i>Protecciones</i>					
Fusible DC 20A	2	u	6,00	12,00	10,20
Fusible DC 20A	2	u	6,50	13,00	11,05
Fusible DC 20A	2	u	30,00	60,00	51,00
DDR 10A/30mA	1	u	15	15	12,75
Magnetotérmico 10A	1	u	10	10	8,50
<i>Puesta a tierra</i>					
Varilla de cobre	2	u	6,00	12,00	10,20
Conectores	2	u	3,00	6,00	5,10
Cable 16mm ²	15	u	2,81	42,15	35,83
<i>Misceláneos</i>	-	-	30,00	30,00	25,50
Total	-	-	-	3.313,59	2.819,10

* PU: Precio Unitario, ** PT: Precio Total. Valores en Dólares y Euros, tipo de cambio 1€ = 1,17 USD

Tabla 5.1 Coste de adquisición de equipamiento

Como se ha comentado en el capítulo 1, la construcción de este tipo de proyectos es competencia del estado ecuatoriano a través de sus empresas públicas, la instalación del equipo en este caso, correrá a cargo del personal calificado de la empresa distribuidora de la zona y se puede considerar que el coste de instalación es cero para la comunidad.

Debido a las dificultades de acceso con vehículo a la zona, se plantea que, el coste del transporte sea asumido totalmente por la comunidad, es decir, se planea utilizar sus

caballos y mulas para trasladar todos los equipos, de esta forma se prevé no encarecer el proyecto.

5.2. Análisis técnico – económico

En los capítulos 3 y 4 se demuestra que el recurso solar tiene valores aceptables (medias en torno a 4 kWh-día la mayor parte del año) para que un proyecto de generación fotovoltaica en la comunidad de Saloya y con el diseño más apropiado, sea técnicamente viable, y, su realización queda ligada al aspecto económico.

La construcción de una red convencional para dotar del servicio eléctrico a la comunidad, por la distancia, la dificultad en el acceso, y el número pequeño de usuarios, es inviable ya que, proyectos de ese tipo conlleva la implantación de postes, tendido de cable a 13 o 23 kV e instalación de transformadores (13-23 kV/110 V) para garantizar la calidad del servicio a niveles de voltaje utilizable por usuario final; instalaciones como las descritas, en el país, requieren inversiones superiores a los 50.000 USD (42.500 €).

El presente proyecto plantea servir de energía eléctrica a la comunidad de Saloya con sistemas fotovoltaicos individualizados, cuya inversión inicial por vivienda es de 3.316,59 USD (2.819,10 €) y el coste total del proyecto asciende a 19.899,54 USD (16.914,61 €); si se comparan entre los costes de las dos alternativas, los sistemas fotovoltaicos resultan ser económicamente menos costosos frente a una red convencional.

Adicionalmente, a continuación, se desarrolla un análisis comparativo entre el coste de la energía con el sistema de generación actual y el sistema fotovoltaico, el mismo, permitirá definir cuan beneficioso resulta la solución que se plantea para la comunidad.

5.2.1. Coste de la energía

Cada vivienda utiliza un generador portátil de 1.000 W a diésel con una capacidad de 1,2 galones (4,55 litros), y brinda una autonomía diaria de 8 horas aproximadamente.

El precio de venta del diésel en Ecuador es de 1,02 USD por galón (0,20 €/litro), mensualmente requieren de 30,5 galones, es decir, cada familia debe destinar alrededor de 31,06 USD (26,4 €) al mes para la compra de combustible. Cabe mencionar que el coste del transporte no se ha valorado resultando el coste de la energía muy económico e irreal, alrededor de 0,15 USD/kWh.

En la Tabla 5.2 se muestra el coste de la energía que tiene actualmente la comunidad, valor que considera los siguientes aspectos:

- Como se describe en el capítulo 1, las condiciones del terreno impiden el acceso de automóviles, por lo que, para abastecerse de diésel, las personas realizan un trayecto de cuatro horas caminando para ir y regresar a la comunidad con el combustible.
- Su medio de transporte son mulas y caballos, esta condición involucra esfuerzo físico de las personas quienes en su mayoría superan los 50 años de edad.
- Para evaluar el coste del transporte se toma como referencia el coste de alquiler de un ejemplar (mula o caballo) para trabajo en el campo, el cual es 25 USD por hora.
- Los habitantes señalan que se abastecen de combustible por lo menos dos veces al mes, dependiendo si disponen o no del dinero para adquirirlo.

Coste comercialización diésel (USD/gal)	1,02
Coste del Transporte (USD/h)	25
Horas de transporte	4
Trayectos al mes	2
Coste real diésel (USD/gal)*	7,6
Capacidad Generador (gal)	1,2
Energía producida (kWh)	8,00
Coste Energía (USD/kWh)	1,15

* Coste real diésel: precio de comercialización y transporte.

Tabla 5.2 Coste de energía de la comunidad con generación diésel

Como se observa, el coste real de la energía es muy alto debido al transporte que los habitantes no contabilizan, y si se compara con el coste de energía establecido por el MEER y ARCONEL, que para el sector rural con red convencional es de 0,07 USD/kWh, resulta económicamente inadecuado que los habitantes continúen con un sistema tan costoso.

En la sección 4.2., con HOMER, se obtiene el COE para cada combinación, se observa que el coste de la energía para el sistema fotovoltaico con almacenamiento y sin generador diésel es de 0,71 USD/kWh, resultando un 32% inferior al coste de seguir utilizando el generador diésel, por lo que se justifica un proyecto de este tipo en la comunidad.

5.2.2. Coste de Operación, Mantenimiento y Reposición

Un aspecto importante es la previsión de un valor para la operación y mantenimiento (O&M), y, sobre todo, la reposición de los equipos ya sea porque han finalizado su vida útil o se hayan presentado daños permanentes; garantizando así la confiabilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica a las familias de la comunidad.

ARCONEL en su Regulación 007/00 para proyectos del sector eléctrico ecuatoriano, fija que se debe considerar un 2,5% de la inversión para O&M, en este caso, la comunidad debe garantizar un valor para O&M de 497,49 USD al año. Cabe mencionar que esta regulación no contempla costes de reposición de equipos, por lo que servirá solamente como una referencia para establecer el coste de O&M y reposición del sistema en análisis.

Si se plantea que cada familia pague una mensualidad acorde al consumo medio mensual (72,8 kWh/mes) y al coste de la energía obtenido con el nuevo sistema (0,71 USD/kWh), al mes cada familia deberá destinar 51,6 USD y la comunidad al año recolectará 3.715 USD.

La reposición del almacenamiento es la más crítica y costosa del sistema, para su reemplazo se necesita un coste aproximado de 360 USD por batería y a la comunidad le representa un egreso de 8.640 USD al menos cada 10 años por el tipo y tecnología de batería seleccionada.

