



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“DISEÑO Y ANÁLISIS DE COSTOS DE UNA MINI-CENTRAL DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA AUTÓNOMA PARA LA FINCA
AGRÍCOLA BONANZA, SITUADA EN LA PROVINCIA DEL GUAYAS”

INFORME DE PROYECTO INTEGRADOR

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN POTENCIA

AURIO STEVEN BERNAL ZARRIA

DIEGO ALEXANDER MAQUILÓN CAICEDO

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2016

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por ser el gestor de todas las hermosas coincidencias de sucesos extraordinarios que se traducen en la vida misma.

A mis padres por su amor, entrega y su inamovible convicción en mí; a mi padre por alimentarme la cabeza y a mi madre por alimentar mi corazón. Le doy Gracias a mi hermano Edgar por ser mi amigo de toda la vida, en las buenas y las malas, en el día a día. Y a mi hermana Valeska por enseñarme inconscientemente a ver la vida con otros ojos.

A mis abuelos por no ser mis abuelos, sino mis segundos padres.

A Karla, mi primer amor, la mujer que me inspira a superarme y ser mejor cada día.

Aurio Steven Bernal Zarria

Le doy gracias a Dios por todo lo que ha dado a mi familia quien me viene apoyando desde un principio especialmente a mi madre quien siempre creyó en mí y depósito todo su amor y confianza, a mi padre que tuvo paciencia de apoyarme en todo y nunca abandonarme en mis estudios, también a mi esposa y a mi hijo quienes son el motor que me impulsa a seguir adelante y no desfallecer en toda meta que me proponga.

Diego Alexander Maquilón Caicedo

DEDICATORIA

A mi padre Aurio Lucio Bernal Pinos, quien siempre ha caminado junto a mi lado durante toda mi vida, brindándome no solo su apoyo sino su esfuerzo diario para cumplir cada meta que me he trazado.

A mi madre Evelin Fabiola Zarría Aldaz, quien con su infinito amor de madre me ha brindado incondicionalmente ese lado compasivo para no decaer en los momentos más difíciles.

Aurio Steven Bernal Zarría

El presente proyecto lo dedico a mi madre Blanca Caicedo Venegas quien siempre creyó en mí y me dio su apoyo incondicional, a mi padre Diego Maquilón Guerrero quien sin él no hubiera alcanzado esta meta y a mi hijo Diego Maquilón Díaz quien es mi alegría y motivación para no decaer nunca.

Diego Alexander Maquilón Caicedo

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

MSc. Jorge Montealegre G.

PROFESOR EVALUADOR

MSc. Ángel Recalde Lino

PROFESOR EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

.....
Aurio Steven Bernal Zarria

.....
Diego Alexander Maquilón Caicedo

RESUMEN

En el presente proyecto se analiza la opción de realizar una instalación fotovoltaica aislada en la finca Agrícola Bonanza en la Provincia del Guayas con el objetivo de dar a conocer la viabilidad técnica y económica de la instalación.

El diseño de la instalación fotovoltaica se realiza mediante el método de Amperios-Horas, con el cual se obtiene el número total de paneles fotovoltaicos, inversor, números de baterías y demás equipos de la instalación. Se dimensiona el banco de baterías para darle autonomía durante 5 días en caso de que no exista radiación solar durante los mismos.

La finca bonanza tiene un consumo energético de 6201,122 KWH, se considera el mes de Noviembre para dimensionar la instalación por ser el peor mes de producción energética, la instalación cuenta con 27 ramales conectados en paralelo, con 2 módulos SW230 poly V2.0 por ramal, los necesarios para suplir la carga total de la finca.

Como resultado en la viabilidad técnica se encontró con toda la disponibilidad de los recursos tanto en espacio para el campo fotovoltaico así como de los equipos y materiales necesarios; por otro lado en la viabilidad económica se utiliza el método del VAN Y TIR, la instalación se compara con dos alternativas de suministro eléctrico, como es la opción de comprar energía a la red eléctrica de la empresa y la de instalar un generador eléctrico de combustión interna.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	ii
DEDICATORIA	ii
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN	ii
DECLARACIÓN EXPRESA	iii
RESUMEN.....	iv
ÍNDICE GENERAL	v
CAPÍTULO 1.....	1
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivo General	1
1.2 Objetivos específicos	1
1.3 Antecedentes	1
1.3.1 Situación actual de la energía fotovoltaica en el Ecuador	1
1.3.2 Energía fotovoltaica en sistemas autónomos del Ecuador.....	4
1.3.3 Elementos básicos de un sistema fotovoltaico.....	4
1.4 Justificación.....	6
1.5 Descripción del problema	7
1.6 Metodología	9
CAPÍTULO 2.....	11
2 DESARROLLO DEL PROYECTO.....	11
2.1 Requisitos de emplazamiento y funcionalidad	11
2.2 Evaluación del recurso solar	12
2.3 Creación del perfil de carga y consumo energético total.....	16
2.4 Cálculo del Consumo Máximo Diario Corregido	22
2.5 Consideraciones iniciales	23
2.6 Cálculo para el dimensionamiento de los elementos.	24
2.6.1 Cálculo de baterías.....	24
2.6.1.1 Capacidad nominal de la batería	24
2.6.1.2 Número de baterías.....	26
2.6.2 Cálculos del campo fotovoltaico	27
2.6.2.1 Número y conexionado de los módulos solares.....	28

2.6.3 Cálculo del inversor	31
2.6.4 Cálculo del regulador.....	33
2.6.4.1 Cálculo corriente de entrada máxima al regulador I_INREG...	33
2.6.4.2 Cálculo corriente de salida máxima del regulador I_OUTREG	34
2.6.4.3 Cálculo del número de reguladores necesarios a instalar	35
2.6.5 Cableado y protecciones	35
2.6.5.1 Instalación en corriente continua (DC).....	36
2.6.5.2 Instalación en corrientes alternas (AC)	44
2.6.5.3 Selección de los elementos de protección	47
CAPÍTULO 3.....	49
3 SIMULACIÓN UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST 6.4.0	49
3.1 Introducción al software PVSyst 6.4.0	49
3.2 Consideraciones iniciales de la simulación.....	50
3.3 Procedimiento del diseño de sistemas aislados en PVSyst 6.4.0	53
3.4 Informe detallado de resultados del PVSyst 6.4.0	55
3.5 Resultados	61
3.5.1 Análisis comparativo.....	61
CAPÍTULO 4.....	65
4 ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA.....	65
4.1 Costos.....	65
4.1.1 Costos de inversión inicial e instalación.....	66
4.1.2 Costos de operación y mantenimiento.....	66
4.1.3 Costos de reposición de elementos.....	66
4.2 VAN y TIR	67
4.3 Periodo de recuperación	68
4.4 Presupuesto.....	69
4.5 CASO 1: Evaluación con respecto a la compra eléctrica convencional	71
4.6 CASO 2: Evaluación con respecto a un sistema autónomo diésel.....	76
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	83
BIBLIOGRAFÍA.....	86
ANEXOS	89

CAPÍTULO 1

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivo General

Realizar el diseño y el respectivo análisis de costos de una mini-central de generación de energía eléctrica a base de paneles solares fotovoltaicos para consumo propio de la finca agrícola BONANZA.

1.2 Objetivos específicos

- ✓ Desarrollar el diseño y dimensionamiento de la mini-central fotovoltaica para satisfacer las necesidades de carga instalada en sus diversas dinámicas durante el año de la Finca Bonanza.
- ✓ Realizar el presupuesto y desarrollar el análisis de VAN y TIR del proyecto de la instalación fotovoltaica aislada, soportada por baterías.
- ✓ Establecer las ventajas y desventajas técnicas de la incorporación de generación fotovoltaica a nivel de distribución a baja tensión para fincas agrícolas.
- ✓ Analizar la viabilidad de utilizar sistemas fotovoltaicos para brindar autonomía energética a la finca BONANZA, haciendo posible el suministro eléctrico tanto para las actividades recreacionales, domésticas y agropecuarias.

1.3 Antecedentes

1.3.1 Situación actual de la energía fotovoltaica en el Ecuador

Las diversas condiciones climáticas y la confiabilidad de los sistemas eléctricos son las tendencias que empiezan a tomar fuerza dentro del mundo energético, a más de sistemas fotovoltaicos conectados a la red existen los sistemas aislados, los cuales son dependientes de la mayor fuente de energía que existe en el universo “EL SOL”.

La energía solar fotovoltaica en el Ecuador en gran medida evita la contaminación ambiental lo cual es una gran ventaja frente a la generación por medio de combustibles fósiles los cuales por décadas han causado un gran impacto ambiental, ejemplo de ello es el calentamiento global.

2. Producción Total de Energía e Importaciones		GWh	%
Energía Renovable 	Hidráulica	12,800.83	48.94%
	Eólica	90.80	0.35%
	Fotovoltaica	35.29	0.13%
	Térmica Turbovapor (1)	408.06	1.56%
Total Energía Renovable		13,334.99	50.98%
No Renovable	Térmica MCI	6,540.72	25.00%
	Térmica Turbogas	3,071.75	11.74%
	Térmica Turbovapor	2,461.58	9.41%
Total Energía No Renovable		12,074.04	46.16%
Total Producción Nacional		25,409.03	97.14%
Interconexión 	Colombia	721.86	2.76%
	Perú	27.15	0.10%
	Importación	749.01	2.86%
Total Producción Nacional + Importación		26,158.05	100.00%

Figura 1.1 Producción total de energía e importaciones. [1]

La producción de energía fotovoltaica en el Ecuador representa el 0,13% del 50,98% total de energías renovables, y además frente al 46,16% de las energías no renovables [2].

En la Figura 1.1 y 1.2, se observa con claridad un gran incremento de producción energética en el lapso de tiempo 2014-2015; esto es debido

a que Ecuador se encuentra en un cambio activo de la matriz energética con numerosos proyectos para la expansión y generación de energía eléctrica. Es importante señalar el crecimiento de las energías renovables sobre las no renovables, a causa del seguimiento de tendencias de políticas internacionales medioambientales y la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas. [1]

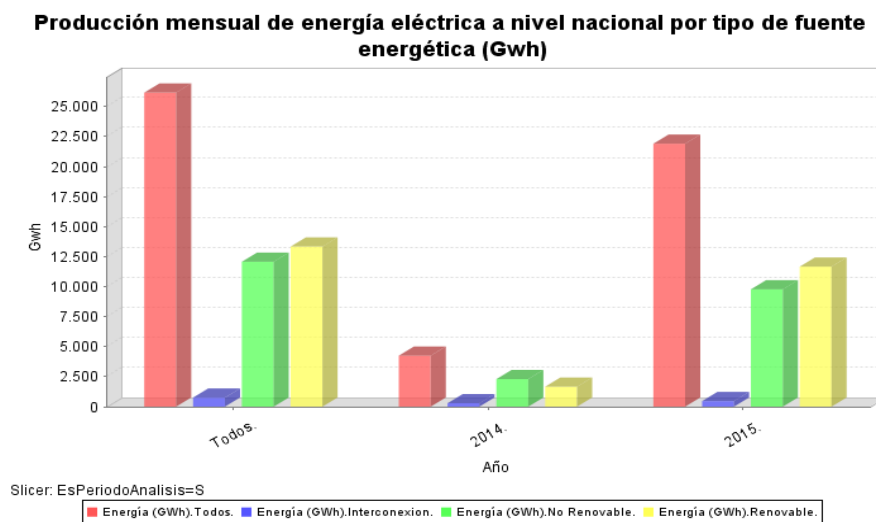


Figura 1.2 Producción de energía a nivel nacional por tipo fuente energética. (ARCONEL, 2015) [2].

En la actualidad, las instalaciones de sistemas con fuente en energías renovables alternativas (fotovoltaica, eólica, biomasa) han sido implementados en zonas del Ecuador con la finalidad de generar energía en sectores remotos donde no existe la red pública, la implementación de los distintos equipos hoy en día son una realidad debido a que los costos han disminuido y la eficiencia de los paneles así como de los

demás equipos han logrado un buen nivel necesario para un correcto funcionamiento del sistema en conjunto.

1.3.2 Energía fotovoltaica en sistemas autónomos del Ecuador

Los sistemas fotovoltaicos autónomos suelen ser de baja y media potencia, y han sido de gran importancia para brindar un desarrollo sostenible en diversos sectores del país.

Para citar un caso puntual se tiene el “Sistema de agua segura y energía solar” de la comunidad *Sharamentsa* ubicada en el Oriente ecuatoriano, provincia de Pastaza. En la Figura 1.3, se observa a los comuneros de *Sharamentsa* junto a un campo fotovoltaico. El sistema de agua seguro y de energía solar consta inicialmente con 10 paneles ***Isofoton I 110*** con un total de 3080 [Whpeak] (vatios hora pico); 14 acumuladores estacionales ***MAC*** de 12 [V], 150 [Ah]; 2 reguladores ***Isofoton I***, 30 A y 1 Inversor ***TrippLite APS*** 2400 W; de esta forma se tiene generación de corriente alterna 110 V para la red eléctrica local. [3]



Figura 1.3: Comuneros de *Sharamentsa* junto al campo fotovoltaico [3].

1.3.3 Elementos básicos de un sistema fotovoltaico

Se describirán de forma general los elementos básicos en los sistemas fotovoltaicos aislados y sus funciones.

Los elementos fundamentales de un sistema fotovoltaico aislado se pueden observar en la Figura 1.4, y también se encuentran descritos a continuación:

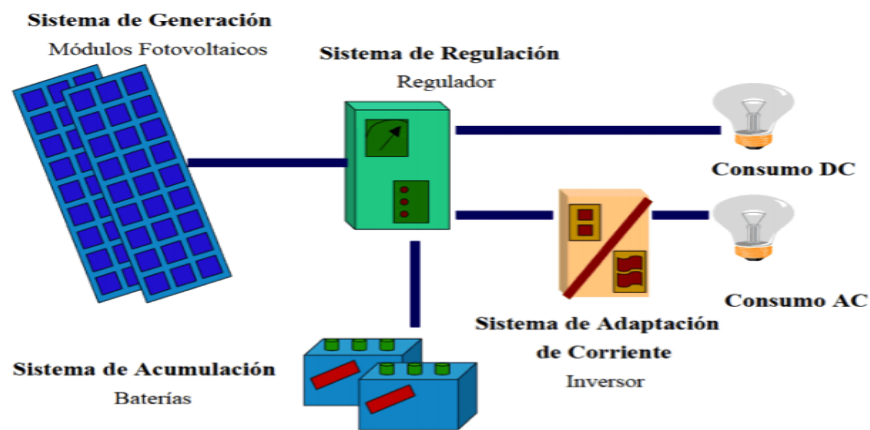


Figura 1.4 Elementos Básicos de un SFA (Sistema Fotovoltaico Aislado) [4]

Paneles fotovoltaicos: Son los encargados de recibir la energía solar y convertirla en energía eléctrica, existen varios tipos de paneles como los mono-cristalino y poli-cristalino, es importante siempre fijarnos en las curvas I-V que proporciona cada fabricante; el aumento de temperatura hace aumentar ligeramente la corriente y a su vez, disminuir la tensión de salida del módulo [5].

Baterías: Son las encargadas de acumular la energía eléctrica producida por el sistema de generación fotovoltaica, las más recomendadas para este tipo de instalaciones son las inundadas de plomo ácido, las AGM y las estacionarias de plomo ácido (cargas constantes), con vasos de 2V

cada uno, que se dispondrán en serie y/o paralelo para completar los 12, 24 o 48 Vcc adecuados según el caso [5].

Regulador: Es el cerebro del sistema, regula los flujos de energía provenientes del campo generador y del banco de baterías. Un regulador se puede entender como un interruptor, cerrado y conectado en serie entre paneles y batería para el proceso de carga y abierto cuando la batería está totalmente cargada; también evita descargas excesivas de las baterías [5].

Inversor: Equipo de conversión de corriente directa a corriente alterna, a la hora de dimensionar el inversor, se tendrá en cuenta la potencia que demanda la suma de todas las cargas AC en un instante, de este modo se elegirá un inversor cuya potencia sea un 20% superior a la demandada para cargas constantes y un 35% superior si existen motores. [5].