Es necesario comentar que la situación socioeconómica de la comunidad impide un pago mensual de 51,6 USD para el autofinanciamiento de O&M y reposición de equipos, razón por la cual, se plantea que el pago mensual sea igual al valor que cada familia destina para la compra de diésel, es decir, 31,06 USD; con ello, la comunidad garantiza un ingreso de 2.236,32 USD al año para cubrir este rubro.

5.2.3. Indicadores del proyecto

En este tipo de proyectos, al tener un enfoque social y no empresarial, es necesario establecer los aspectos para decidir si es o no viable; dos indicadores financieros que permiten definir la rentabilidad de un proyecto, desde el punto de vista empresarial son: el Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), que para este proyecto se detallan en el Anexo 3; e Indicadores de tipo social que reflejan los beneficios que obtendrá la comunidad con la implementación del proyecto.

5.2.3.1. VAN y TIR

Al establecer los rubros de inversión inicial, O&M y reposición, así como, los ingresos que obtendrá el sistema, se calculan el VAN con una tasa de actualización anual del 12% y el TIR, ambos a 25 años³, como resultado se espera una TIR de 32% y un VAN positivo, valores que permiten concluir que el proyecto es viable, y, sobre todo, que se garantiza cubrir los costes de O&M y reposición.

Cabe mencionar que los valores obtenidos son altos ya que no se contemplan egresos para el pago del financiamiento del proyecto porque se realizará con fondos

³ La Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo SENPLADES establece que, para proyectos del estado, se evalúe proyectos a 25 años y una tasa de actualización del 12% anual.

de carácter no reembolsables como se detalla en la sección 5.3 del presente capítulo.

Adicionalmente, y al observar el flujo de caja de la Figura 5.1 y Anexo 3, se puede determinar que al finalizar el año 25, la comunidad puede autofinanciar un nuevo sistema si lo consideran necesario o se puede replantear la cuota mensual que se propone en el presente trabajo.

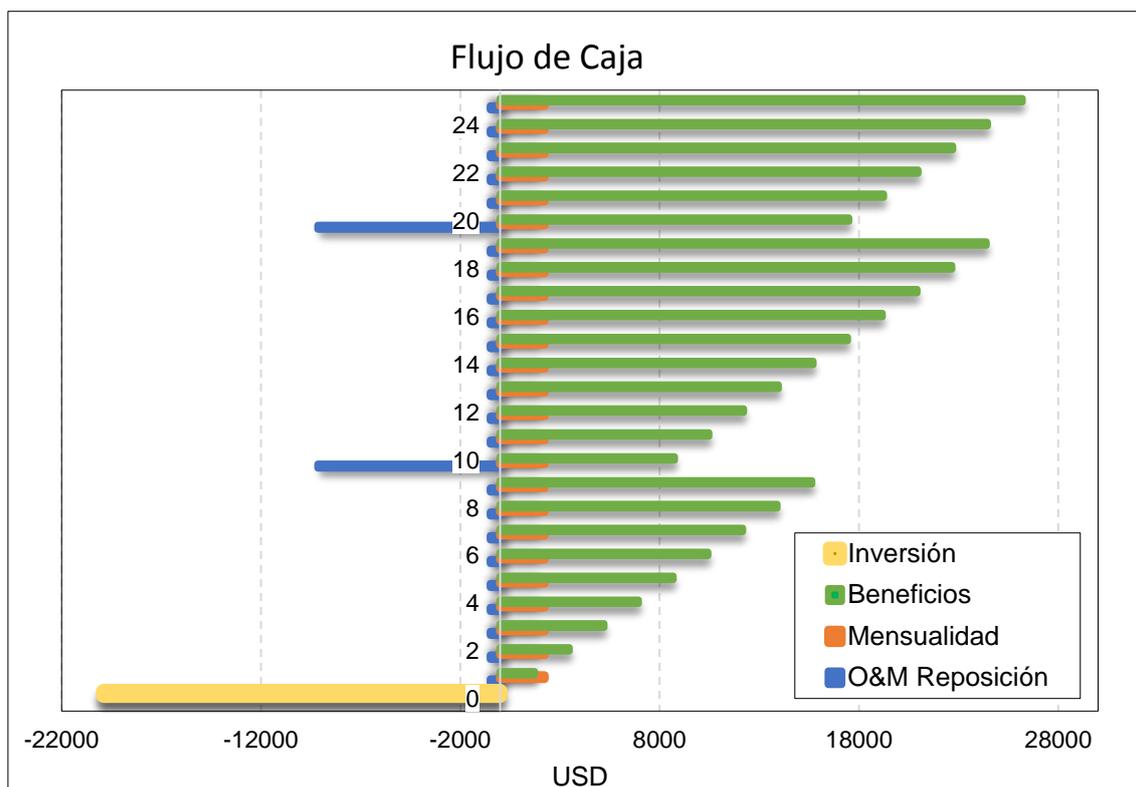


Figura 5.1 Flujo de Caja

5.2.3.2. Indicadores sociales

Un indicador social valora el beneficio que una persona percibe en su vida cotidiana con la implementación de un proyecto, el presente trabajo, persigue beneficiar en los siguientes aspectos:

- *Incremento de la cobertura de servicio*, a nivel país, proyectos de este tipo, ayudan a llegar a más personas con energía eléctrica.
- *Satisfacción con el servicio*: al utilizar un recurso renovable y que no contamina, y acorde al sistema diseñado, se garantiza que el servicio será continuo y dentro de los parámetros técnicos para el uso de sus electrodomésticos.
- *Calidad de vida*; el proyecto mejorará el nivel de confort actual de las personas, un cambio primordial, se verá en el hecho de no tener que trasladar el combustible.

Es difícil cuantificar este tipo de indicadores ya que se debe a la percepción que tiene una persona sobre una situación o cambio en su entorno y se lo mide a través de encuestas. Es recomendable que se plantee un sistema de seguimiento una vez que el proyecto se encuentre operativo.

5.3. Estrategias de financiamiento para el proyecto

El coste inicial del proyecto requiere de una inversión muy elevada para el nivel socioeconómico de los habitantes de la comunidad, por lo que, es necesario encontrar una vía de financiamiento, el mismo, puede ser a través de programas de instituciones públicas a nivel local y organizaciones a nivel internacional; a continuación, se detallan tres estrategias viables que pueden ser consideradas al momento de obtener recurso para éste y futuros proyectos.

5.3.1. Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal FERUM - Ecuador

El FERUM ejecuta proyectos eléctricos enfocados a mejorar las condiciones de vida de la población rural y urbano-marginal, sectores históricamente excluidos en lo social y económico, busca la equidad y procura crear condiciones propicias que incentiven el desarrollo de los mismos, en aspectos como educación, salud, comunicación, turismo, agroindustria, entre otros, utilizando la energía eléctrica.^[12]

Históricamente, el FERUM ha servido fundamentalmente para financiar proyectos con miras de incrementar la cobertura y mejorar la calidad del servicio con la construcción de infraestructura y fortalecimiento de redes existentes, mas no con la instalación de sistemas basados en energías renovables; el reto actual es impulsar el uso de tecnologías de este tipo a través del FERUM ya que en el contenido de su reglamento si las considera.