1.4 Justificación

Los grandes cambios socio-económicos que viven hoy en día el Ecuador y los diversos proyectos que tiene el gobierno en sectores estratégicos han logrado un crecimiento en la demanda de energía, tanto en el sector residencial, comercial e industrial.

Este proyecto se enfoca en el diseño y análisis de mini-centrales fotovoltaicas aisladas con la finalidad de suplir la carga, el sector agrícola en el Ecuador ha crecido de manera sorprendente; el censo realizado en el 2001 por el Instituto

Ecuatoriano de Estadísticas y Censos (INEC) [1] muestra que 20 de cada 100 dólares que produce el país se origina en las zonas rurales, este valor ha ido aumentando durante los años debido a que Ecuador está en un proceso de renovación jurídica y política desde la constitución aprobada en Montecristi en el 2008.

La reestructuración de la Ley Orgánica de Tierras Rurales y Territorios Ancestrales aprobada en Octubre del 2014, ha tenido impacto en el país de forma positiva en un corto plazo, así lo demuestra el porcentaje de tierra agrícola en relación al área total de tierra que se ha incrementado en 0,7 % desde el 2011. [6]

Nuestro sistema objeto de estudio como lo es la FINCA AGRICOLA BONANZA requiere de un buen suministro eléctrico debido a la sensibilidad de las maquinarias y aparatos electrónicos que posee, por tal motivo se analiza la viabilidad de un sistema fotovoltaico autónomo para suplir las distintas dinámicas en su demanda, ya que en la actualidad posee una mala calidad de energía que se traduce en salidas de energía del sistema y altos valores de índice TTIK y FMIK, lo cual genera constantemente problemas operacionales que se traducen al final de día en representativas pérdidas económicas.

1.5 Descripción del problema

BONANZA es una finca agrícola, ubicada en el Cantón Alfredo Baquerizo Moreno (Jujan) Km. 5,3 Vía Simón Bolívar, provincia del Guayas. Esta comparte su producción en cacao y arroz casi en su totalidad, lo demás son árboles frutales y plantas ornamentales.

Tiene un área de 20 Hectáreas, de las cuales 16 Ha están dedicadas a actividades agrícolas, además posee un casco central de 1 Ha de extensión donde se encuentra la casa de campo e instalaciones recreativas como un salón de eventos y una cancha de fútbol; las 3 Ha restantes corresponden a canales de riego y muros.

BONANZA actualmente se alimenta en baja tensión (120 V AC), cuya acometida arranca del único ramal monofásico que cruza por la carretera Jujan-Simón Bolívar, dicho alimentador suministra energía a todas las fincas del sector desde un solo transformador.

La demanda eléctrica de Bonanza se concentra en actividades agrícolas y recreativas, el grupo de cargas puntuales se pueden dividir en tres: operaciones agrícolas, zona social y bodegas.

Debido a la baja confiabilidad eléctrica y la mala calidad de energía del sistema se producen interrupciones, las cuales provocan un gran impacto en las actividades diarias agrícolas y de mantenimiento, lo que a su vez origina pérdidas económicas de varios tipos. En consecuencia, gran parte del trabajo en el agro no depende de la conexión a la red.

Para contrarrestar estas pérdidas la finca cuenta con un pequeño generador a diésel, en caso de contingencias, pero solo para abastecer a cargas puntuales limitadas.

Por otro lado, cuenta con 5 motores de 5 Hp a diésel para uso agrícola, que en estado de contingencia por falla del servicio eléctrico se usan como

respaldo para continuar con las actividades programadas, esta práctica incurre en otros gastos adicionales considerados pérdidas a mediano plazo.

El propietario de BONANZA en conjunto a otros propietarios de fincas vecinas han realizado peticiones a la empresa eléctrica CNEL Guayas-Los Ríos para la repotenciación de la línea de distribución monofásica (Fuente Ing. Jaime Bernal, dueño de Bonanza), pero todas sin éxito ya que no se contempla en los planes de CNEL; lo cual es un gran justificativo para el desarrollo de nuestro proyecto.

1.6 Metodología

Para el diseño de una central fotovoltaica existen dos métodos muy usados, tales como el método de AMPERIOS-HORA y el método de PÉRDIDA DE CARGA (LOL), para la realización de este proyecto se usara el Método de Amperios-hora.

Los pasos básicos para el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo son [5]:

- Estimación del consumo.
- Irradiación del lugar donde se realizará la instalación.
- Dimensionado del generador fotovoltaico, cantidad de paneles.
- Dimensionado del banco de baterías.
- Dimensionado del regulador.
- Dimensionado del inversor.

El método de amperios-horas es aplicable en sistemas fotovoltaicos con voltajes nominales iguales o menores de 48 V DC, en este método no se consideran variaciones de voltaje significativas debido a la Temperatura y a la Irradiancia.

Mediante este método de **Amperios-horas**, se va a diseñar el sistema de generación y dimensionar los equipos necesarios para nuestra instalación, se requiere de los niveles de radiación solar de la zona específica en HSP y de un perfil de carga fiel al comportamiento real del sistema, lo cual permitirá calcular los paneles, baterías, inversores, reguladores, protecciones y cableado.

El criterio que va a regir el procedimiento antes mencionado, es el criterio de “El peor Mes”.

De esta forma si se abastece energía suficiente para el peor de los casos en el año, se estará asegurando ***funcionalidad de la planta y confiabilidad en el sistema, que es el objetivo primordial en la aplicación de los sistemas fotovoltaicos autónomos.***

Al final se aplicarán conocimientos de Ingeniería Económica sobre realización de presupuestos, análisis de viabilidad sobre el proyecto y análisis del costo-beneficio que este representa para la FINCA.

CAPÍTULO 2

2 DESARROLLO DEL PROYECTO

Para desarrollar un acertado dimensionamiento e instalación de un sistema fotovoltaico autónomo, se debe conocer de forma global las características propias del emplazamiento como la ubicación y condiciones geográficas, la radiación solar, el perfil de cargas, las actividades que se ejecutan y el crecimiento de demanda energética a futuro en la Finca objetivo.

2.1 Requisitos de emplazamiento y funcionalidad

El emplazamiento del proyecto se encuentra ubicado dentro de la Finca Agrícola “BONANZA” situada en la zona rural de la Provincia del Guayas, parroquia Alfredo Baquerizo Moreno, en la Vía Jujan-Simón Bolívar Kilómetro 5,3. VER ANEXO 1. En la Figura 2.1, se observa la ubicación del predio.



Figura 2.1 Ubicación del predio específico en señalado en color amarillo [7]

En la Tabla 2.1, se detalla de forma específica las características de la ubicación del predio:

Datos de ubicación del proyecto	
Dirección:	Vía Jujan - Simón Bolívar / Km 5,3
Parroquia:	Alfredo Baquerizo Moreno
Provincia:	Guayas
País:	Ecuador
Coordenadas DMS (Grados, minutos y segundos):	Latitud 1°56'9.600" Sur Longitud 79°31'26.400" Oeste
Coordenadas Decimales:	-1.936, -79.524
Hemisferio:	Sur
Altura sobre el nivel del mar:	10 msnm

Tabla 2.1 Datos de ubicación del proyecto

2.2 Evaluación del recurso solar

Para determinar la irradiación directa, difusa y global en el predio donde se encuentra el sistema fotovoltaico se elegirá solo de una fuente, con el objetivo de evitar alteraciones en los datos finales e incertidumbres muy significativas en su ponderación. Se ha escogido Meteonorm 7.1 ya que esta base de datos realiza interpolaciones matemáticas complejas entre datos recopilados por centros de medición cercanos al punto elegido, a diferencia de los datos de NASA-SSE que a pesar de que son globales, estos son recopilados por satélites y tienen un margen de error más grande en locaciones específicas. Es necesario determinar la energía solar disponible, para justificar la propia instalación fotovoltaica y también para poder simular los cálculos de dimensionamiento. Para garantizar un sistema fotovoltaico energéticamente

autosustentable para la Finca en estudio, se debe analizar los datos de radiación solar y seleccionar la estrategia para el posterior dimensionamiento. Se debe entender que los datos a usar deben pertenecer a los valores anuales más desfavorables para los meses en que el consumo proyectado es más alto; de esta forma, se estará planificando para el “peor caso”, y en el futuro se podrá garantizar la confiabilidad del sistema a costa de posibles excedentes de energía en años más favorables.

A continuación, se presenta la Tabla 2.2, con los datos de irradiación en el plano horizontal por cada mes promediado durante los últimos 10 años en el periodo 1991-2010, datos meteorológicos de Meteonorm 7.1 que se encuentran en el ANEXO 2.

Values	GlobH
Month	<i>kWh/m²</i>
January	139
February	140
March	177
April	133
May	144
June	99
July	130
August	120
September	146
October	141
November	114
December	116
Year	1599

Tabla 2.2 Irradiación mensual en el plano horizontal [8]

Introduciendo los datos de nuestra ubicación creada “FINCA BONANZA 1” (Meteonorm 7.1) en la herramienta de cálculo de Factor de transposición

óptimo del software PVSyst 6.3.9, se encontraron los factores de transposición para cada posible combinación de ángulos de inclinación y azimut que se detallan en el ANEXO 3.

Transposition Factors for FINCA BONANZA 1 (Ecuador)		
Tilt	Azimuth	Anual
0°	+/- 0°	1
15°	+/- 0°	0,98
15°	+/- 30°	0,98
15°	+/- 60°	0,98
15°	+/- 90°	0,98
30°	+/- 0°	0,93
30°	+/- 30°	0,93
30°	+/- 60°	0,93
30°	+/- 90°	0,93
45°	+/- 0°	0,82
45°	+/- 30°	0,83

Tabla 2.3 : Factores de transposición para “FINCA BONANZA 1” [9]

Lo que se busca para un dimensionamiento correcto es que la irradiación incidente sobre el panel sea igual a la incidente sobre el plano horizontal de la Tierra, como es lógico esto se consigue con un ángulo de inclinación igual a cero (TF = 1).

Al estar situado en una zona rural los paneles fotovoltaicos están expuestos a factores ambientales que NO hacen factible trabajar con Tilts (ángulos) < 10°, como el polvo, polen, hojas, cenizas y demás partículas que fácilmente se

pueden depositar encima del panel afectando su funcionamiento, y en consecuencia incrementando costos de mantenimiento.

En la Tabla 2.3, se puede observar que a partir de los 30° de inclinación y en adelante, el F.T disminuye de forma considerable; por otro lado para el Tilt = 15° (nuestro ÁNGULO ESCOGIDO) se mantiene un TF= 0,98 que representa una eficiencia del 98% de la irradiación total.

El ángulo de Azimut se muestra indiferente sobre el TF, por consiguiente se colocará el panel con el mismo ángulo del techo de la bodega donde se va a instalar, el ángulo de azimut es de 30° Noroeste según datos de Google Earth [7]

Los valores de irradiación mensual [kWh/m².mes] de la Tabla 2.2, divididos para los días de sus respectivos meses sirven para obtener los valores diarios en [kWh/m².día] y junto a los TF mensuales escogidos (inclinación = 15°; azimut = 30°) del ANEXO 3, sirven para calcular la irradiación global sobre el plano inclinado (Tilted Glob); este valor es equivalente a las Horas de Sol Pico por día (H.S.P) considerando una irradiación constante de 1000 W/m².

En la Tabla 2.4, se detalla lo antes mencionado.

Values Mes	Horiz. Glob kWh/m².día	Transposition Factor Tilt= 15°; Azimuth=30°	Tilted Glob kWh/m².día	H.S.P Horas
Enero	4,48	0,920	4,12	4,12
Febrero	5	0,940	4,70	4,70
Marzo	5,71	0,980	5,60	5,60
Abril	4,43	1,020	4,52	4,52
Mayo	4,65	1,050	4,88	4,88
Junio	3,3	1,040	3,43	3,43
Julio	4,19	1,050	4,40	4,40
Agosto	3,87	1,010	3,91	3,91
Septiembre	4,87	0,990	4,82	4,82
Octubre	4,55	0,950	4,32	4,32
Noviembre	3,8	0,930	3,53	3,53
Diciembre	3,74	0,920	3,44	3,44
Año	4,38	0,980	4,29	4,29

Tabla 2.4 (H.S.P) Horas de Sol Pico por día

2.3 Creación del perfil de carga y consumo energético total

Para definir el consumo energético de la finca y la demanda máxima coincidente diaria, se tuvo que crear un perfil de carga propio que modele con gran fidelidad el comportamiento del consumo eléctrico según sus actividades diarias, potencia instalada y crecimiento de la demanda futura.

Para realizar este trabajo, se recopilaron los datos de potencia de todas las cargas de la finca y se definieron los tiempos de utilización con base en la

información proporcionada por el propietario y el capataz de la finca que vive dentro de ella, además se validó comparando con tiempos de uso promedios establecidos.

Por ser un diseño de una instalación fotovoltaica de auto consumo se debe ser muy cuidadoso para que el perfil de carga estimado sea igual o levemente mayor al real. Para lograr esto se consideraron dos puntos:

- ✓ Que todos los datos fueran recopilados bajo una filosofía de tendencia al caso de mayor consumo por carga puntual.
- ✓ Que se incluya un factor de seguridad del 10%, el cual contemple un crecimiento futuro de la finca.

Este porcentaje dado es más que suficiente para estar seguro que nuestro dimensionamiento va a ser óptimo; ya que se tiene en cuenta dos argumentos.

Actualmente, la finca ya no cuenta con más terreno para expandirse de forma significativa, ya sea en el área social o en el área agrícola.

Aunque se debe tener en cuenta que en el transcurso del tiempo las cargas pueden aumentar tanto en potencia como en número, también se debe contrastar que la eficiencia energética en cargas domésticas e industriales cada vez mejora disminuyendo el consumo por artefacto, lo que hace sopesar este incremento. Por ejemplo, una TV de 40" plasma tiene una potencia de 150-200 W, a diferencia de un TV de 40" LED que es de 50 -100 W aproximadamente.

Actualmente, la finca BONANZA tiene una capacidad instalada de 12,75 [kW], se muestra en detalle en la Tabla 2.5.

Además, en la Tabla 2.6, se puede observar los consumos anuales en [kWh] que demanda la Finca según el perfil de carga creado, en el ANEXO 4 están desglosados por días los consumos según las actividades reales que se realizan dentro de Bonanza a lo largo del año. El consumo energético anual es de 6201,12 [kWh].

Carga Instalada	Potencia (W)	Cantidad (u)	Total (Kw)
Iluminación/casa	25	10	0,25
Bomba de agua/casa	746	1	0,75
Bomba de Pedrollo/piscina patos	1492	1	1,49
Televisor 40" (uso frecuente)	100	1	0,10
Refrigeradora	490	1	0,49
Ordenador (uso frecuente)	150	1	0,15
Congelador (eventos)	600	1	0,60
Licuada	450	1	0,45
Microonda	1350	1	1,35
Lavadora	1100	1	1,10
Procesador de comidas	350	1	0,35
Tv 40"/ eventos	100	1	0,10
Iluminación /salón	25	8	0,20
Iluminación / bodegas	25	6	0,15
Bomba varios / área social	1492	1	1,49
Secadora de arroz	3730	1	3,73
		Total	12,75

Tabla 2.5 Capacidad instalada de Finca Bonanza en KW

Carga	Potencia (W)	Cant (u)	Consumo Semanal (Kwh)	Total Semanas	Consumo Anual (Kwh)	Meses de consumo
Iluminación/casa	25	10	10,50	52,14	547,50	ENE – DIC
Bomba de agua/casa	746	1	15,67	52,14	816,87	ENE – DIC
Bomba de pedrollo/piscina patos	1492	1	5,97	51,99	310,28	ENE – DIC
Televisor 40"	100	1	3,50	52,14	182,50	ENE – DIC
Refrigeradora	490	1	27,44	52,14	1430,80	ENE – DIC
Ordenador	150	1	2,10	52,14	109,50	ENE – DIC
Congelador (eventos)	600	1	5,40	17,33	93,60	DIC – MAR
Licuada	450	1	0,79	52,14	41,06	ENE – DIC
Microonda	1350	1	2,36	52,14	123,19	ENE – DIC
Lavadora	1100	1	4,40	52,00	228,80	ENE – DIC
Procesador de comidas	350	1	0,61	52,14	31,94	ENE – DIC
Tv 40"/ eventos	100	1	1,20	25,00	30,00	ABR – NOV
Iluminación /salón	25	8	3,00	25,67	77,00	ENE – DIC
Iluminación / bodegas	25	6	3,00	52,14	156,43	ENE – DIC
Bomba varios / área social	1492	1	20,89	52,14	1089,16	ENE – DIC
Secadora de arroz	3730	1	74,60	12,50	932,50	ENE – DIC
		Tot.	181,42	Total Anual	6201,122	

Tabla 2.6 Consumo energético total anual de Bonanza en [kWh]

Análogamente, se utilizó la opción “Perfiles de Carga” del software PVSol Premium 2016 y se logró definir el perfil de carga, el valor horario máximo de potencia coincidente y el consumo total anual, corroborando así nuestros cálculos teóricos. En la Figura 2.2, se observa que el Consumo Energético

Total Anual es de 6201,1 [kWh] igual al calculado en la Tabla 2.6. Y el Valor Horario Máximo de Potencia Coincidente es de 4,37 [kW]; este valor es muy importante para el cálculo del inversor que se verá más adelante.

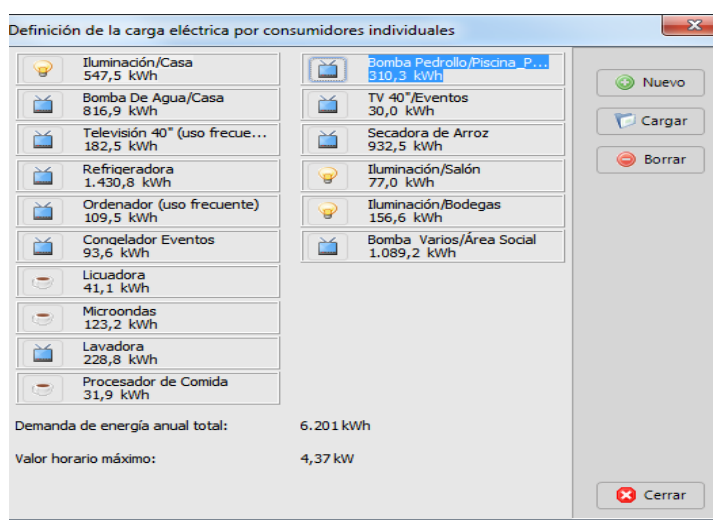


Figura 2.2 Demanda de energía anual y valor horario máximo [10]

Abajo se muestra la Figura 2.3, donde está el histograma del perfil de carga construido por el Software.

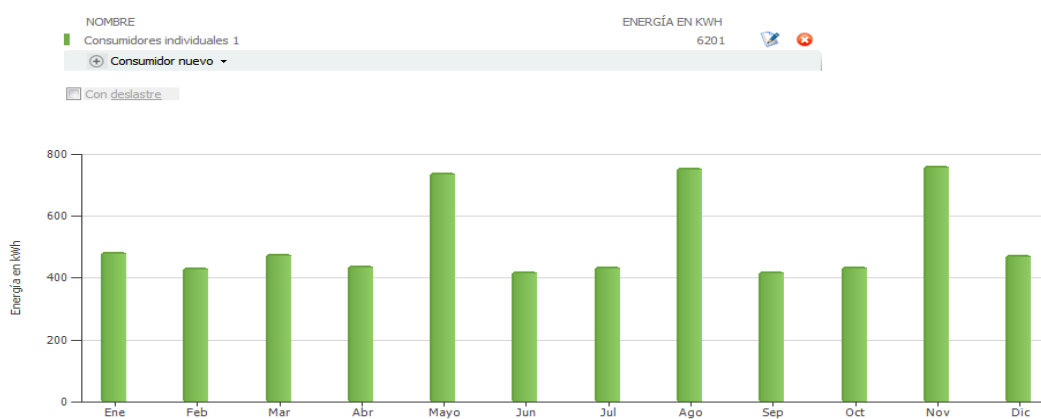


Figura 2.3 Histograma de perfil de carga de Bonanza. [10]

Con base en el histograma de la Figura 2.3, más el factor de seguridad de 10% antes mencionado se construye la Tabla 2.7, que nos arroja la Energía Diaria por mes la cual se usará para el diseño de los componentes que forman la mini-central fotovoltaica.

Mes	Energía Mensual [Kwh]	Energía Mensual [Kwh] + Factor Seguridad (10%)	Energía Diaria para Diseño [Kwh]
Enero	478,30	526,13	16,97
Febrero	427,30	470,03	16,79
Marzo	471,00	518,10	16,71
Abril	431,90	475,09	15,84
Mayo	734,20	807,62	26,05
Junio	414,10	455,51	15,18
Julio	430,40	473,44	15,27
Agosto	749,10	824,01	26,58
Septiembre	414,10	455,51	15,18
Octubre	429,80	472,78	15,25
Noviembre	753,90	829,29	27,64
Diciembre	467,30	514,03	16,58
Anual	6201,40	6821,54	

Tabla 2.7 Energía diaria [kWh] para diseño de la mini central fotovoltaica.

En los SFA, el objetivo primordial se centra en la confiabilidad del sistema, donde la generación fotovoltaica sea capaz de cubrir la demanda diaria.

Esto involucra un equilibrio entre dos opuestos, máxima fiabilidad y mínimo coste. En nuestro caso, se desarrollara el “Método de Amperios-hora”, el cual se explicó con mayor detalle en la Sección **Metodología** (Capítulo 1).

Así se realizará el dimensionamiento para “El Peor Mes” obtenido de la siguiente relación: Carga/Irradiación.

CÁLCULO DE “EL PEOR MES”	
Meses	Relación [m²]
Enero	4,12
Febrero	3,57
Marzo	2,99
Abril	3,50
Mayo	5,34
Junio	4,42
Julio	3,47
Agosto	6,80
Septiembre	3,15
Octubre	3,53
Noviembre	7,82
Diciembre	4,82

Tabla 2.8 Cálculo de “EL PEOR MES”

El cociente más alto entre el consumo diario y las H.S.P fue Noviembre con 7,82 [m²] como se muestra en la Tabla 2.8; a partir de aquí todo el diseño será entorno a este mes ya que si se puede cumplir con el correcto abastecimiento de energía para dicho mes, los otros tendrán exceso de energía.

2.4 Cálculo del Consumo Máximo Diario Corregido

El consumo diario del mes de noviembre en la Tabla 2.7, es nuestro valor base de diseño, pero debido a que existen pérdidas inherentes a lo largo de toda la instalación fotovoltaica como pérdidas debido al rendimiento de la batería, del inversor, del regulador, también originadas por la auto descarga diaria de la batería y otras pérdidas no contempladas (por efecto Joule, caídas de tensión, etc.); es necesario establecer un coeficiente de pérdidas totales K_T .

Mediante la Ecuación 2.1, se obtiene un nuevo Consumo máximo diario Corregido (C_MAX) que contempla las pérdidas antes mencionadas.

$$C_{MAX} = \frac{E_T}{K_T} \times 1000 [Wh] \quad (2.1)$$

En la Tabla 2.9, se muestra el nuevo valor del C_MAX.

Energía "Peor mes" E_T	Coficiente de Pérdidas totales K_T	Consumo Max. Corregido C_MAX
[kWh/día]	[adimens]	[Wh]
27,64	0,784928571	35217,22

Tabla 2.9 Consumo Máximo Diario Corregido

El análisis y cálculo del coeficiente de pérdidas totales se encuentra con mayor detalle en el ANEXO 5.

2.5 Consideraciones iniciales

Una vez obtenido el C_MAX y previo a los cálculos de selección de elementos, se debe definir algunos parámetros iniciales en base a los requerimientos propios de servicio y demanda de la Finca. Abajo se estipulan los puntos sobre estas consideraciones.

- ✓ Según la nubosidad de la zona que es de 7/8 (nuboso) [1] y los rangos aproximados de días de autonomía en función de los días de Ausencia Total de Sol al mes [11], se escogió N_AUT = 5 días máximo de autonomía para el banco de baterías.

- ✓ La tensión nominal del sistema es $V_N = 48$ V DC, con base en el rango de Potencias mayores a 1,5 kW [11]. El voltaje de la batería V_{BAT} es equivalente al V_N .
- ✓ La profundidad máxima de descarga permisible para la batería, DOD en sus siglas en inglés para Depth of Discharge, es del 70%. Este valor indica el porcentaje de capacidad que puede ser descargado de la batería sin incurrir en daños o en disminución de la vida útil.
- ✓ Por último, se convoca desde la Figura 2.2, el valor de la Potencia Coincidente máxima PP_{MAX} que es de 4370 [W].

2.6 Cálculo para el dimensionamiento de los elementos.

2.6.1 Cálculo de baterías

2.6.1.1 Capacidad nominal de la batería

Para realizar el cálculo de baterías existen dos parámetros necesarios que son:

- ✓ Máxima profundidad de descarga DOD
- ✓ Número de días de autonomía N_{AUT}

Primero, se debe encontrar mediante la Ecuación 2.2, el valor de la Capacidad máxima Corregida C_{MAX} en [Ah].

$$Q_{Ah} = \frac{C_{MAX}}{V_{BAT}} [Ah] \quad (2.2)$$

Este valor será $Q_{Ah} = 733,69$ [Ah/día].

Ahora, para el cálculo de la Capacidad Nominal necesaria (CN_BAT) que deben ofrecer las baterías se usara la Ecuación 2.3.

$$CN_{BAT} = \frac{(Q_{Ah} \times N_{AUT})}{DOD} \quad (2.3)$$

Que sustituyendo los valores resulta:

$$CN_{BAT} = \frac{(733,69 \times 5)}{0,7}$$

Resultando una capacidad nominal de la batería:

$$CN_{BAT} = 5240,66 \text{ [Ah]}.$$

Mediante la expresión anterior se ha obtenido la capacidad que deben ofrecer como mínimo las baterías de 1864 Ah, para generar la energía por día ($Q_{Ah} = 733,69 \text{ [Ah/día]}$), permitiendo un 70% de Descarga máxima y disponiendo de una autonomía de 5 días.

También es importante conocer la Descarga Diaria PDMAX_DIARIO, para escoger el tipo de batería y tener una idea de su comportamiento diario. En la Tabla 2.10, se muestran los cálculos.

Prueba de Descarga Diaria sobre batería		
CN_BAT	5240,66	Ah
V_BAT	48,00	V
CN_BAT	251551,55	Wh
C_MAX	35217,22	Wh
Descarga Diaria = C_MAX / CN_BAT		
Descarga Diaria	0,14	p.u
PDMAX_DIARIO	14	%

Tabla 2.10 Descarga diaria máxima de batería

La batería ha sido seleccionada por su calidad basándose en aspectos técnicos y también en el análisis económico de Costo-Cantidad debido a que es un proyecto privado, la inversión inicial es muy importante. (Véase en ANEXO 12)

En concreto, se escogió la batería **Surrete, modelo ROLLS S-550, de ciclo profundo, inundada (húmeda), 428 Ah C20, 6 V.**

Más detalles en el ANEXO 6.

2.6.1.2 Número de baterías

Los cálculos para el número total de baterías a usarse, se definen en una matriz debido a sus características naturales de comportamiento.

La cantidad de baterías en Serie están definidas por el Voltaje del sistema y el Voltaje de cada batería, como se expresa en la Ecuación 2.4.

$$N_{BATSERIE} = \frac{V_N}{V_{BATREAL}} \quad (2.4)$$

Sustituyendo los valores resulta:

$$N_{BATSERIE} = \frac{48}{6} = 8 \text{ baterias}$$

Por otro lado, la cantidad de Ramas en Paralelo (Strings) se definen por la Capacidad total requerida y la Capacidad Unitaria, como se expresa en la Ecuación 2.5.

$$N_{BATPARALELO} = \frac{CN_{BAT}}{CN_{BATREAL}} \quad (2.5)$$

Sustituyendo los valores resulta:

$$N_{BATPARALELO} = \frac{5240,66}{428} = 12,25 \approx 13 \text{ ramales}$$

En conclusión, nuestro banco estará formado por 8 baterías en serie para conseguir los 48 V DC del sistema y 13 ramales en paralelo (Strings).

En total se necesitará **104 baterías Surrete modelo ROLLS S-550**.

2.6.2 Cálculos del campo fotovoltaico

El campo fotovoltaico es uno de los elementos más importantes de un Sistema Fotovoltaico Autónomo (SFA) ya que este es la fuente generadora de energía, por lo tanto, se debe escoger paneles solares

de alta calidad, con gran eficiencia y durabilidad que sean provenientes de fábricas de amplia trayectoria de fabricación.

Existen 2 tipos de paneles que son aptos para SFA según sus celdas, se tiene los mono-cristalinos y los poli-cristalinos. Ambos son excelentes opciones para esta clase de proyectos, la diferencia radica en que la eficiencia de absorción de los mono-cristalinos es un poco mayor que los poli-cristalinos, debido a esto, su costo si es considerablemente mayor.

Introduciendo estos criterios a nuestro estudio, se seleccionó el panel **SUNMODULE SW 230 poly/ Version 2.0 Frame** de la marca SolarWorld.

Las razones fundamentales son las siguientes:

- ✓ SolarWorld es una empresa líder mundial en la construcción de paneles solares.
- ✓ Existen distribuidores de esta marca SOLARWORLD en Ecuador.
- ✓ Se prefirió costos antes que disponibilidad de espacio ya que el techo de la bodega posee suficiente área para la instalación, entonces se escogió paneles tipo poli-cristalinos.

2.6.2.1 Número y conexionado de los módulos solares

Para el cálculo del número de paneles solares N_{MOD} necesarios para satisfacer la demanda eléctrica, se empleará la

Ecuación 2.6, que está en función del emplazamiento y tipo de panel solar que se vaya a instalar:

$$N_{MOD} = \frac{C_{MAX}}{PP_{MOD} \times HSP_{CRIT} \times PR} \quad (2.6)$$

Donde,

C_MAX	35217,22	Wh	Consumo Máximo Diario Corregido
PP_MOD	230	W	Potencia Pico del módulo seleccionado en Condiciones Estándares de medida (CEM)
HSP_CRIT	3,53	HSP	Valor de horas de sol pico para el mes crítico (Noviembre)
PR	0,8055	Adime	“Performance” Ratio de instalación (eficiencia de instalación en condiciones reales. VER ANEXO 10)

Tabla 2.11 Datos necesarios para cálculo del número de módulos solares

Sustituyendo los valores mostrados en la Tabla 2.11, resulta:

$$N_{MOD} = \frac{35217,22}{230 \times 3,53 \times 0,8055}$$

$$N_{MOD} = 53,85 \approx 54 \text{ módulos}$$

Se instalarán **54** módulos fotovoltaicos, del tipo Poli-cristalino SUNMODULE SW 230 Versión 2.0 Marca SolarWorld.

Para configurar la conexión entre módulos:

La cantidad de paneles en Serie están definidos por el Voltaje del sistema (V_N) y el Voltaje en el Punto de Máxima Potencia (V_{MP}) de cada panel (Ver ficha técnica del SW 230 poly V2.0), como se expresa en la Ecuación 2.7.

$$N_{MODSERIE} = \frac{V_N}{V_{MP}} \quad (2.7)$$

Sustituyendo los valores resulta:

$$N_{MODSERIE} = \frac{48}{29,8} = 1,61 \approx 2 \text{ módulos}$$

Por otro lado, la cantidad de Ramas en Paralelo (Strings) se definen por el número total de paneles y número de paneles en serie, como se expresa en la Ecuación 2.8.

$$N_{MODPARALELO} = \frac{N_{MOD}}{N_{MODREAL}} \quad (2.8)$$

Sustituyendo los valores resulta:

$$N_{MODPARALELO} = \frac{54}{2} = 27 \text{ ramales}$$

Por lo tanto, el sistema generador fotovoltaico constará de **27 ramales conectados en paralelo, con 2 módulos SW230 poly V2.0 por ramal. Esp. Técnicas Ver ANEXO 7.**

2.6.3 Cálculo del inversor

Para calcular el inversor adecuado se requiere los datos que se muestran en la Tabla 2.12:

Tensión de Servicio de batería	48 V
Tensión de entrada en continua	48 V
Potencia Máxima Coincidente demandada por cargas (PP_MAX)	4370 W

Tabla 2.12 Datos requeridos para selección del inversor adecuado

Para seleccionar la potencia nominal del inversor, este debe satisfacer la Potencia Máxima Coincidente de 4370 W incrementado en al menos un 35 % como factor de seguridad para considerar los “picos de arranque” de los diferentes motores repartidos en la Finca BONANZA.