El FERUM es de carácter anual, aprobado por ARCONEL y ejecutado a través de la empresa eléctrica que presta el servicio de distribución y comercialización de energía en la zona donde se ubicará el proyecto; es decir, para que un proyecto sea evaluado y considerado, debe ingresar a través de la empresa distribuidora y, ésta a su vez, debe presentarlo dentro de su programación anual a ARCONEL siguiendo lo que especifica la Regulación CONELEC 008/08.^[13]

Tipo de usuario	Valor (USD/vivienda)
Generación eólica	1.300
Fotovoltaica Tipo I (Hasta 200 Wp)	3.200
Fotovoltaica Tipo II (Más de 200 Wp)	3.500
Fotovoltaica Tipo III (Centros comunitarios de salud y educación)	3.800
Bombeo de agua fotovoltaico	4.000
Servicios energéticos con Biomasa:	600
Generación con minicentrales hidroeléctricas	2.400

Tabla 5.3 Valores establecidos para proyectos con energía renovable en FERUM.^[13]

La Regulación CONELEC 008/08 indica el financiamiento máximo por vivienda considerando el tipo de tecnología a utilizar, y en el caso de proyectos fotovoltaicos, la potencia pico a instalar; en la Tabla 5.3 se indican los valores máximos y la clasificación que se considera para calificar un proyecto. El presente proyecto es de Tipo II y es viable financiarlo hasta 3.500 USD por vivienda.

5.3.2. Banco Interamericano de Desarrollo BID.^[14]

El BID promueve programas de cooperación técnica y financiamiento no reembolsable a países de América Latina y el Caribe, para acceder a estos, el proyecto debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Originarse en el sector privado, incluyendo empresas estatales
- Llevarse a cabo en un país miembro de la CII⁴ y contribuir a su desarrollo
- Demostrar viabilidad financiera y rentabilidad
- Proporcionar estados financieros auditados
- Cumplir con los estándares de la CII en el ámbito ambiental, social y corporativo

Como se especifica en los lineamientos de acceso al financiamiento, el proyecto debe ser gestado necesariamente a través de una institución estatal o una empresa pública y ésta ser la ejecutora de los fondos. El tiempo que transcurre entre la presentación, revisión, aprobación, adjudicación y liberación de los fondos por parte del BID para un proyecto puede ser meses e incluso un año, por lo que, es recomendable que se forme un conjunto de proyectos de este tipo.

5.3.3. Cooperación Internacional

En pequeños proyectos, existe la posibilidad de financiarlos con fondos de carácter no reembolsable brindados por agencias de cooperación internacional y organismos gubernamentales de países amigos como Japón, Canadá, España, Alemania, Corea del Sur, entre otros. A continuación, se detallan algunas organizaciones que brindan financiamiento para este tipo de proyectos.

- Sistema Japonés de Cooperación Internacional - JICS
- Agencia de Cooperación Internacional de Corea - KOICA
- Agencia Canadiense de Desarrollo Internacional - ACDI
- Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo - AECID
- Agencia de Cooperación Internacional Alemana – GIZ
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo – PNUD

⁴ CII, Corporación Interamericana de Inversiones, apoya al sector privado y a empresas de propiedad estatal a través de la financiación en forma de préstamos, inversiones de capital y garantías.

5.4. Modelo de sostenibilidad y gestión del sistema

Un modelo que permita a un sistema energético en el sector rural ser viable y, sobre todo, sostenerse en el tiempo, debe contemplar todos los aspectos sociales, económicos, técnicos y organizativos de una comunidad; involucrando a los usuarios durante todo el proceso del proyecto. A continuación, se plantea un modelo, que puede ser mejorado, pero que permitirá a los proyectos de energía rural de este tipo, sostenerse en el tiempo y garantizar de forma segura el abastecimiento de energía eléctrica a sus habitantes:

1. La organización de los habitantes es primordial, la comunidad debe formar una junta, comité o cualquier otro tipo de organismo, con competencias enfocadas a la gestión del sistema. Para efectos del presente trabajo, se define un *Comité de Energía de Saloya CES*, y se definen las siguientes competencias:
 - Ser el medio de comunicación entre la comunidad y los entes estatales correspondientes (empresa distribuidora).
 - Conjuntamente con la empresa distribuidora, identificar las necesidades energéticas y definir el sistema que más se adapta a la comunidad.
 - Gestionar la operación y mantenimiento del sistema una vez que haya sido instalado, probado y entregado a la comunidad.
 - Para la gestión del sistema, el organismo (CES) debe definir cuatro aspectos importantes:
 - Definir, con ayuda de la empresa distribuidora, una mensualidad que permita cubrir los costes de operación, mantenimiento y reposición del sistema.
 - Una comisión, encargada del cobro a cada usuario de la mensualidad definida en el punto anterior.
 - Una persona o un grupo conformado por personas que habiten en la comunidad y que serán los encargados de dar mantenimiento y garantizar la operación del sistema en medida de sus capacidades; su actividad se financiará con los cobros realizados por la comisión de cobros.
 - Definir el mecanismo de control y auditoría de los fondos generados por los cobros mensuales y presentación de un informe público de gestión anual.
2. El estado ecuatoriano dentro de sus competencias y por medio de sus instituciones (MEER, ARCONEL, empresa distribuidora), con la finalidad de garantizar el servicio de energía eléctrica conforme lo señala la Constitución de la República, y, el éxito del modelo de sostenibilidad, debe garantizar los siguientes puntos:
 - Promover proyectos de electrificación rural e identificar las zonas que requieran el servicio.

- Establecer proyectos acordes a las necesidades energéticas de las comunidades y buscar los mecanismos de financiamiento a través de las instituciones competentes (ARCONEL, BID, Cooperación Internacional), así como, la ejecución, construcción y entrega de los proyectos en el área rural.
- La empresa distribuidora con la empresa proveedora de equipos, en su contrato, adicional al equipo principal, debe considerar un stock de repuestos de los diferentes elementos del sistema, así como en un futuro, la adquisición de los equipos principales para su reposición.
- La empresa distribuidora con su personal y a través de capacitación, instruirá a los miembros de la comunidad en aspectos básicos de funcionamiento, seguridad y mantenimiento del sistema instalado, y en especial, con capacitación específica a la persona o grupo de la comunidad, que se encargará del mantenimiento preventivo.
- La empresa distribuidora con su personal calificado, se encargará del mantenimiento correctivo y reposición de los equipos principales de los sistemas instalados.