Con la ayuda de la Ecuación 2.9, se calcula la Potencia Nominal del inversor:

$$P_{INV} = 1,35 \times PP_{MAX} \quad (2.9)$$

Se resuelve:

$$P_{INV} = 1,35 \times 4370$$

$$P_{INV} = 5899,5 W$$

La Potencia nominal del inversor es de 5899,5 W.

No es suficiente con calcular lo anterior, además es necesario realizar los cálculos de tensión y corriente generada en el Punto de Máxima Potencia de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos.

El cálculo del voltaje de máxima potencia que ofrece el generador fotovoltaico $V_{MPTOTAL}$, se define por la multiplicación del Voltaje de Máxima potencia de cada panel y el número de paneles serie $N_{MODSERIE}$ en cada ramal del generador.

$$V_{MPTOTAL} = V_{MP} \times N_{MODSERIE} \quad (2.10)$$

Sustituyendo los valores resulta:

$$V_{MPTOTAL} = 29,8 \times 2$$

$$V_{MPTOTAL} = 59,6 \text{ V}$$

El cálculo de la Corriente de máxima potencia que suministra el generador fotovoltaico $I_{MPTOTAL}$, se define por la multiplicación de la intensidad de máxima corriente en el punto de máxima potencia y el número de ramales en paralelo (strings).

$$I_{MPTOTAL} = I_{MP} \times N_{MODPARALELO} \quad (2.11)$$

Sustituyendo los valores resulta:

$$I_{MPTOTAL} = 7,72 \times 27$$

$$I_{MPTOTAL} = 208,44 \text{ A}$$

Por lo tanto, el inversor seleccionado que cumple con las características calculadas es el ***Xantrex XW6048-120/240-60 Hybrid Inverter/Charger 6000W***, salida de onda senoidal pura.

Véase las especificaciones técnicas en el ANEXO 8.

2.6.4 Cálculo del regulador

Para la selección es necesario calcular las máximas corrientes que debe soportar el regulador, tanto en la entrada como en la salida.

2.6.4.1 Cálculo corriente de entrada máxima al regulador I_{INREG}

Se resolverá con los datos de la Tabla 2.13, basándose en la Ecuación 2.12

$$I_{INREG} = 1,1 \times I_{SC} \times N_{MODPARALELO} \quad (2.12)$$

Donde,

I_{SC}	8,25	A	Intensidad de cortocircuito del módulo (CEM)
N_{PARAL}	27	Strings	Número de Strings
F.S	1,1	Adimens	Factor de seguridad (10%) para evitar daños al regulador

Tabla 2.13 Datos requeridos para el cálculo de I_{INREG}

Sustituyendo los valores resulta:

$$I_{INREG} = 1,1 \times 8,25 \times 27$$

$$I_{INREG} = 245,025 \text{ A}$$

2.6.4.2 Cálculo corriente de salida máxima del regulador I_OUTREG

Se resolverá basándose en la Ecuación 2.13, y utilizando los datos de la Tabla 2.14.

$$I_{OUTREG} = \frac{\left(1,1 \times \left(\frac{PP_{MAX}}{n_{INV}}\right)\right)}{V_{BAT}} \quad (2.13)$$

Donde,

PP_MAX	4370	W	Potencia Pico Coincidente (PVSOL)
n_INV	0,954	P.U	Eficiencia del Inversor seleccionado
F.S	1,1	ADIMEN	Factor de seguridad del 10 % para evitar daños ocasionales al regulador
V_BAT	48	V	Voltaje de Batería

Tabla 2.14 Datos requeridos para el cálculo de I_OUTREG

Sustituyendo los valores resulta:

$$I_{OUTREG} = \frac{\left(1,1 \times \left(\frac{4370}{0,954}\right)\right)}{48}$$

$$I_{OUTREG} = 104,97 \text{ A}$$

El **Controlador de carga solar seleccionado es el XW MPPT 80 600 de la marca Schneider Electric Xantrex**, que ofrece seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT) y tiene una intensidad de carga **I_MAXENTREGA = 80 A**. Ver más detalles

sobre las características en las Especificaciones Técnicas en el ANEXO 9.

2.6.4.3 Cálculo del número de reguladores necesarios a instalar

Para el cálculo del número de reguladores necesarios se relaciona la corriente de entrada al regulador con la corriente máxima que entrega el regulador seleccionado.

$$N_{REG} = \frac{(I_{INREG})}{I_{MAXENTREGA}} \quad (2.14)$$

$$I_{INREG} = \frac{(245,025)}{80}$$

$$I_{INREG} = 3,062$$

$$I_{INREG} = 3 \text{ reguladores}$$

Por lo tanto, se escogerán **3 reguladores XW MPPT 80 600**; es decir que un regulador trabajará con 9 ramales del campo fotovoltaico.

2.6.5 Cableado y protecciones

Para el dimensionamiento de los conductores del sistema fotovoltaico y de sus protecciones se divide en dos partes la instalación, la parte en corriente continua y la parte de corriente alterna.

Cada uno de los tramos que pertenecen a la instalación será de una sección de conductor diferente debido a las distintas intensidades que circulará por los distintos tramos que se interconectan.

2.6.5.1 Instalación en corriente continua (DC)

Todos los segmentos de corriente directa constarán de dos conductores activos, el positivo y negativo en cable de cobre con aislamiento de 600 V/1000 Volt con cubierta de PVC.

Para el dimensionamiento de la sección del conductor por donde circula corriente continua se usa:

$$S = \frac{2 * L * I}{\Delta V * C} \quad (2.15)$$

Donde,

S: Sección del cable conductor, en mm²

L: Longitud del cable conductor en el tramo, en mts.

I: Intensidad de la corriente máxima que circula por el conductor, en Amp.

ΔV : Caída de tensión máxima permitida en los conductores, según PLIEGO DE CONDICIONES TECNICAS DEL IDEA, como máximo del 1,5% en conductores de DC. [12]

C: Conductividad del material que forma el conductor, en este caso cobre. En la Tabla 2.15, se muestra la conductividad del cobre.

Temperatura T (°C)							
20	30	40	50	60	70	80	90
58	55,806793	53,77341	51,883	50,121	48,475	46,933	45,487

Tabla 2.15 Valores de conductividad del cobre (m/ohm*mm²).

Cada tramo de corriente continua se compone de dos conductores, un positivo y un negativo que serán de igual sección.

Tramo: Conexión al Regulador

Dicho tramo de cableado comprende la conexión desde la salida de grupo de 18 paneles fotovoltaico conectados en serie de 2 y en paralelos de 9, hasta su conexión en el regulador.

Los parámetros a considerar para este tramo son:

- ✓ **L**= 5 mts, distancia desde el generador hasta el regulador.
- ✓ **I**= 9*8,25= 74,25 Amp, corresponde a la intensidad máxima que puede circular por el tramo y que coincide con la intensidad de cortocircuito (Isc) del módulo seleccionado SW 230 POLY, cuyo valor de Isc es de 8,25 Amp.

- ✓ $\Delta V = 0,89$ volt, corresponde a la caída de tensión máxima permitida en los conductores, según el IDEA deberá ser del 1,5% en los conductores de corriente continua, como se ha considera para el diseño dos paneles en serie dando un voltaje en lo terminales de 59,6 Volt, ya que el modulo SW 230 POLY tiene como parámetro de $V_{MPP} = 29,8$ V.
- ✓ **C:** 48,475 m/Ω*mm², que es la conductividad del cobre a 70°C. [12]

Sustituyendo dichos valores en la Ecuación 2.15, tenemos:

$$S = \frac{2 * 5 * 74,25}{0,89 * 48,475}$$

$$S = 17,21 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada superior a la calculada es **de 21,15 mm²**, según lo indica la Tabla de Intensidades. (Ver **ANEXO 11**)

La corriente máxima admisible del conductor de cobre de 21,15 mm² del tipo 0,6/1 KV y aislamiento de PVC, es de 140 Amp, se le aplica un coeficiente de reducción de 0,91 según el NATSIM, considerando una temperatura del cable en servicio de 38°C. Por lo tanto la máxima corriente admisible del cable será de 127,4 Amp.

Por el tramo que conecta los 18 módulos con el regulador circulará una corriente de máximo punto de potencia de 69,48

Amp (9 strings x 7,72), siendo inferior a la corriente admisible del conductor ($I_{adm}=127,4$ Amp).

Por lo tanto, la sección elegida para el conductor en este tramo de **21,15 mm² es válida**.

Tramo: Conexión a Baterías

La máxima intensidad de corriente que circula hacia las baterías es igual a la suma de las intensidades de cortocircuito (I_{sc}) de los 27 ramales en paralelos de los paneles de fotovoltaico que constituyen el generador fotovoltaico.

Por lo tanto, $I=27$ strings; **$I_{sc} = 8,25*27 = 222,75$ Amp**.

Además, reutilizando la Ecuación 2.15, para esta nueva intensidad de corriente y un $L = 5$ mts se tiene:

$$S = \frac{2 * 5 * 222,75}{0,89 * 48,475}$$

$$S = 51,63 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada escogida es $S= 53,49$ mm² con una $I_{adm} = 236,6$ Amp según la Tabla de Intensidades del **ANEXO 11**.

Por el tramo que conecta el regulador con las baterías, circulará una corriente de 222,75 Amp, siendo inferior a la corriente admisible del conductor ($I_{adm}=236,6$ Amp).

Por lo tanto, la sección elegida para el conductor en este **tramo de 53,49 mm² es válida.**

Tramo: Conexión a inversor

Para realizar el cálculo de la máxima intensidad de corriente que circula por la entrada al inversor depende de la potencia máxima alterna del inversor (PP_MAX) que puede entregar a las cargas y de su eficiencia.

$$I_{CA} = \frac{PP_{MAX}}{V * \text{COS}\phi} \quad (2.16)$$

Dónde,

- ✓ **I_CA:** intensidad de corriente alterna de salida del inversor.
- ✓ **PP_MAX:** potencia máxima en alterna que puede entregar e inversor seleccionado, en nuestro caso es de 6000 W.
- ✓ **V:** voltaje de la línea de la red interior de la finca, coincide con la tensión nominal del inversor.
- ✓ **COSΦ:** factor de potencia, según el pliego del IDEA, dicho factor de potencia para instalaciones fotovoltaica deberá ser igual a la unidad. [12]

Se tiene:

$$I_{CA} = \frac{6000}{120 * 1}$$

$$I_{CA} = 50 \text{ [Amp]}$$

Por lo tanto la corriente continua que circula por el tramo que alimenta al inversor se calcula de la siguiente manera:

$$I_{CC} = \frac{I_{CA}}{\eta_{inv}} \quad (2,17)$$

Resultando:

$$I_{CC} = \frac{50}{0,954}$$

$$I_{CC} = 52,41 \text{ [Amp]}$$

Como se podrá comprobar que la corriente que circula por el tramo es de 52,41 Amp y la máxima corriente admisible que puede circular por el conductor es de 72,8 Amp con una **sección de 8,37 mm²** (ver **ANEXO 11**) con lo que se puede usar el conductor seleccionado de manera segura.

Los valores de intensidad de los distintos conductores han sido multiplicados por el coeficiente según el NATSIM para las distintas temperaturas del conductor, el cual nos permite tener la corriente máxima admisible que puede circular por los distintos grados en condiciones normales de operación. [13] (Ver **ANEXO 11** Tabla A.2 “Factor de corrección para diferentes temperaturas”).

En resumen los conductores para los distintos tramos se muestran en la Tabla 2.16.

Tramo	Longitud del tramo (M)	Intensidad de corriente del tramo (A)	Sección de cable mínima calculada (mm ²)	Sección de cable seleccionada (mm ²)	Calibre Awg o MCM	Capac. de corriente AMP	Factor De Corrección a 38°C; 0,91
Conexión con regulado	5	74,25	15,23	21,15	4	140	127,4
Conexión con baterías	5	222,75	45,69	53,49	1/0	260	236,6
Conexión con inversor	3	52,41	7,26	8,37	8	80	72,8

Tabla 2.16 Intensidades de corrientes en los distintos tramos en DC.

Cableado de protección

Para la seguridad y protección de la instalación se deberá instalar un conductor adicional de los conductores activos (positivo y negativo), el cual será el conductor de protección que permitirá la conexión de las partes metálicas del todo el sistema en conjunto con el sistema de puesta a tierra, que tiene como finalidad evitar las diferencias de potencial los cuales son peligrosos para los equipos, ya que podrían causar daño al sistema.

El cableado de protección permitirá descargar a tierra las corrientes de defectos eléctricos o por las descargas atmosféricas que podrían incurrir dentro del sistema.

El conductor de protección será del mismo material que los conductores activos e irán por las mismas canaletas, las secciones de los conductores de protección se detalla en la Tabla 2.17.

Tramo	Sección de cable activo (mm^2)	Sección del cable de protección, (mm^2)
Conexión con regulador	21,15	16
Conexión con baterías	53,49	26,745
Conexión con inversor	8,37	8,37

Tabla 2.17 Secciones de conductores activos y de protección por tramos. [14]

Tubos o conductos protectores

Para la selección de los diámetros de los tubos protectores empleamos la Tabla A.4. (Ver **ANEXO 11**), la cual proporciona los diámetros exteriores en relación del número y sección de los conductores alojados.

En la Tabla 2.18, se describen las características de los diámetros del tubo según nuestros valores escogidos.

Tramo	Sección de cable activo, (mm^2)	Sección del cable de protección, (mm^2)	Diámetro de tubo protector, (mm)
Conexión con Regulador	21,15	16	40
Conexión con Baterías	53,49	26,745	50
Conexión con Inversor	8,37	8,37	32

Tabla 2.18 Secciones de cables y diámetros de los tubos protectores en tramos DC.

2.6.5.2 Instalación en corrientes alternas (AC)

Partiendo de la salida del inversor y del circuito que alimenta las instalaciones internas de la finca, que son del tipo monofásico se compone de una fase y del respectivo neutro del sistema de alimentación en AC, los conductores serán de cobre con aislamiento de PVC, conductores tipo THHN.

El cálculo de la sección de los conductores en AC emplea la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 * PP_{MAX} * L}{\Delta V * C * V} \quad (2.18)$$

Donde,

S: sección del conductor, en mm^2 .

PP_MAX: potencia máxima que ha de transportar el conductor, en W.

L: longitud del conductor en ese tramo, en m.

ΔV : caída de tensión máxima permitida en los conductores, según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, deberá ser en los conductores de alterna como máximo del 2% [12].

C: conductividad del material que forma el conductor, en este caso cobre, cuya conductividad a 20°C es de 58 m/Ω·mm².

V: tensión de línea de la red interior de la finca, en Voltios (V).

Para el caso de este estudio, sólo se va a calcular el tramo de instalación en alterna desde la salida del inversor hasta su conexión con tablero general de distribución, donde están instalados las distintas protecciones magneto-térmica, diferencial e interruptor de corte de la instalación interior de la finca.

Los parámetros a considerarse son los que se muestran en la Tabla 2.19.

PP_MAX (W)	6000
L (mts)	10
V (Voltios)	120
ΔV (Volt)	2,4
Conductividad a 70°C (m/Ω·mm²)	48,475

Tabla 2.19 Parámetros para el cálculo de conductores en AC

Reemplazando dichos valores, se obtiene:

$$S = \frac{2 * 6000 * 10}{2,4 * 48,475 * 120}$$

$$S = 8,6 \text{ [mm}^2\text{]}$$

De acuerdo a la tabla A.1 del **ANEXO 11**, se escogió un conductor de sección de 13,3 mm² que corresponde a un **CONDUCTOR DE COBRE CALIBRE #6** con una capacidad de corriente de **105 Amp**, y una intensidad admisible de **95,55 Amp**.