Con la finalidad de garantizar que el sistema sea sostenible, adicional a lo señalado, cada usuario debe firmar un contrato de compromiso de cumplimiento de sus obligaciones con el comité (CES) y la empresa distribuidora. En la Figura 5.2 se muestra un organigrama del modelo de sostenibilidad planteado.

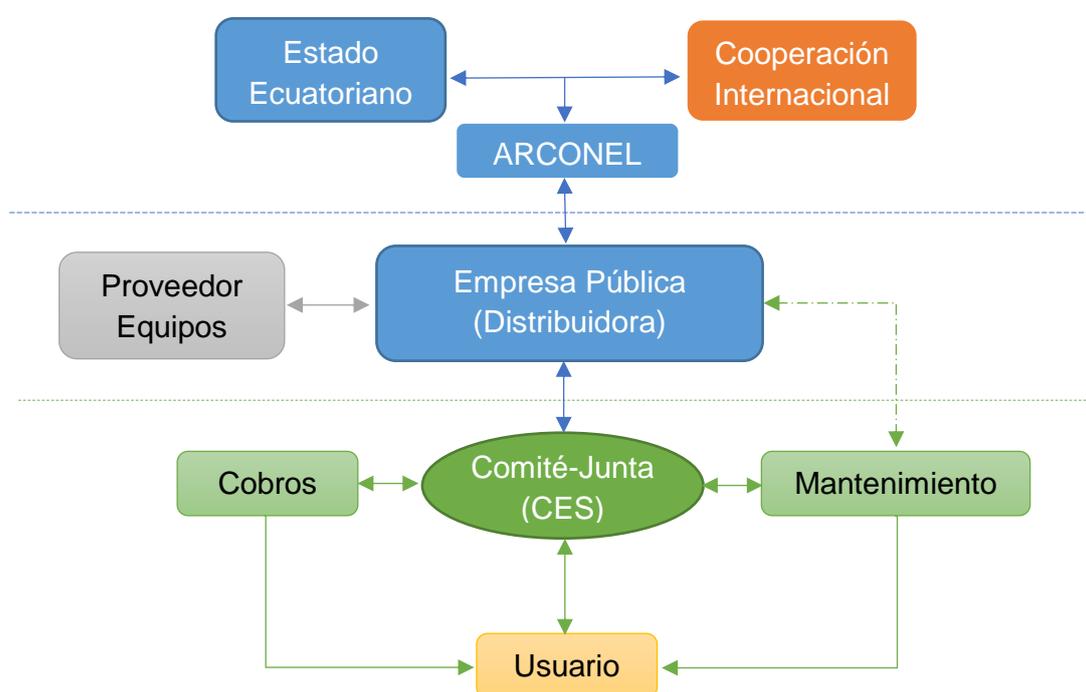


Figura 5.2 Modelo de sostenibilidad

Con la metodología seguida en este trabajo, las diferentes estrategias de financiamiento planteadas, el modelo de sostenibilidad desarrollado, un proyecto de este tipo en el país es económica y técnicamente viable.

CAPÍTULO 6: Conclusiones y Recomendaciones

6.1. Conclusiones

La actual política energética que lleva el país y los objetivos a alcanzar en cuanto a cobertura eléctrica y calidad de servicio para sus ciudadanos, ha permitido que las estadísticas lo ubiquen entre los países con mayor nivel de cobertura de servicio eléctrico en de la región. Aunque falta mucho por hacer, las energías renovables son el medio adecuado para llegar a las zonas que aún no cuentan con el servicio.

Ecuador, presenta niveles de radiación importantes a lo largo del año, según los datos de la estación meteorológica analizada, en la zona del proyecto se tiene alrededor de 4 HSP durante todo el año. Siendo esta característica importante por la ubicación geográfica del país y se puede afirmar que el sector de las energías renovables tiene un gran potencial y debe ser aprovechado.

Las necesidades energéticas de la comunidad han sido identificadas y con el diseño planteado serán cubiertas, reemplazando el sistema con el que cuentan actualmente, ayudando de esta forma a su economía y mejorando su calidad de vida.

El sistema individualizado que se plantea como solución energética para la comunidad, es viable a nivel técnico por el recurso con el que se cuenta en la zona y el equipamiento que existe en el mercado, así como, viable económicamente de acuerdo a los indicadores financieros que presenta, por las diferentes estrategias de financiamiento a las que se puede acudir, el modelo de sostenibilidad.

A nivel país, es necesaria la elaboración de la normativa correspondiente que permita la evaluación, diseño, construcción y fiscalización de proyectos basados en energía renovable en los sectores urbano y rural del país; así como, la homologación de equipos que ingresan al país. Todo esto permitirá que empresas públicas y privadas, nacionales y extranjeras vean oportunidades de negocio en el país, trayendo inversión y desarrollo al sector.

6.2. Recomendaciones

A continuación, es necesario establecer algunas recomendaciones que a futuro facilitarán la concreción de proyectos de energía renovable en el país.

Promover a nivel nacional campañas de medición del recurso, tanto solar como eólico, con la instalación de nuevas estaciones meteorológicas y actualización de equipos de las actuales estaciones.

Dentro del programa FERUM, es recomendable su revisión y actualización en lo referente a valores máximos previsible de financiamiento para instalaciones en sector rural con energía renovable, ya que puede llegar el momento en el cual los valores reseñados pueden resultar insuficientes para promover proyectos futuros.

Actualización y cambio de algunos artículos del Código Eléctrico Nacional, que vayan acorde a las nuevas tecnologías y que faciliten el diseño de sistemas autónomos de energía.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Asamblea Nacional del Ecuador, “Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica,” *Regist. Of. Gob. del Ecuador*, pp. 1–28, 2015.
- [2] Operador Nacional de Electricidad Ecuador CENACE, “Informe de Rendición de Cuentas 2016 CENACE,” pp. 1–25, 2016.
- [3] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER Ecuador, “Plan Maestro de Electricidad 2016 - 2025,” pp. 1–421, 2016.
- [4] “Secretaría de Ambiente del Municipio del Distrito Metropolitano Quito.” [Online]. Available: <http://www.quitoambiente.gob.ec/ambiente/>. [Accessed: 10-Jul-2017].
- [5] J. L. Escribano, “Evaluación de recursos energéticos de carácter renovable.” UPNA, Departamento de Proyectos e Ing. Rural, Pamplona, p. 316, 2016.
- [6] J. L. Escribano, “Cálculo de sistemas fotovoltaicos.” UPNA, Departamento de Proyectos e Ing. Rural, Pamplona, pp. 1–63, 2016.
- [7] Instituto Nacional de Normalización Ecuador, “Código Electrico Nacional Capítulo 4,” pp. 285–425, 2001.
- [8] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, “Regulacion-No.-CONELEC-004-01.pdf.” pp. 1–25, 2001.
- [9] “Estructura monoposte módulos 72 celdas.” [Online]. Available: <http://www.teknosolar.com/media/MV915.pdf>. [Accessed: 25-Jul-2017].
- [10] Instituto Nacional de Normalización Ecuador, “Código Electrico Nacional Capítulo 2,” pp. 27–192.
- [11] Instituto Nacional de Normalización Ecuador, “Código Electrico Nacional Capítulo 6,” pp. 618–714.
- [12] A. Valero, F. Sebastián, J. Royo, and J. Pascual, “cultivos energéticos.”
- [13] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, “Regulacion-No.-CONELEC-008-08.” .
- [14] “BID - Banco Interamericano de Desarrollo.” [Online]. Available: <http://www.iadb.org/es/banco-interamericano-de-desarrollo,2837.html>. [Accessed: 26-Jul-2017].
- [15] “Módulo fotovoltaico SCL 320W P2[Accessed: 24-Jul-2017].” [Online]. Available: <http://tecnosolab.com/wp-content/uploads/2017/02/Ficha-Técnica-Módulo-SCL-320WP2.pdf>.
- [16] “Inversor Phoenix Vitron Energy 800VA-48V.” [Online]. Available: <http://tecnosolab.com/wp-content/uploads/2017/02/Ficha-Técnica-Módulo->

- SCL-320WP2.pdf. [Accessed: 24-Jul-2017].
- [17] “Regulador de carga EP Solar PWM VS2048BN.” [Online]. Available: <http://tecnosolab.com/wp-content/uploads/2016/06/Ficha-VS6048BN-ingles.pdf>. [Accessed: 24-Jul-2017].
- [18] “Batería AGM 320Ah C20 Saclima 12V.” [Online]. Available: <http://tecnosolab.com/wp-content/uploads/2016/06/Ficha-Técnica-Baterías-Monoblock-AGM-pdf.pdf>. [Accessed: 24-Jul-2017].
- [19] “Cable Enerflex Solar ZZ-F(AS),” 2013. [Online]. Available: https://www.merkasol.com/WebRoot/StoreLES/Shops/62387086/5477/1D4C/CD98/8C47/53CD/C0A8/2AB9/FA12/CABLE_SOLAR.pdf. [Accessed: 24-Jul-2017].

ANEXOS**Anexo 1: Radiación global sobre plano horizontal e inclinado.**

Mes	Radiación	
	kWh/m ² ·día	kWh/m ²
Enero	4,14	128,37
Febrero	4,52	126,69
Marzo	4,97	154,11
Abril	4,72	141,74
Mayo	4,74	147,09
Junio	4,44	133,09
Julio	4,90	151,90
Agosto	5,10	158,03
Septiembre	6,30	188,98
Octubre	5,85	181,33
Noviembre	5,88	176,35
Diciembre	5,44	168,74
Anual	5,08	1856,41

Tabla A1.1 Radiación global diaria mensual sobre plano horizontal

kWh día													
β	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
0°	4,14	4,52	4,97	4,72	4,74	4,44	4,90	5,10	6,30	5,85	5,88	5,44	5,08
5°	4,22	4,58	4,98	4,66	4,62	4,29	4,75	4,99	6,27	5,93	6,05	5,62	5,08
10°	4,29	4,62	4,96	4,57	4,46	4,12	4,57	4,86	6,21	5,97	6,18	5,76	5,05
15°	4,33	4,63	4,92	4,46	4,28	3,93	4,36	4,70	6,10	5,97	6,27	5,87	4,99
20°	4,35	4,62	4,85	4,32	4,08	3,72	4,14	4,52	5,97	5,95	6,33	5,95	4,90
25°	4,35	4,59	4,75	4,16	3,86	3,50	3,89	4,31	5,79	5,88	6,35	5,99	4,79
30°	4,33	4,53	4,63	3,98	3,62	3,26	3,63	4,08	5,59	5,78	6,33	6,00	4,65
35°	4,28	4,45	4,48	3,78	3,36	3,00	3,34	3,83	5,35	5,65	6,28	5,97	4,48
40°	4,21	4,35	4,31	3,57	3,09	2,74	3,05	3,57	5,08	5,49	6,18	5,91	4,30
45°	4,12	4,22	4,12	3,33	2,81	2,47	2,75	3,28	4,79	5,30	6,05	5,81	4,09
50°	4,01	4,07	3,91	3,08	2,52	2,20	2,44	2,99	4,47	5,07	5,89	5,68	3,86
55°	3,88	3,91	3,68	2,82	2,23	1,93	2,13	2,68	4,12	4,82	5,69	5,52	3,62
60°	3,74	3,72	3,43	2,55	1,94	1,69	1,84	2,38	3,76	4,54	5,45	5,32	3,36
65°	3,57	3,52	3,17	2,27	1,67	1,49	1,59	2,07	3,37	4,24	5,19	5,10	3,10
70°	3,39	3,30	2,89	2,00	1,48	1,45	1,46	1,79	2,98	3,91	4,90	4,84	2,87
75°	3,19	3,07	2,60	1,73	1,43	1,43	1,46	1,59	2,57	3,57	4,58	4,56	2,65
80°	2,98	2,82	2,31	1,54	1,42	1,42	1,45	1,52	2,16	3,21	4,23	4,26	2,44
85°	2,76	2,57	2,01	1,46	1,42	1,41	1,44	1,51	1,82	2,83	3,86	3,93	2,25
90°	2,53	2,30	1,74	1,45	1,41	1,39	1,44	1,50	1,60	2,44	3,48	3,59	2,07

Mes e inclinación de diseño

Tabla A1.2 Radiación global diaria mensual sobre plano inclinado

Anexo 2: Equipos

Módulo Fotovoltaico SACLIMA SCL 320W-24V P2 de 72 celdas.^[15]



Módulo fotovoltaico SCL 320W P2

Los módulos fotovoltaicos de 320W y 340W optimizan el espacio de captación de radiación y se han convertido en la solución más eficiente en instalaciones con poco espacio disponible que necesitan altas cantidades de energía.

Gracias a su proceso de fabricación bajo la norma ISO 9001, alcanzan eficiencias de hasta 15,6% y cumplen los estándares de calidad y disponen de certificados IEC, TÜV, ETL, MCS, CE. Estos hechos atribuyen calidad, seguridad y fiabilidad a nuestros módulos ofreciendo una garantía de producto de 12 años y una garantía de potencia hasta 25 años.