Finalmente, se utiliza la Ecuación 2.16, para encontrar la máxima corriente que circula desde el inversor hasta el tablero general de distribución.

$$I_{CA} = \frac{PP_{MAX}}{V * \text{COS}\phi} = \frac{6000}{120 * 1} \quad (2.16)$$

$$I = 50 \text{ Amp.}$$

La máxima corriente que circula en este tramo es de **50 [Amp]**.

Finalmente se puede comprobar que el conductor seleccionado para dicho tramo es válido ya que podrá soportar la intensidad que circulará en condiciones máximas de operación.

En la Tabla 2.20 se muestran las secciones de conductores con el diámetro de los protectores en el tramo AC.

Tramo	Longitud del tramo, (m.)	Sección de cable activo, (mm ²)	Cable de protección, (mm ²)	Diámetro de tubo protector, (mm ²)
Inversor – TGD	10,0	8,6	8,6	25

Tabla 2.20 Secciones de conductores y diámetros de los protectores en el tramo AC.

2.6.5.3 Selección de los elementos de protección

Para la protección contra sobre-corrientes debido a sobrecargas o cortocircuitos se emplearán fusibles, en nuestro caso objeto de estudio emplearemos fusibles de cuchillas **de tipo Gpv 1000 V DC**, los cuales son de uso exclusivo en instalaciones fotovoltaicas, los que proporcionan una correcta protección ante sobrecargas y cortocircuitos, según dicta la norma IEC 60269-6, considerando una corriente mínima de fusión de 1,35 veces mayor a la intensidad normal de operación. [15].

El fusible debe ser capaz de interrumpir el paso de todas las corrientes que superen la intensidad nominal.

En general, los dispositivos que se empleen para la protección de la instalación contra sobrecargas, deberán cumplir las siguientes dos condiciones:

$$I_b \leq I_n \leq 0,91 \cdot I_{adm} \quad (2.19)$$

Siendo,

- ✓ **I_b** es la intensidad de diseño del circuito, según la previsión de cargas.
- ✓ **I_n** es la intensidad nominal del interruptor (el calibre asignado).
- ✓ **I_{adm}** es la máxima intensidad admisible del cable conductor.

A continuación se adjunta la Tabla 2.21, con la protección asignada en los tramos de corriente continua DC:

Tramo	I_b	I_n (Fusible)	$0,9 \cdot I_{adm}$
Conexión con Regulador	74,25 A	100 A	114,66
Conexión con Baterías	222,75 A	250 A	212,94
Conexión con Inversor	52,41 A	80 A	65,52

Tabla 2.21 Intensidades de las líneas y del fusible. (Ver ANEXO 11, Tabla A.5.)

Por último, en la Tabla 2.22, se muestran las características de los cartuchos de fusible **NH Gpv 1000vdc**.

Tramo	Intensidad nominal, I_n	Tensión nominal, V_n	Poder de corte
Conexión con Regulador	100 A	1000 V	30 kA
Conexión con Baterías	250 A	1000 V	30 kA
Conexión con Inversor	80 A	1000 V	30 kA

Tabla 2.22 Características técnicas de los fusibles en los tramos DC. (Ver

CAPÍTULO 3

3 SIMULACIÓN UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST 6.4.0

3.1 Introducción al software PVSyst 6.4.0

PVSyst 6.4.0 es un poderoso software para proyectos relacionados con todo tipo de sistemas fotovoltaicos. Está diseñado para ser utilizado por investigadores, ingenieros y arquitectos, por otro lado, es una herramienta educativa preferida a nivel mundial.

El programa incluye un menú contextual muy detallado “HELP” que explica los procedimientos y procesos que son aplicados, y además ofrece una interfaz amigable y sencilla para desarrollar cualquier proyecto sin ningún problema.

PVSyst es capaz de importar datos meteorológicos desde casi cualquier tipo de fuentes, así como también puede usar información recopilada por el usuario.

A nivel profesional, el software cuenta con la ventaja de presentar los resultados en forma de un reporte completo, junto con gráficos específicos, tablas detalladas y los datos elaborados pueden ser exportados para usar en otros softwares similares. [16]

Características

- ✓ Herramienta de diseño preliminar.

- Rápida estimación de producción para un estudio temprano de la instalación.
- ✓ Herramienta de diseño de proyecto.
 - Estudio detallado, dimensionamiento y simulación horaria específica, los resultados se presentan en un reporte completo listo para ser impreso.
- ✓ Base de datos.
 - Manejo de componentes y de datos meteorológicos.
- ✓ Herramienta de simulación.
 - Es ampliamente utilizado con objetivos profesionales y educacionales para realizar comparaciones entre la simulación y los resultados medidos.

3.2 Consideraciones iniciales de la simulación

En este capítulo se realizará el diseño del sistema fotovoltaico para la finca BONANZA utilizando la herramienta digital de PV Syst Versión 6.4.0 con el fin de realizar una analogía entre estos resultados y los obtenidos en el CAPITULO 2.

La simulación de sistemas a instalarse es una gran ayuda ya que permite conocer la precisión del estudio del diseñador y evita pérdidas de dinero o fallos de equipos al realizarse el proyecto.

Para este caso concreto, se usará la herramienta PV Syst para contrastar el dimensionado de los elementos involucrados en la instalación con los sugeridos por el software bajo sus criterios de diseño.

Además, se podrá simular el sistema con los elementos a instalarse con sus respectivas características; de esta forma, se obtendrá los resultados necesarios para concluir que el diseño ha sido adecuado al cumplir con el objetivo primordial de los sistemas fotovoltaicos autónomos, que es el abastecimiento energético de toda la carga de forma ininterrumpida y sin pérdidas de carga.

Antes de realizar la simulación se deben puntualizar algunas consideraciones iniciales que se van a establecer a causa de algunos puntos divergentes entre nuestro procedimiento y el algoritmo interno que utiliza el programa; además también se deben a ciertas limitaciones propias del software.

Ahora se detalla abajo lo siguiente:

- ✓ PV Syst en su última versión 6.4.0 ha tenido grandes mejoras en “Definición de necesidades de usuario”, pero aún no permite poder ingresar el perfil de carga de Bonanza de forma fiel ya que al ser un perfil recopilado con datos reales, lleva su complejidad debido a que existen procesos en la finca que se llevan a horas y días puntuales, también, al ser agrícola existen otros procesos que se manejan en ciertos meses de sembrío y cosecha de sus productos.

La opción [Household Consumers] es un formato que permite introducir de forma exacta los consumos, pero conlleva dos limitaciones, los consumos deben ser durante todo el año y se limita en la Versión Prueba a unos 7 ítems

establecidos. Por esta razón, se optó por usar un perfil de carga diario con normalizaciones mensuales, que es la más acertada para nuestro perfil.

- ✓ Otra consideración es que al momento del diseño el software toma como dato de consumo diario el valor promedio, mientras el diseño del CAPITULO 2 se lo realizó usando los kWh diarios de la relación del peor mes para asegurar el suministro total y continuo de la carga.
- ✓ El software tiene como criterio que el DOD (Deep of Discharge) sea igual a 80%, y en nuestro diseño se tomó solo del 70% para asegurar un tiempo de vida mayor según la planificación a 24 años. Esto afecta sobre todo a resultados relacionados con la capacidad de la batería.
- ✓ Las tarjetas de los diferentes elementos según las marcas y características son limitadas, en el caso de no existir se editarán las tarjetas similares según los requerimientos, pero se debe puntualizar, que al ser extensos todos los valores pedidos, solo se editaron las características más importantes y esto podría llegar a influir de alguna forma.

Para finalizar, debe quedar claro que la simulación es un mecanismo de contraste aproximado, los valores nunca serán reproducidos de forma exacta a los del diseño ya que a parte de las consideraciones iniciales, también el software maneja su propio procedimiento de diseño y sus propios criterios implantados por los creadores del software.

El análisis de los resultados está estrechamente relacionado al criterio del diseñador, quien es el que debe decidir en qué porcentaje de exactitud coinciden los diseños paralelos y en base a eso verificar que el sistema va a funcionar correctamente según la simulación.

La simulación es una ayuda invaluable que permite observar el comportamiento futuro de la instalación, pero no es una comprobación rígida de la exactitud del diseño.

3.3 Procedimiento del diseño de sistemas aislados en PVSyst 6.4.0

El procedimiento completo se encuentra en el ANEXO 13. En este apartado solo se detallará de forma general el proceso de diseño y simulación.

Todo lo que se encuentre dentro de corchetes [] son nombre de iconos del software.

1. Se ingresa a PVSyst 6.4.0 y se elige [BASE DE DATOS], luego [LUGARES GEOGRÁFICOS] y se procede a elegir [NUEVO] para fijar el lugar objeto de estudio, ya sea escogiendo directamente del mapa o ingresando las coordenadas geográficas.
2. Una vez importado el lugar, se ingresa en [DISEÑO DEL PROYECTO] en la página principal y se escoge [AISLADO].

3. Se abrirá una ventana auxiliar donde se deberá colocar el nombre del proyecto y en [LUGAR Y METEO] se escogerá el sitio guardado que se definió en el apartado 1.
4. Ahora, se irán moldeando las características del diseño según los requerimientos propios; esto se hará paso a paso en la sección abajo [INPUT PARAMETERS/MANDATORY].

No se usará [INPUT PARAMETERS/OPTIONAL] ya que la posición de nuestro campo fotovoltaico, al instalarse en techo y ser el punto más alto de la locación incluyendo árboles, no amerita un estudio detallado del perfil de sombras y obstáculos.

5. Todos los datos que se introducirán provienen del CAPITULO 2, en [ORIENTACIÓN] se colocará inclinación de 15° y azimut de -30° .
6. En [NECESIDADES USUARIO] se ingresarán datos de la Tabla 2.7: Energía Diaria [kWh] para Diseño de la Mini central Fotovoltaica.
7. En [SISTEMA] se ingresarán todos los datos de diseño, capacidad de la batería, número de elementos de baterías y de módulos solares; se editarán las tarjetas pre-establecidas para personalizarlas.
8. En [PÉRDIDAS DETALLADAS], se dejará por "Default", ya que el sistema considera pérdidas estándares, como por ejemplo 1,5% en cables por calor, que es lo que dicta el INEN también.

9. A medida que se avanza cada punto anterior debe quedar en verde, lo que significa que no existe ninguna inconsistencia. Y se da clic en [SIMULACIÓN].
10. Se abre una ventana emergente que muestra las características escogidas en forma de resumen, se verifica si esta correcto y se da clic en [SIMULACIÓN], se va a generar la simulación y por último, exportamos el reporte detallado.

3.4 Informe detallado de resultados del PVSyst 6.4.0

A continuación, se observa parcialmente el informe final que se encuentra en **ANEXO 14**. En esta sección se han colocado solo los resultados más destacados que son necesarios para poder concluir con base en la simulación.

En la Figura 3.1, se muestra la “Tabla de balances y resultados principales”

Nueva variante de simulación
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail kWh	EUnused kWh	E Miss kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac
Enero	135.0	120.1	1223	509.7	0.000	526.0	526.0	1.000
Febrero	137.4	125.6	1268	741.5	0.000	470.1	470.1	1.000
Marzo	165.6	156.4	1568	981.4	0.000	517.9	517.9	1.000
Abril	143.6	142.8	1425	892.4	0.000	475.1	475.1	1.000
Mayo	142.9	145.2	1457	577.3	0.000	807.5	807.5	1.000
Junio	127.7	132.4	1353	833.4	0.000	455.3	455.3	1.000
Julio	114.3	115.6	1192	668.2	0.000	473.3	473.3	1.000
Agosto	111.9	111.0	1123	236.8	0.000	823.9	823.9	1.000
Septiembre	141.4	136.0	1391	864.8	0.000	455.3	455.3	1.000
Octubre	136.1	124.1	1270	739.7	0.000	472.7	472.7	1.000
Noviembre	120.7	107.7	1081	188.9	0.000	829.1	829.1	1.000
Diciembre	136.4	119.3	1215	632.7	0.000	513.9	513.9	1.000
Año	1612.9	1536.2	15567	7866.9	0.000	6820.2	6820.2	1.000

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal E Miss Energía faltante
 GlobEff Global efectivo, con. para IAI y sombreados E User Energía suministrada al usuario
 E Avail Energía Solar Disponible E Load Necesidad de energía del usuario (Carga)
 EUnused Pérdida de energía no utilizada (batería plena) SolFrac Fracción solar (EUsada/ECargo)

Figura 3.1 Tabla de balances y resultados principales

A continuación en las Figuras 3.2, 3.3 y 3.4 se muestra el gráfico de producción por kWp instalado, el gráfico de factor de rendimiento y fracción solar del sistema, el gráfico de energía suministrada y necesidad de usuario.

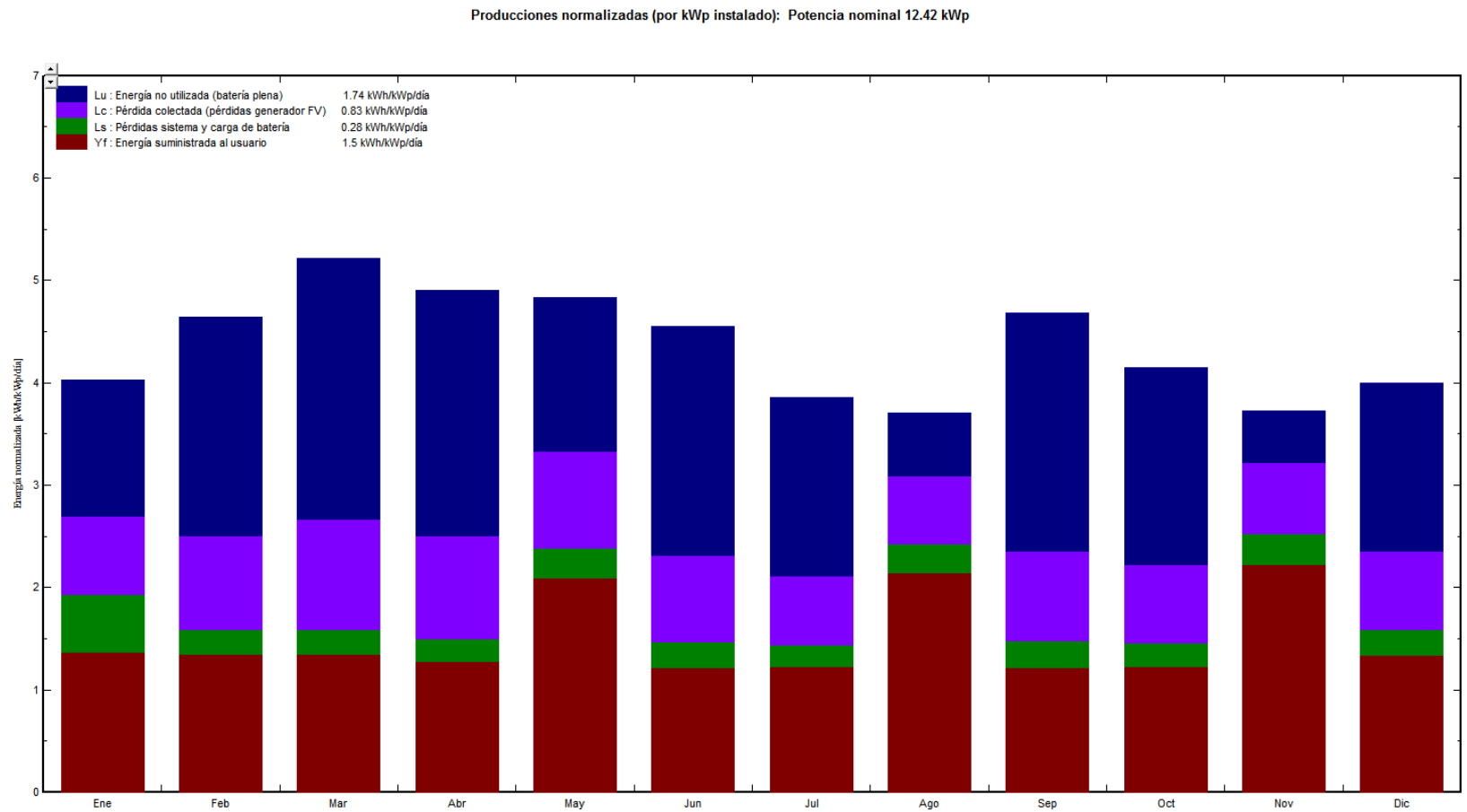


Figura 3.2 Gráfico de resultados principales 1

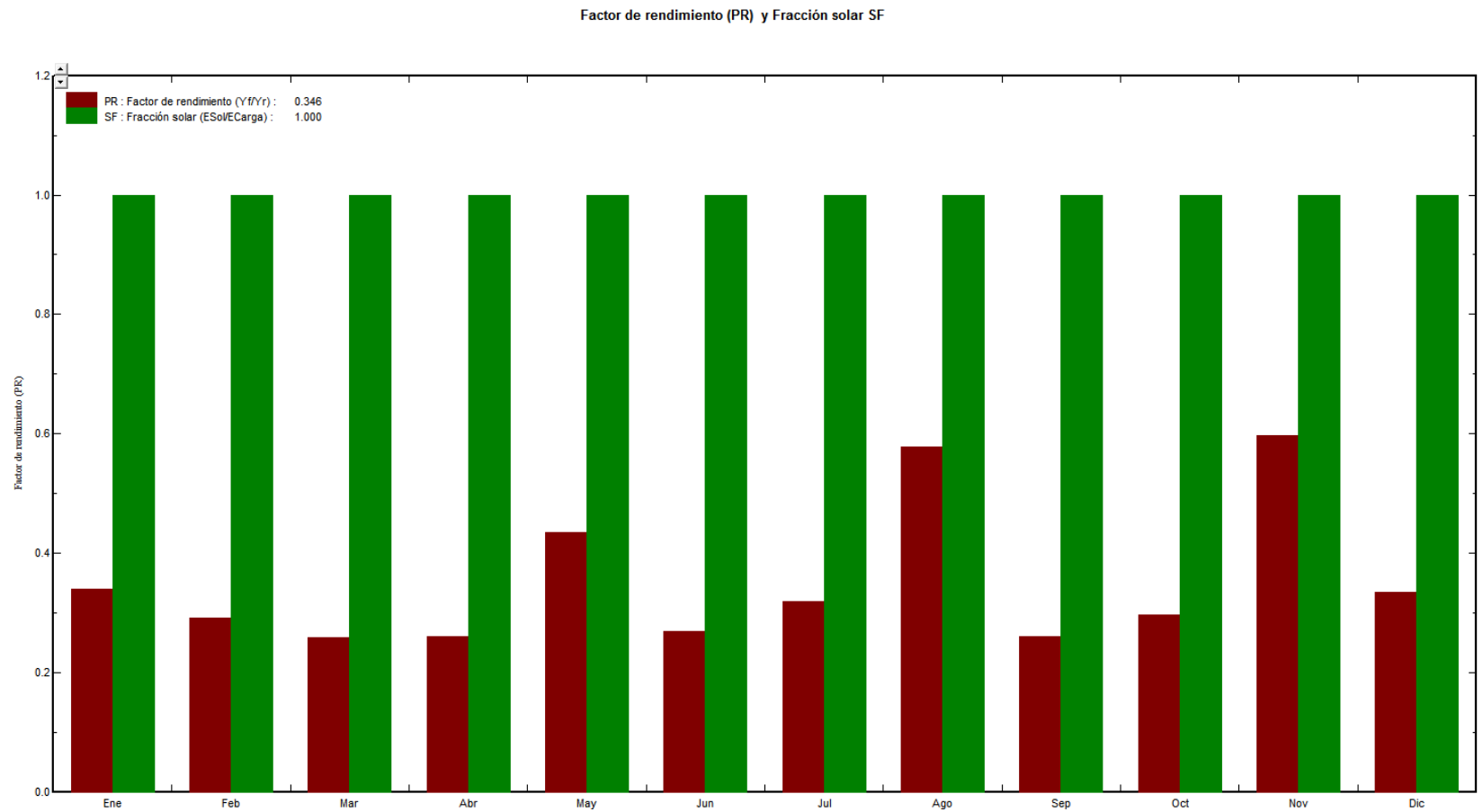


Figura 3.3 Gráfico de resultados principales 2

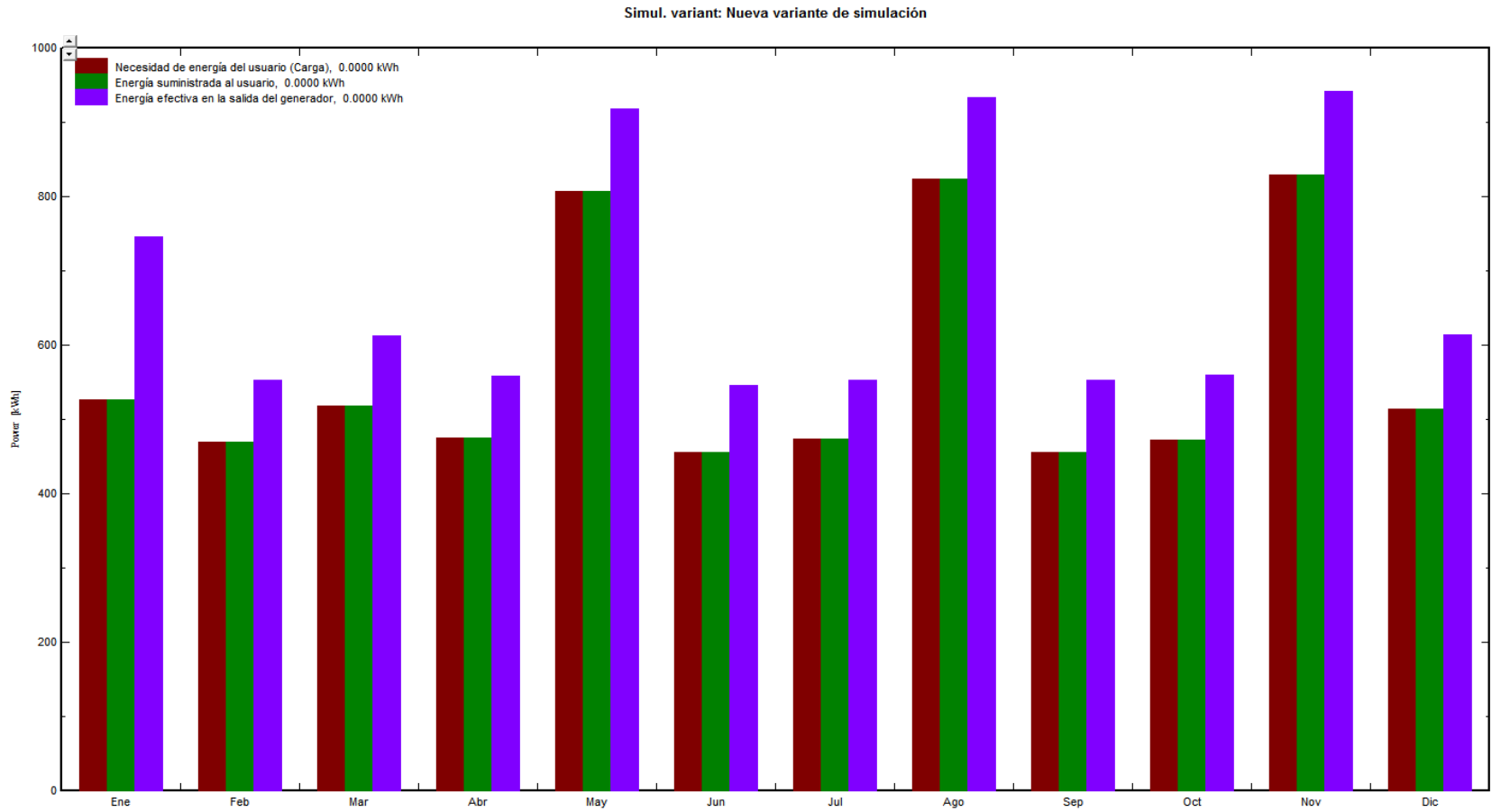


Figura 3.4 Gráfico de resultados principales

En la Figura 3.5 se muestra el diagrama de flujo de energía y pérdidas anuales.

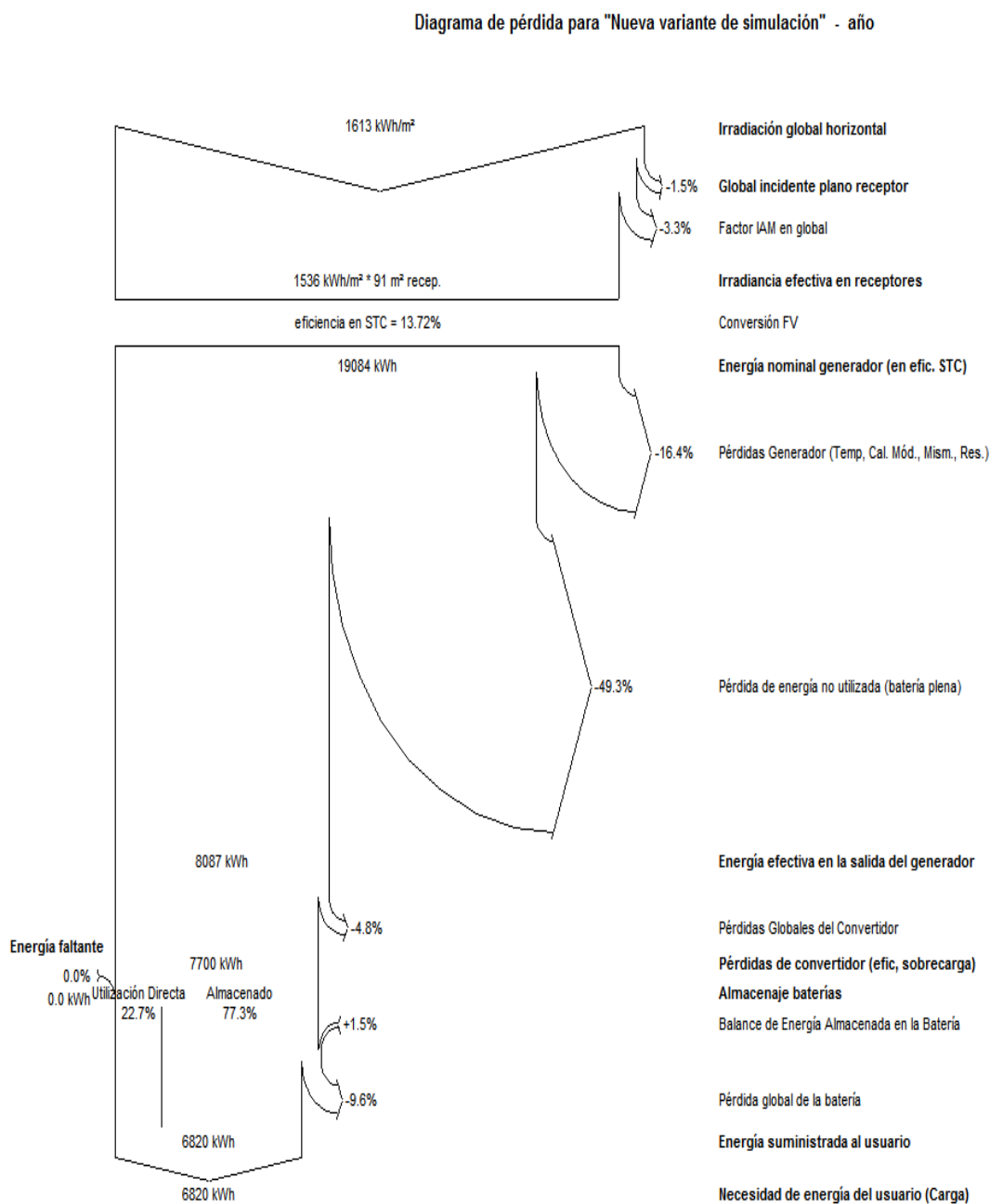


Figura 3.5 Diagrama de flujo de pérdidas anuales

3.5 Resultados

3.5.1 Análisis comparativo

Partiendo de que se introdujeron todos los valores calculados en el CAPITULO 2 y teniendo en cuenta las consideraciones iniciales que se expusieron en este capítulo, se simuló este sistema fotovoltaico para analizar su comportamiento y verificar si cumple con las premisas adquiridas.

El foco principal del análisis se basa en tener una alta confiabilidad en el sistema propuesto, esto se traduce en la no existencia de pérdidas de carga durante el periodo de simulación. Por otro lado, existen otros puntos que se deben tomar en cuenta y que intervienen en la eficiencia total del sistema lo que incurre en costos monetarios como la cantidad de energía excedente, su relación con la energía proveniente del campo fotovoltaico por sobredimensionamiento, el comportamiento de las baterías que afecta a la vida útil y al tiempo de reposición de baterías nuevas, etc.

En la Figura 3.4, se observa claramente que para cada mes durante todo el año, la energía suministrada es igual a la necesidad del usuario, es por esto que la variable de Energía faltante no aparece ya que es igual a cero; con esto se concluye que el diseño es adecuado en función del abastecimiento energético permanente que necesita una instalación de tipo aislado.

Algo que destacar en esta misma figura es la energía efectiva en la salida del generador que sobrepasa los valores de necesidad de carga; al referirse a la Tabla de balances y resultados principales de la Figura 3.1, el valor de esta energía en exceso (no utilizada) es de 7823.4 [kWh].

Con base en el principio del diseño de sistemas fotovoltaicos aislados, donde en la búsqueda de encontrar esta alta confiabilidad del sistema se pierde el correcto aprovechamiento de recursos al sobredimensionar los paneles y baterías, se debe buscar un equilibrio en beneficio del costo y la producción; y este exceso de energía de 7823.4 [kWh] obedece a lo antes expuesto ya que el SFA debe seguir al perfil de carga de BONANZA que como ya se conoce no es constante, tiene sus picos en los meses de Mayo, Agosto y Noviembre siendo este último el más alto, y el resto de meses llevan una demanda de aproximadamente la mitad de estos picos.

Este fenómeno que se expresa en un sobredimensionamiento es natural en este tipo de centrales aisladas.

En la Figura 3.2, se tienen los valores de producción normalizados por kWp instalado por cada mes; esta gráfica solo ratifica lo antes expuesto, pero para poder realizar un análisis profundo se debe fijar en el mes de Noviembre (relación del peor mes), entonces si se observan las proporciones se podrá entender que tres cuartos de la energía producida se va en uso por el usuario con sus pérdidas inherentes, el resto es un pequeño

margen de energía no utilizada asegurando algún imprevisto de incremento de carga aleatorio o alternancia de factores climáticos en el futuro.

Ahora, con respecto a la Figura 3.3, se tiene la fracción solar que es del 100%, esta indica la relación entre el consumo cubierto por energía solar y la demanda, y se debe a que en la simulación se disminuyó el porcentaje de pérdida de carga LOL (Loss Of Load) a 1% asegurando que este caso sea improbable.

El factor de rendimiento es de 34.56 % (0.3456 p.u.) que corresponde a la eficiencia relativa del sistema, este valor considera las pérdidas totales en comparación con la energía nominal del sistema.

En SFA según criterios de diseño [11] las eficiencias son del orden del 30 a 50%, pero varía ampliamente ya que está bien influenciada por la forma de la curva de carga, mientras más constante sea el perfil de carga, la eficiencia del sistema se incrementará considerablemente.

Una vez que se determinó el factor de rendimiento se pueden realizar maniobras externas para mejorar este porcentaje pero esto pertenece a la planificación del uso de carga en la Finca, es decir re-estructurar algunos tiempos de trabajos con cargas grandes (motores) en horarios y meses con gran cantidad de energía en exceso, así se balanceará el sistema y se hará más eficiente, o a su vez se lo deberá hacer si se quiere introducir nuevas

cargas al sistema; esto es posible hasta cierto punto. En nuestro caso, ya que los tiempos agrícolas no pueden ser puestos a consideración (son fijos).

Otra solución sería aumentar la capacidad de las baterías para aprovechar este excedente, como es lógico esto demanda una inversión adicional al presupuesto y su costo-beneficio no es alto, lo que no justifica este aumento en la capacidad por ser también un proyecto privado.