Amplia gama



Excelente relación
calidad-precio

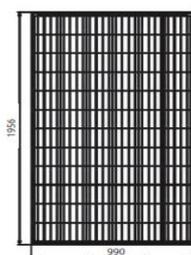


Tolerancia 0+3%

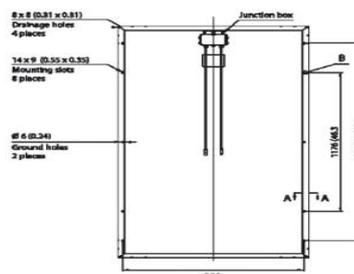
Aplicaciones

- 1 Instalaciones aisladas con consumo diario
- 2 Bombeos con poco terreno disponible
- 3 Edificios con alta cantidad de viviendas
- 4 Otras aplicaciones de alto consumo

Visualización



FRONT VIEW



BACKVIEW

Características técnicas

Medida	SCL-320P2
Potencia máxima (Pmax) [w]	320
Voltaje a potencia máxima (Vmp) [V]	36.2
Intensidad a potencia máxima (Imp) [A]	8.84
Voltaje en circuito abierto (Voc) [V]	45.0
Intensidad de cortocircuito (Isc) [A]	9.17
Tolerancia de potencia [W]	0/3%

Características mecánicas

Medida	SCL-320P2
Celulas	72=6x12 policristalinas
Conectores	MC4 Compatible
Caja conexión	TÜV Certificado
Cableado	Longitud 900mm
Dimensión	1956 x 990 x 50 mm
Peso	22.3 kg
Carga máxima	Carga de viento: 2400 Pa /Carga peso: 5400 Pa

Características de temperatura

Medida	SCL-320P2
NOCT**	47+/- 2°C
Coeficiente de temperatura Pmax	-0.408% / °C
Coeficiente de temperatura Voc	-0.292% / °C
Coeficiente de temperatura Isc	+0.045% / °C
Temperatura de trabajo	-40/+85°C

Embalaje

Tipo	SCL-320P2
Palet	Consultar
Contenedor 20/40 pies	252/504 uds.

Certificaciones



Dirección: Pol.Ind. "Els Mollons", C/Torners, 6. 46970, Alaquàs, Valencia.
 Teléfono: 96 151 70 50
www.saclimafotovoltaica.com

Inversor Phoenix Vitron Energy 800VA-48V.^[16]



Inversores Phoenix

180VA - 1200 VA 230V/50Hz y 110V/60Hz

www.victronenergy.com



Phoenix Inverter
12/180

SinusMax - Diseño superior

Desarrollado para uso profesional, la gama de inversores Phoenix es ideal para innumerables aplicaciones. El criterio utilizado en su diseño fue el de producir un verdadero inversor sinusoidal con una eficiencia optimizada pero sin comprometer su rendimiento. Al utilizar tecnología híbrida de alta frecuencia, obtenemos como resultado un producto de la máxima calidad, de dimensiones compactas, ligero y capaz de suministrar potencia, sin problemas, a cualquier carga.

Potencia de arranque adicional

Una de las características singulares de la tecnología SinusMax consiste en su muy alta potencia de arranque. La tecnología de alta frecuencia convencional no ofrece un rendimiento tan extraordinario. Los inversores Phoenix, sin embargo, están bien dotados para alimentar cargas difíciles, como ordenadores o herramientas eléctricas de baja potencia.

Transferencia de la carga a otra fuente CA: el conmutador de transferencia automático

Para los modelos de menor potencia recomendamos el uso de nuestro conmutador de transferencia automático "Filax". El tiempo de conmutación del "Filax" es muy corto (menos de 20 milisegundos), de manera que los ordenadores y demás equipos electrónicos continuarán funcionando sin interrupción.

Diagnóstico LED

Por favor, consulte el manual para obtener su descripción.

Interruptor on/off remoto

Conector para interruptor remoto on/off disponible en todos los modelos.

Conmutadores DIP para seleccionar 50 ó 60 Hz (sólo en el modelo 48/350)

Disponible con tomas de corriente distintas

Ver las imágenes más abajo.



Phoenix Inverter
12/800 with Schuko socket



Phoenix Inverter 12/350
with IEC-320 sockets



Phoenix Inverter 12/180
with Schuko socket



Phoenix Inverter 12/180
with Nema 5-15R sockets



Phoenix Inverter 12/800
with IEC-320 socket



Phoenix Inverter 12/800
with Schuko socket



Phoenix Inverter 12/800
with BS 1363 socket



Phoenix Inverter 12/800
with AN/NZS 3112 socket



Phoenix Inverter 12/800
with Nema 5-15R socket

Inversor Phoenix	12 Volt 24 Volt 48 Volt	12/180 24/180	12/350 24/350 48/350	12/800 24/800 48/800	12/1200 24/1200 48/1200
Potencia CA cont. de salida a 25 °C (VA) (3)		180	350	800	1200
Potencia cont. a 25 °C / 40 °C (W)		175 / 150	300 / 250	700 / 650	1000 / 900
Pico de potencia (W)		350	700	1600	2400
Tensión / frecuencia CA de salida (4)		110VAC o 230VAC +/- 3% 50Hz o 60Hz +/- 0,1%			
Rango de tensión de entrada (V DC)		10,5 - 15,5 / 21,0 - 31,0 / 42,0 - 62,0		9,2 - 17,3 / 18,4 - 34,0 / 36,8 - 68,0	
Alarma de batería baja (V DC)		11,0 / 22 / 44		10,9 / 21,8 / 43,6	
Apagado por batería baja (V DC)		10,5 / 21 / 42		9,2 / 18,4 / 36,8	
Autorrecuperación de batería baja (V DC)		12,5 / 25 / 50		12,5 / 25 / 50	
Eficacia máx. 12 / 24 / 48 V (%)		87 / 88	89 / 89 / 90	91 / 93 / 94	92 / 94 / 94
Consumo en vacío 12 / 24 / 48 V (W)		2,6 / 3,8	3,1 / 5,0 / 6,0	6 / 6 / 6	8 / 9 / 8
Consumo en vacío en modo de ahorro		n. a.	n. a.	2	2
Protección (2)		a - e			
Temperatura de funcionamiento		-40 to +50°C (refrigerado por ventilador)			
Humedad (sin condensación)		max 95%			
CARCASA					
Material y color		aluminio (azul RAL 5012)			
Conexiones de la batería		1)	1)	1)	1)
Tomas de corriente CA estándar		230V: IEC-320 (IEC-320 enchufe incluido), CEE 7/4 (Schuko) 120V: Nema 5-15R			
Otros enchufes (bajo pedido)		BS 1363 (Reino Unido) AN/NZS 3112 (Australia/Nueva Zelanda)			
Tipo de protección		IP 20			
Peso en (kg / lbs)		2,7 / 5,4	3,5 / 7,7	6,5 / 14,3	8,5 / 18,7
Dimensiones (al x an x p en mm.) (al x an x p en pulgadas)		72x132x200 2.8x5.2x7.9	72x155x237 2.8x6.1x9.3	104 x 194 x 305 4.1 x 7.6 x 12.0	104 x 194 x 305 4.1 x 7.6 x 12.0
ACCESORIOS					
Interruptor on/off remoto		Conector bifásico			
Conmutador de transferencia automático		Filax			
NORMATIVAS					
Seguridad		EN 60335-1			
Emisiones / Normativas		EN55014-1 / EN 55014-2/ EN 61000-6-2 / EN 61000-6-3			
1) Cables de batería de 1,5 metros (12/180 con encendedor de cigarrillos) 2) Protección a) Cortocircuito de salida b) Sobrecarga c) Tensión de la batería demasiado alta 3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1 4) La frecuencia puede ajustarse por medio del conmutador DIP (sólo en modelos 750VA) d) Tensión de la batería demasiado baja e) Temperatura demasiado alta					



Alarma de la batería

Indica que la tensión está demasiado alta o baja por medio de una alarma visual y sonora, y señalización remota.



Monitor de baterías BMV-700

El monitor de baterías BMV-700 dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de medición de alta resolución de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo para determinar exactamente el estado de la carga de la batería. El BMV-700 muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o tiempo restante de carga de la batería. El monitor también almacena una multitud de datos relacionados con el rendimiento y uso de la batería.

Regulador de carga EP Solar PWM VS3048BN.^[17]



PWM Solar charge controller

New ViewStar series



ViewStar series solar controller is designed for off-grid solar system, such as street light, solar home system or small power station etc. It has LCD display, reliable battery charging , full electronic protection, and programmable parameters.



Models:

- VS1024BN/ VS2024BN/ VS3024BN/ VS4524BN/ VS6024BN
10A,20A,30A,45A,60A
12/24V auto work
- VS2048BN/ VS3048BN/ VS4548BN/ VS6048BN
20A,30A,45A,60A
12/24/36/48V auto work

Features:

- Excellent EMC design
- 32 bit MCU with high speed
- High efficient Series PWM charging
- Four battery type options: Sealed, Gel, Flooded, and USER
- Intelligent lighting and timer control for solar lighting system
- 12 bit A/D high-precision sampling to ensure accuracy
- Use MOSFET as electronic switch
- Full control parameters setting and modification, diversified load control mode



Technical specifications

Model	VS1024BN	VS2024BN	VS3024BN	VS4524BN	VS6024BN
		VS2048BN	VS3048BN	VS4548BN	VS6048BN
Nominal system voltage	12/24V auto work	VS**24BN: 12/24V auto work VS**48BN: 12/24/36/48V auto work			
Rated battery current	10A	20A	30A	45A	60A
Rated load current	10A	20A	30A	45A	60A
Max. battery voltage	VS**24BN: 32V, VS**48BN:64V				
Equalize charging voltage	Sealed: 14.6V, Flooded: 14.8V, User-defined: 9~17V				
Boost charging voltage	Gel: 14.2V, Sealed: 14.6V, Flooded: 14.8V, User-defined: 9~17V				
Float charging voltage	Gel /Sealed /Flooded: 13.8V, User-defined: 9~17V				
Low voltage reconnect voltage	Gel /Sealed /Flooded: 12.6V, User-defined: 9~17V				
Low voltage disconnect voltage	Gel /Sealed /Flooded: 11.1V, User-defined: 9~17V				
Self-consumption	≤15mA(12V); ≤10mA(24V); ≤9mA(36V); ≤8mA(48V)				
Grounding	Common negative				
Temp. compensation	-3mV/°C/2V				
Communication	RS485 / RJ45 interface				

*** Technical data for 12V system at 25°C, twice in 24V system rate, triple in 36V system rate and quadruple in 48V system rate.**



Model	VS1024BN	VS2024BN	VS3024BN	VS4524BN	VS6024BN
Overall dimension	162x85x40mm	162x100x50mm	200x103x58mm	201x109x59mm	205x129x67mm
Terminals	4mm ²	10mm ²	16mm ²	35mm ²	35mm ²
Net weight	0.3kg	0.4kg	0.7kg	0.8kg	1.3kg
Enclosure	IP30				

Model	VS2048BN	VS3048BN	VS4548BN	VS6048BN
Overall dimension	200x103x58mm	201x109x59mm	205x119x67mm	205x174x64mm
Terminals	16mm ²	35mm ²	35mm ²	35mm ²
Net weight	0.7kg	0.8kg	1.2kg	1.6kg
Enclosure	IP30			

Environmental	
LCD temperature	-20°C ~ +70°C
Working temperature	-25°C ~ +55°C
Humidity	≤95% N.C.



BEIJING EPSOLAR TECHNOLOGY CO.,LTD.
 Add: BLDG #18, CO.PARK ,NO.8 HEYING
 ROAD,CHANGPING DISTRICT, BEIJING, CHINA
 Tel: 010-82894962 / 82894112
 Fax: 010-82894882
 E-mail: info@epsolarpv.com

www.epsolarpv.com



Baterías Monoblock AGM Saclima

Cuando se requieren corrientes muy elevadas en plazos de tiempo cortos, las baterías aGMSon perfectas debido a su resistencia interna muy baja. Por ello, las baterías AGM son más adecuadas que las GEL para situaciones con alta intensidad de descarga.

Las AGM POWER incorporan unas válvulas de regulación de gases para una mejor recombinación de estos. Así, se evitan pérdidas y la presión interna queda mejor regulada y, por lo tanto, el rendimiento es mayor.



Económica



Pequeñas instalaciones



Compacta



Características principales

Máxima calidad

Las baterías AGM Power pasan estrictos procesos de control, desde la materia prima hasta la entrega del producto.

Válvulas de regulación de gases

Gracias a su diseño, disponen de una mejor recombinación de los gases y una mínima pérdida de hidrógeno

Aplicaciones

Las baterías AGM Power han sido diseñadas para aplicaciones en telecomunicación, sistemas solares, sistemas de respaldo y náutica, entre otras. Todas nuestras baterías disponen de la certificación ISO 9001 así como la aprobación CE y UL.