CAPÍTULO 4

4 ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA

Con la creación de una nueva instalación solar fotovoltaica se pretende ayudar al desarrollo sostenible de la finca Bonanza relacionado con el objetivo propuesto en el Plan de Energías Renovables. Se pretende que, aunque la instalación requiere de una fuerte inversión inicial, sea un proyecto viable y económicamente rentable.

A continuación se van a realizar los cálculos oportunos para el estudio de viabilidad de la instalación solar fotovoltaica, que en nuestro caso, es una instalación fotovoltaica sobre el techado de una edificación de la finca Bonanza, lo cual nos ahorra el gasto de estructuras de soporte, ya que el techo presenta la inclinación deseada para la correcta funcionalidad del sistema.

Se presentará el presupuesto de inversión para la instalación, los costes en los que se incurre por mantenimiento, vigilancia, etc., se estudiarán las ayudas y subvenciones disponibles, el periodo de recuperación de la inversión (payback), así como el VAN y el TIR.

4.1 Costos

Para el análisis económico se hacen los cálculos y se analizan los resultados del Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna De Retorno (TIR), bajo dos situaciones diferentes: con respecto a comprar la energía normalmente de la red, y con un sistema aislado alimentado mediante generadores de combustión interna.

El dueño de la finca Bonanza asumirá los costos de la inversión inicial, transporte, instalaciones y mantenimiento preventivo del sistema en conjunto, los parámetros para realizar el análisis son: equipos, instalación, movilización, capacitación, mano de obra y todas las inversiones necesarias para proveer de energía a la finca durante el tiempo de estudio de 24 años.

Los costos se clasificaran de la siguiente forma:

- ✓ Costos de inversión inicial e instalación
- ✓ Costos de operación y mantenimiento
- ✓ Costos de reposición de elementos

4.1.1 Costos de inversión inicial e instalación

Incluyen los gastos requeridos para obtener los equipos necesarios para que el sistema fotovoltaico entregue energía durante todo el año y durante todo el periodo de vida útil que en nuestro caso se considera de 24 años acorde a los años de vida útil de los paneles fotovoltaicos.

4.1.2 Costos de operación y mantenimiento

Incluyen los gastos de operarios para el correcto mantenimiento de las diferentes partes del sistema tanto en el lado de corriente continua como del lado de la corriente alterna, contempla los gastos en personal capacitado, estos valores serán asumidos por el propietario.

4.1.3 Costos de reposición de elementos

Incluyen los gastos de reposición de los equipos y materiales que se desgastan o su tiempo de vida a llegado a su final y se requiere de un reemplazo para evitar que el sistema fotovoltaico presente un colapso y deje en BLACKOUT toda la finca.

4.2 VAN y TIR

En aquellos momentos donde el uso de herramientas son determinantes para definir qué tan viable es un proyecto, se calculan el VAN y el TIR, ya que dicho proyecto exige un desembolso inicial de dinero considerable, se debe analizar la rentabilidad del sistema a lo largo de su años.

El VAN es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual todos los flujos de caja futuros del proyecto.

A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto. Éste método es uno de los criterios económicos ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Para aceptar el proyecto el VAN debe ser positivo.

La fórmula para determinar el Valor Actual Neta (VAN) es:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (4.1)$$

Dónde:

- ✓ V_t : representa los flujos de caja en cada periodo t.

- ✓ I_0 : es el valor del desembolso inicial de la inversión del proyecto
- ✓ n : es el número de periodo considerado dentro del proyecto
- ✓ k : es el interés

La TIR es el tipo de interés para la cual el VAN es igual a cero. Se usa también para el análisis de la rentabilidad.

De forma general, una inversión es rentable si su TIR es mayor que el coste de capital. Las empresas dedicadas a la realización de proyectos e instalaciones fotovoltaicas exigen que, para que el proyecto sea viable, la TIR tenga un valor superior al 8%. [17]

4.3 Periodo de recuperación

Para realizar un estudio de viabilidad económica es necesario analizar, al menos a 24 años, que es el tiempo de vida de los módulos fotovoltaicos, periodo en el cual se define si es rentable o no, aunque el tiempo de vida de los paneles con un correcto mantenimiento puede ser superior, lo que hará que la instalación siga produciendo energía por más años y al final de todo, esto representará ahorro.

Un aspecto importante a llevar en cuenta para obtener un buen rendimiento económico durante su vida útil es el mantenimiento de los equipos, este es simple, basta con mantener limpios los paneles fotovoltaicos. Dicha función se realiza con personal de la finca ya que el tamaño de la instalación no es grande.

Se realiza un análisis del tiempo de recuperación para tener una idea aproximada del tiempo que tardará el desembolso inicial del proyecto.

El tiempo de recuperación es una herramienta para la decisión de aceptar el proyecto. No todos los proyectos presentan tiempo de recuperación dentro de los años de vida útil, dependen mucho de la situación socioeconómica del país donde se ejecuta.

4.4 Presupuesto

A continuación en la Tabla 4.1, se muestra el presupuesto de los equipos para la construcción del sistema fotovoltaico diseñado, así como los costos de mano de obra y asesoría técnica, estos costos están en dólares americanos.

Presupuesto aproximado de instalacion fotovoltaica						
EQUIPOS Y MATERIALES						
ITEM	Descripcion	Unidad	Cantidad	Valor unitario	Moneda	Subtotal
1	Paneles solares SunModule 230 W	u	54	\$ 175,00	Dólar	\$ 9.450,00
2	Inversor Schneider Conext XW+ 6848	u	1	\$ 4.564,00	Dólar	\$ 4.564,00
3	Regulador Xantrex-XW-MPPT- 80 600	u	1	\$ 1.599,00	Dólar	\$ 1.599,00
4	Baterias S550 /SURRETE/ROLLS, 428 AMPH	u	104	\$ 340,00	Dólar	\$ 35.360,00
5	Cable # 4 THHN, 600 Volt, para tierra (verde)	mts	10	\$ 0,63	Dólar	\$ 6,30
6	Cable # 4 THHN, 600 Volt, (Blanco/Rojo)	mts	40	\$ 0,63	Dólar	\$ 25,20
7	Cable # 1/0 THHN, 600 Volt, (Blanco/Rojo)	mts	15	\$ 18,25	Dólar	\$ 273,75
8	Cable # 8 THHN, 600 Volt, (Blanco/Rojo)	mts	10	\$ 1,07	Dólar	\$ 10,70
9	Fusibles Gpv 1000V DC 80 AMP	u. pack(3)	2	\$ 76,08	Dólar	\$ 152,16
10	Fusibles Gpv 1000V DC 100 AMP	u. pack(3)	1	\$ 76,08	Dólar	\$ 76,08
11	Fusibles Gpv 1000V DC 250 AMP	u. pack(3)	1	\$ 176,82	Dólar	\$ 176,82
12	Tuberiasde PVC 2 1/2" , proteccion de conductores	u	10	\$ 2,70	Dólar	\$ 27,00
13	Varilla de cobre para puesta a tierra, 5/8"	u	1	\$ 68,00	Dólar	\$ 68,00
14	Lampara fluorescentes 12v, 20 w	u	2	\$ 10,66	Dólar	\$ 21,32
15	Boquilla de porcelana para luminaria	u	2	\$ 2,50	Dólar	\$ 5,00
16	Varios (tornillos, amarras, cintas, etc)	u	1	\$ 500,00	Dólar	\$ 500,00
SUB-Total de Equipos						\$ 52.315,34
MANO DE OBRA Y ASESORIA TECNICA						
17	Instalacion	u	1	\$ 2.000,00	Dólar	\$ 2.000,00
18	Mano de obra	u	1	\$ 1.100,00	Dólar	\$ 1.100,00
19	Movilizacion de equipos	u	1	\$ 500,00	Dólar	\$ 500,00
SUB-Total de Mano de obra y asesoria tecnica						\$ 3.600,00
SUB.TOTAL- GENERAL						\$ 55.915,34
IVA DEL 12%						\$ 6.709,84
TOTAL						\$ 62.625,18

Tabla 4.1 Presupuesto del sistema fotovoltaico autónomo

Como se puede apreciar de forma destacable las baterías son lo más importante de la instalación fotovoltaica, y por tanto, posee un peso considerable en el proyecto, ya que el objetivo es dar autonomía de 5 días en caso de emergencias,

el segundo equipo de mayor peso en la instalación fotovoltaica son los módulos solares encargados de la generación.

Los equipos de transformación de corriente continua en alterna (inversor) también son elementos fundamentales de la instalación, la dirección técnica y demás elementos necesarios son igual de importantes para el funcionamiento correcto del sistema en conjunto, lo indispensable en los sistemas fotovoltaicos aislados es la autonomía que poseen para suplir la carga en épocas de poca radiación solar.

4.5 CASO 1: Evaluación con respecto a la compra eléctrica convencional

Para realizar la evaluación financiera con respecto a la compra de energía eléctrica convencional, se tiene en cuenta como ingreso, el dinero que se ahorra anualmente gracias al sistema fotovoltaico.

Otro factor a tener en cuenta es el descuento del 20% anual del valor total de la inversión inicial de renta durante los cinco primeros años del proyecto, gracias al artículo 9.1 del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones. Antes se hizo necesario definir los siguientes parámetros:

- ✓ Precio actual de la energía: \$0,10
- ✓ Incremento medio del precio de la energía cada 10 años: 5%
- ✓ Energía anual consumida: 6201,122 kWh.
- ✓ Tipo de interés: 9,32%.(ver ANEXO 12 TABLA B.3)
- ✓ Reinversión en baterías: \$35360, cada 12 años.
- ✓ Años de vida del proyecto: 24 (vida de los paneles).

			INTERES	9,32%	
			INV. INICIAL	-62625,18	
AÑO	COBRO	PAGOS	FLUJO DE CAJA	VAN	TIR
0			-62625,18		
1	\$ 8.740,15		\$ 8.740,15		-86%
2	\$ 8.740,15		\$ 8.740,15		-55%
3	\$ 8.740,15		\$ 8.740,15		-33%
4	\$ 8.740,15		\$ 8.740,15		-20%
5	\$ 8.740,15		\$ 8.740,15		-11%
6	\$ 620,11		\$ 620,11		-10%
7	\$ 620,11		\$ 620,11		-10%
8	\$ 620,11		\$ 620,11		-9%
9	\$ 620,11		\$ 620,11		-9%
10	\$ 620,11		\$ 620,11		-8%
11	\$ 651,12		\$ 651,12		-7%
12	\$ 651,12	\$ (35.360,00)	\$ (34.708,88)		#jNUM!
13	\$ 651,12		\$ 651,12		#jNUM!
14	\$ 651,12		\$ 651,12		#jNUM!
15	\$ 651,12		\$ 651,12		#jNUM!
16	\$ 651,12		\$ 651,12		#jNUM!
17	\$ 651,12		\$ 651,12		#jNUM!
18	\$ 651,12		\$ 651,12		#jNUM!
19	\$ 651,12		\$ 651,12		#jNUM!
20	\$ 651,12		\$ 651,12		#jNUM!
21	\$ 682,12		\$ 682,12		#jNUM!
22	\$ 682,12		\$ 682,12		#jNUM!
23	\$ 682,12		\$ 682,12		#jNUM!
24	\$ 682,12	\$ (35.360,00)	\$ (34.677,88)	(\$ 38.072,66)	#jNUM!

Tabla 4.2 Cálculo del VAN y TIR. Caso 1

En la Tabla 4.2, se puede observar que la VAN y TIR para el tiempo de vida del proyecto, son negativos, como la formula TIR es una función que se itera en Excel no encuentra un resultado, se realizan los cambios para evitar el error y de todos

modos arroja error ya que los valores a lo largo del periodo de evaluación son negativos para el proyecto.

Durante los primeros cinco años de vida del proyecto se tiene un cobro de \$8857,75 gracias al artículo 9.1. del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, que exoneran del pago del Impuesto a la Renta a inversiones nuevas y productivas, a partir del año 6 los cobros son con respecto a la compra de la energía a la red.

Los cobros cada 10 años varían debido al incremento del precio de la energía, se observa que cada 12 años se requiere el reemplazo de las baterías, ya que su ciclo de carga y descarga llega a su tiempo máximo de funcionalidad, las baterías son de vital importancia en este tipo de instalaciones fotovoltaicas aisladas, éstas permiten la autonomía del sistema en condiciones climáticas desfavorables.

Al observar al año 24 los datos son negativos por lo cual este proyecto de sistema fotovoltaico no es recomendado dado las condiciones económicas del país.

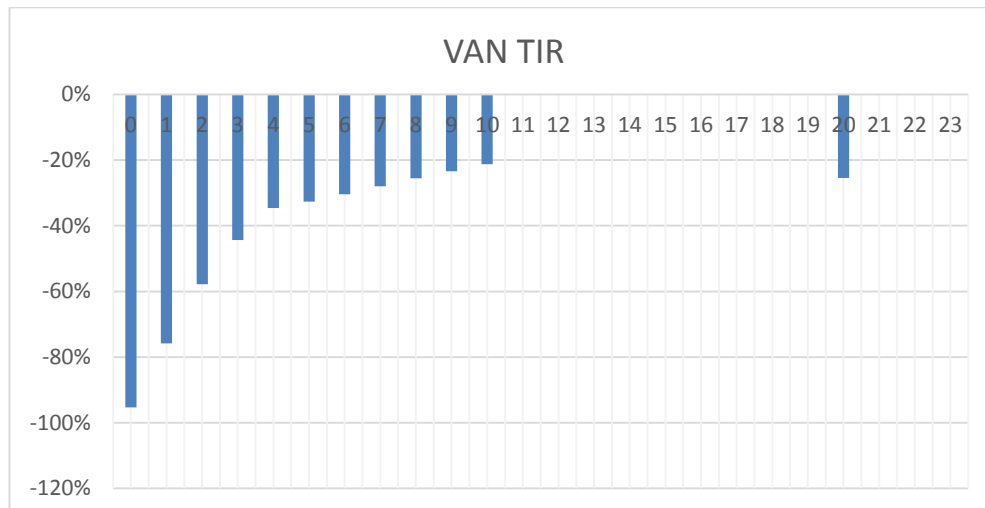


Figura 4.1 Periodo de recuperación del proyecto

El análisis del Playback permite tener una idea aproximada del tiempo que se tardará en recuperar el desembolso inicial del proyecto, en la Figura 4.1, se muestra el periodo de recuperación.

AÑO	PERIODO DE RECUPERACION	
0	\$ (62.625,18)	\$ (62.625,18)
1	\$ 8.740,15	\$ (53.885,03)
2	\$ 8.740,15	\$ (45.144,88)
3	\$ 8.740,15	\$ (36.404,74)
4	\$ 8.740,15	\$ (27.664,59)
5	\$ 8.740,15	\$ (18.924,44)
6	\$ 620,11	\$ (18.304,33)
7	\$ 620,11	\$ (17.684,21)
8	\$ 620,11	\$ (17.064,10)
9	\$ 620,11	\$ (16.443,99)
10	\$ 620,11	\$ (15.823,88)
11	\$ 651,12	\$ (15.172,76)
12	\$ (34.708,88)	\$ (49.881,64)
13	\$ 651,12	\$ (49.230,52)
14	\$ 651,12	\$ (48.579,41)
15	\$ 651,12	\$ (47.928,29)
16	\$ 651,12	\$ (47.277,17)
17	\$ 651,12	\$ (46.626,05)
18	\$ 651,12	\$ (45.974,94)
19	\$ 651,12	\$ (45.323,82)
20	\$ 651,12	\$ (44.672,70)
21	\$ 682,12	\$ (43.990,58)
22	\$ 682,12	\$ (43.308,45)
23	\$ 682,12	\$ (42.626,33)
24	\$ (34.677,88)	\$ (77.304,21)

Tabla 4.3 Periodo de recuperación de la inversión

Como se observa simultáneamente en la Tabla 4.3 y en la Figura 4.2, durante los 24 años de vida el proyecto no presenta retorno de capital de inversión, ya que resulta más económico comprar energía de la red pública, la instalación fotovoltaica en este caso de estudio no es viable ya que el costo de generar KW-

h con instalaciones fotovoltaica es de mayor costo en comparación de los \$/KW que la empresa eléctrica establece, algo importante de puntualizar es que la energía es subsidiada por parte del gobierno lo cual hace imposible tener una rentabilidad en este tipo de proyectos en la actualidad del país.