Características eléctricas

Datos	AGM Power 95	AGM Power 120	AGM Power 145	AGM Power 190	AGM Power 260	AGM Power 320
Características						
Voltaje	12 V	12 V	12 V	12 V	12 V	12 V
Número de células	ó células	ó células	ó células	ó células	ó células	ó células
Longitud	260 mm	330 mm	406 mm	486 mm	522 mm	520 mm
Ancho	173 mm	173 mm	173 mm	170 mm	240 mm	268 mm
Altura	217 mm	217 mm	210 mm	244 mm	219 mm	220 mm
Altura total	222 mm	222 mm	236 mm	244 mm	223 mm	225 mm
Peso	25.5 kg	28.3 kg	34 kg	43 kg	57.9 kg	67 kg
Capacidad en C100	95 A	120 A	145 A	190 A	260 A	320 A
Capacidad en C10	85 A	100 A	120 A	150 A	200 A	250 A
Metodo de carga (77°C)						
Uso ciclico	14.4-15.0 V	14.4-15.0 V	14.4-15.0 V	14.4-15.0 V	14.4-15.0 V	14.4-15.0 V
Corriente inicial	24 A	25 A	30 A	37.5 A	60 A	60 A
Tª de compensación	-30mV/°C	-30mV/°C	-30mV/°C	-30mV/°C	-30mV/°C	-30mV/°C
Uso flotación	13.6-13.8 V	13.6-13.8 V	13.6-13.8 V	13.6-13.8 V	13.6-13.8 V	13.6-13.8 V
Tª de compensación	-20mV/°C	-20mV/°C	-20mV/°C	-20mV/°C	-20mV/°C	-20mV/°C
Autodescarga						
3% e la capacidad al mes a 25°C	5.8 mΩ	4.5 mΩ	4.0 mΩ	3.5 mΩ	3.0 mΩ	3.0 mΩ
Requerimientos ambientales						
Tª de descarga	-15/50°C	-20/50°C	-20/50°C	-20/50°C	-20/50°C	-20/50°C
Tª de carga	0/40°C	-10/40°C	-10/50°C	-10/50°C	-10/50°C	-10/50°C
Tª de almacenaje	-15/40°C	-20/40°C	-20/50°C	-20/50°C	-20/50°C	-20/50°C

Baterías

Pol.Ind. "Els Mollons", C/Torners, 6
46970, Alaquàs, Valencia.
Tel.: 96 151 70 50 - www.saclimafotovoltaica.com

Cable Enerflex Solar ZZ-F(AS).^[19]

Cables aislados con goma



Conductor de cobre electrolítico estañado, flexibilidad clase V, aislamiento goma libre de halógenos tipo EI-6 y cubierta exterior de goma libre de halógenos y baja emisión de humos tipo EM-8. Colores rojo o negro.

Enerflex Solar ZZ-F (AS) 1'8 Kv. C. C.

■ Aplicaciones

Indicados para conexionado de placas o paneles fotovoltaicos o entre paneles al inversor de corriente continua a alterna. Cables flexibles aptos para servicios móviles e instalaciones fijas, tanto en interior como exterior. Cables de alta seguridad (AS) resistentes al ozono y a los rayos ultravioletas, no propagadores del incendio, con baja emisión de humos y libre de halógenos.

■ Datos técnicos

- Tensión nominal C.A.: 0,6 / 1 Kv.
- Tensión nominal C.C.: 1.8 Kv.
- Tensión de ensayo C.A.: 3.500 V
- Tensión de ensayo C.C.: 5.300 V
- Radio de curvatura: 5 x diámetro.
- Temperatura de servicio: -40°C. a +120°C.
- No propagador del incendio: UNE EN 50266-2-4 IEC 60332-3
- Baja emisión en humos: UNE EN 50268 IEC 61034
- Cero halógenos: UNE EN 50267-2-1 IEC 60754-1

■ Datos constructivos

Nº Conduc./ sección (mm ²)	Resistencia Ohms/ Km	Espesor aislamiento (mm)	Diámetro exterior aprox. (mm)	Peso aprox. Kg/Km
1 x 2.5	7.980	0.70	5.55	62
1 x 4	4.950	0.70	6.10	85
1 x 6	3.300	0.70	6.65	105
1 x 10	1.910	0.70	7.75	162
1 x 16	1.210	0.70	8.75	220
1 x 25	0.780	0.90	10.60	336
1 x 35	0.554	0.90	11.75	442

Estructura monoposte módulos de 72 celdas.^[9]

Estructura Monoposte



Capacidad

De 1 a 2 módulos fotovoltaicos
Dispuestos en 2 filas en horizontal

Inclinación del módulo

Estándar hasta 10° regulable

Materiales *

Aluminio - EN AW 6005A T6
Tornillería - Acero Inoxidable



Tamaño del módulo

Soporte válido para módulos de hasta 72 células

Instalaciones recomendadas

Sobre zapatas de hormigón



Planos incluidos



Fácil montaje



Estructura atornillada

* Acero galvanizado en caliente

Anexo 3: Evaluación Económica

Proyecto: Sistema Fotovoltaico Saloya

Costo Medio de Energía	0,71	USD / KWh
Mensualidad	31,06	USD
Demanda media anual	5.269	kWh
Costos de O&M	2,5%	Inversión inicial
Reposición	8.640	Coste baterías
Tasa actualización	12,0%	anual
Vida Útil de subestaciones	25	años

Año	Inversión	EGRESOS (O&M+Rep) *	Ingreso por Mensualidad	Saldo año previo	Recursos del año	Beneficio
	USD	USD	USD	USD	USD	USD
0	-19.899,54	0,00	-	-	-	-19.899,54
1		-497,49	2.236,32	-	2.236,32	1.738,83
2		-497,49	2.236,32	1.738,83	3.975,15	3.477,66
3		-497,49	2.236,32	3.477,66	5.713,98	5.216,49
4		-497,49	2.236,32	5.216,49	7.452,81	6.955,33
5		-497,49	2.236,32	6.955,33	9.191,65	8.694,16
6		-497,49	2.236,32	8.694,16	10.930,48	10.432,99
7		-497,49	2.236,32	10.432,99	12.669,31	12.171,82
8		-497,49	2.236,32	12.171,82	14.408,14	13.910,65
9		-497,49	2.236,32	13.910,65	16.146,97	15.649,48
10		-9137,49	2.236,32	15.649,48	17.885,80	8.748,32
11		-497,49	2.236,32	8.748,32	10.984,64	10.487,15
12		-497,49	2.236,32	10.487,15	12.723,47	12.225,98
13		-497,49	2.236,32	12.225,98	14.462,30	13.964,81
14		-497,49	2.236,32	13.964,81	16.201,13	15.703,64
15		-497,49	2.236,32	15.703,64	17.939,96	17.442,47
16		-497,49	2.236,32	17.442,47	19.678,79	19.181,30
17		-497,49	2.236,32	19.181,30	21.417,62	20.920,14
18		-497,49	2.236,32	20.920,14	23.156,46	22.658,97
19		-497,49	2.236,32	22.658,97	24.895,29	24.397,80
20		-9137,49	2.236,32	24.397,80	26.634,12	17.496,63
21		-497,49	2.236,32	17.496,63	19.732,95	19.235,46
22		-497,49	2.236,32	19.235,46	21.471,78	20.974,29
23		-497,49	2.236,32	20.974,29	23.210,61	22.713,12
24		-497,49	2.236,32	22.713,12	24.949,44	24.451,96
25		-497,49	2.236,32	24.451,96	26.688,28	26.190,79

* Reposición de baterías en los años 10 y 20

VAN (12%) USD 53.772,61
TIR 32%

Anexo 4: Evolución mensual de la Radiación con respecto a la inclinación y orientación