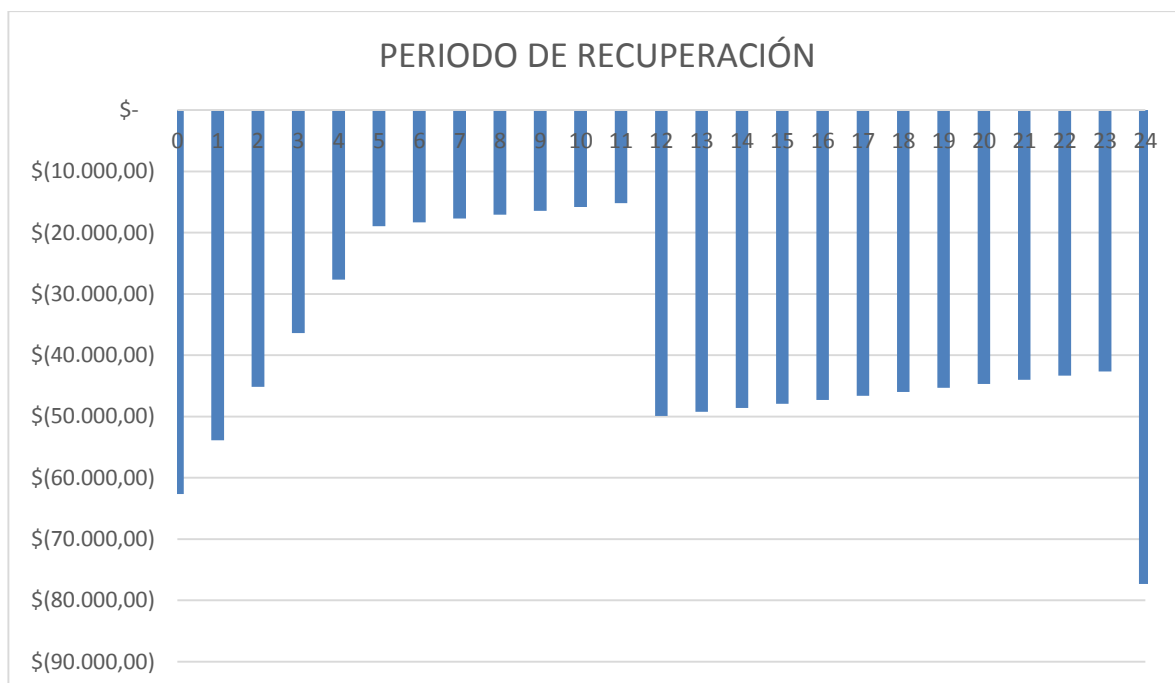


Figura 4.2 Periodo de recuperación durante su vida útil.

4.6 CASO 2: Evaluación con respecto a un sistema autónomo diésel.

En el segundo caso la evaluación se hará con respecto al precio del kilovatio hora (kWh), de un sistema autónomo alimentado por un pequeño grupo diésel de 6 kW, en cuyo caso los parámetros son:

- ✓ Precio actual del litro de combustible: \$0,27. [18]

- ✓ Incremento anual medio del precio de la energía por medio del diésel: 2%
- ✓ Consumo por energía generada (grupo electrógeno): 2,82529522 L/kWh.
(Ver ANEXO 12 TABLA B.1)
- ✓ Precio final del kWh (grupo electrógeno): 0,7628 \$/kWh
- ✓ Energía anual consumida: 6201,122 kWh.
- ✓ Tipo de interés: 9,32%. (ver ANEXO 12 TABLA B.3)
- ✓ Reinversión en baterías: \$35360, cada 12 años.
- ✓ Años de vida del proyecto: 24 (vida de los paneles).
- ✓ Inversión en el generador diésel: \$1260

El grupo diésel se trata de un generador eléctrico monofásico que tiene una potencia real de 420cc. e incluye arranque manual y eléctrico. Se trata de un generador turbo ventilado, preparado para montar ATS externo y con mando a distancia. Posee un peso neto total de 165 kilos.

Se seleccionó el generador eléctrico KAISER diésel. [19]

			INTERES	9,32%		
			INV.INICIAL	-62625,18		
AÑO	COBRO	PAGOS	FLUJO DE CAJA			
0	\$ 1.260,00	\$ (62.625,18)	\$ (61.365,18)	VAN	TIR	
1	\$ 12.598,25		\$ 12.598,25			-79%
2	\$ 12.692,86		\$ 12.692,86			-43%
3	\$ 12.787,46		\$ 12.787,46			-20%
4	\$ 12.882,06		\$ 12.882,06			-7%
5	\$ 12.976,67		\$ 12.976,67			1%
6	\$ 5.203,24		\$ 5.203,24			4%
7	\$ 5.297,84		\$ 5.297,84			6%
8	\$ 5.392,45		\$ 5.392,45			7%
9	\$ 5.487,05		\$ 5.487,05			9%
10	\$ 5.581,65		\$ 5.581,65			10%
11	\$ 5.676,26		\$ 5.676,26			11%
12	\$ 5.770,86	\$ (35.360,00)	\$ (29.589,14)			4%
13	\$ 5.865,47		\$ 5.865,47			6%
14	\$ 5.960,07		\$ 5.960,07			8%
15	\$ 6.054,68		\$ 6.054,68			8%
16	\$ 6.149,28		\$ 6.149,28			9%
17	\$ 6.243,88		\$ 6.243,88			10%
18	\$ 6.338,49		\$ 6.338,49			10%
19	\$ 6.433,09		\$ 6.433,09			11%
20	\$ 6.527,70		\$ 6.527,70			11%
21	\$ 6.622,30		\$ 6.622,30			11%
22	\$ 6.716,91		\$ 6.716,91			12%
23	\$ 6.811,51		\$ 6.811,51			12%
24	\$ 6.906,12	\$ (35.360,00)	\$ (28.453,88)	\$ 3.837,16		11%

Tabla 4.4 Cálculo del VAN y TIR, CASO 2

El grupo diésel se trata de un generador eléctrico de 2 kW el cual tiene un valor de \$1260, este valor es restado al valor de la inversión en el sistema fotovoltaico en el primer año.

Durante los primeros cinco años de vida del proyecto se tiene un cobro de \$12715,85 gracias al artículo 9.1. del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, que exoneran del pago del Impuesto a la Renta a inversiones nuevas y productivas, cada año varía debido al incremento en el costo de la energía por medio del diésel, considerando que el precio del hidrocarburo varía con frecuencia cada año un 2%.

A partir del año 6 los cobros son únicamente por la compra de diésel para el funcionamiento del generador, los valores son anualidades y lo que se observa son valores a considerarse ya que el combustible tiende a elevar su costo con el pasar de los años.

Se observa que cada 12 años se requiere reemplazar las baterías, ya que su ciclo de carga y descarga llega a su tiempo máximo de funcionalidad, las baterías son de vital importancia en este tipo de instalaciones fotovoltaicas aisladas, éstas permiten la autonomía del sistema en condiciones climáticas desfavorables.

Como se observa en la Tabla 4.4, al realizar un análisis económico con respecto a un sistema autónomo alimentado por combustible, en este caso diésel, se obtiene un resultado mucho mejor; se encuentra el VAN y la TIR para toda la vida de funcionalidad del proyecto que es positivo, lo que nos lleva a decir que la inversión es viable. En los resultados obtenidos no se han tenido en cuenta los gastos de mantenimiento del grupo electrógeno ni el del sistema fotovoltaico, debido a que el mantenimiento del grupo electrógeno es mucho más costoso y

periódico, se podrían tener resultados más favorables económicamente de lado del sistema fotovoltaico.

AÑOS	PERIODO DE RECUPERACION	
0	\$ (61.365,18)	\$ (61.365,18)
1	\$ 12.598,25	\$ (48.766,93)
2	\$ 12.692,86	\$ (36.074,07)
3	\$ 12.787,46	\$ (23.286,61)
4	\$ 12.882,06	\$ (10.404,55)
5	\$ 12.976,67	\$ 2.572,12
6	\$ 5.203,24	\$ 7.775,36
7	\$ 5.297,84	\$ 13.073,20
8	\$ 5.392,45	\$ 18.465,65
9	\$ 5.487,05	\$ 23.952,70
10	\$ 5.581,65	\$ 29.534,35
11	\$ 5.676,26	\$ 35.210,61
12	\$ (29.589,14)	\$ 5.621,48
13	\$ 5.865,47	\$ 11.486,94
14	\$ 5.960,07	\$ 17.447,01
15	\$ 6.054,68	\$ 23.501,69
16	\$ 6.149,28	\$ 29.650,97
17	\$ 6.243,88	\$ 35.894,86
18	\$ 6.338,49	\$ 42.233,35
19	\$ 6.433,09	\$ 48.666,44
20	\$ 6.527,70	\$ 55.194,14
21	\$ 6.622,30	\$ 61.816,44
22	\$ 6.716,91	\$ 68.533,35
23	\$ 6.811,51	\$ 75.344,86
24	\$ (28.453,88)	\$ 46.890,97

Tabla 4.5 Periodo de recuperación de la inversión. Caso 2

En la Tabla 4.5, se observa que durante el periodo de vida útil del proyecto, la instalación muestra una recuperación de la inversión inicial, se realizan compras de nuevos elementos de baterías cada 12 años, pero no afectan al flujo de caja, de todos modos la rentabilidad del proyecto es buena ante la de generación por medio de grupos de combustión interna en este caso generadores diésel.

El VAN y TIR que alcanza el proyecto es bueno, lo cual significa que el proyecto es viable y genera ganancias luego del quinto año de función.

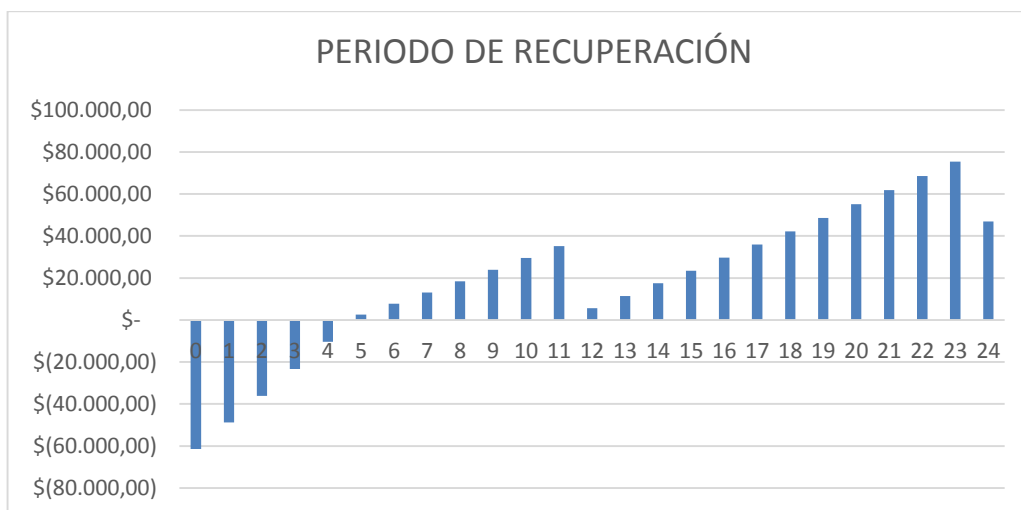


Figura 4.3 : Periodo de recuperación durante su vida útil.

Como se observa en la Figura 4.3, durante los 24 años de vida el proyecto presenta el retorno de capital de la inversión en el año 5, ya que resulta más económico generar electricidad por medio de paneles fotovoltaico versus generar electricidad por generador a diésel.

La instalación fotovoltaica en este caso de estudio es viable ya que el costo de generar kW con instalaciones fotovoltaica es de menor costo en comparación de los \$/Kwh que el generador diésel, a partir del año 6 se generan ganancias lo cual permite al propietario de la finca Bonanza ahorrar dinero debido a la compra de electricidad a la red.

Luego del año 5 se ahorra dinero, aunque en el año 12 toca una reinversión debido a que en las baterías el flujo de caja es positivo y la VAN y TIR del proyecto son valores positivos; lo cual demuestra lo viable que es el proyecto de generación de electricidad con paneles solares.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Se finalizó de forma exitosa el diseño del sistema fotovoltaico autónomo para la Finca Bonanza que asegura la confiabilidad del sistema minimizando las pérdidas de carga al 1%, en base al procedimiento de “Relación del peor mes” del método estandarizado “Amperios-horas”.
2. El sobredimensionamiento de la central fotovoltaica en pos de la confiabilidad eléctrica es admisible según los límites económicos y requerimientos técnicos que se han establecido.
3. La simulación de PVSyst 6.4.0 arrojó muy buenos resultados del comportamiento operacional de nuestro diseño por año de estudio pero se debe puntualizar que el factor de rendimiento bajo ($PR=0,346$) se debe al sobredimensionamiento justificado, debido a esto se recomienda al cliente, en la medida de lo posible, realizar una redistribución de consumo energético en casos de inserción de cargas nuevas o aumentos no planificados en cargas puntuales.
4. Basándose en la gran importancia que representa el banco de baterías para el SFA:
 1. En lo técnico, se escogió el tipo de batería según el rendimiento por aplicación, por DOD y por requerimientos de uso según el perfil de carga para extender su vida útil y brindar mayor fiabilidad sin aumentar la capacidad de forma innecesaria.

2. A nivel económico, por medio de un análisis de Costo-Cantidad para los tipos escogidos y varias marcas disponibles de baterías se minimizó el coste total de adquisición que siempre representa un gran porcentaje del proyecto, en nuestro caso se fijó cerca del 56% del valor total del proyecto.
3. La viabilidad de este tipo de proyectos energéticos depende en gran medida del tipo de generación que se desee reemplazar.
4. Con respecto a la compra de energía de la red, se evidencia un VAN y una TIR negativas para cada año del tiempo de vida del sistema, sumado el subsidio actual de la energía eléctrica y el marco legal prácticamente nulo referente a incentivos por aplicación de energías renovables, desencadena en un escenario No favorable para viabilizar el proyecto.
5. Por otro lado, en la evaluación financiera con referencia a un sistema aislado impulsado por un grupo electrógeno, se obtuvo un resultado positivo, recuperando la inversión en el año 5 y, a pesar de la reposición del banco de baterías en el año 12 los indicadores se mantuvieron, lo que se traduce en un respaldo tangible para viabilizar el proyecto, y obviando el análisis ambiental por el gran beneficio (reducción de CO₂ a la atmósfera) que genera la opción fotovoltaica.

Recomendaciones

1. Para este tipo de diseños de instalaciones fotovoltaicas, siempre la mejor opción es recopilar los datos e información del uso energético de una fuente primaria y confiable para crear el perfil de carga propio del sitio objetivo del estudio, de esta forma el diseño final será más cercano a las necesidades reales que tiene la locación, lo que resulta en un diseño más eficiente.
2. Siempre escoger el software de simulación a utilizar de acuerdo a las aplicaciones que este puede brindar como base de datos amplia y modificable de elementos, modelador exacto de perfiles de carga, método resolutivo apropiado, etc., y tener en cuentas sus limitaciones para verificar que no compliquen el desarrollo de la simulación.
3. Esta iniciativa puede ser base concreta para ampliarse en un futuro con otros enfoques de estudio o en otros posibles escenarios, a continuación se detallan dos ideas posibles que se desprenden de este estudio.
 1. Análisis de viabilidad del proyecto de SFA en un escenario futuro donde coexistan estos parámetros: marco legal sobre incentivos monetarios para la generación fotovoltaica y energía eléctrica ecuatoriana exento de subsidio.
 2. Diseño y estudio económico de una central de generación compartida, ya sea fotovoltaico-eólico, fotovoltaico-diésel, o a su vez un sistema fotovoltaico conectado a la red.

BIBLIOGRAFÍA

[1] INEC (2010). Cartografía Digital 2010. [Online]. Disponible en:
<http://www.ecuadorencifras.gob.ec/cartografia-digital-2010/>

[2] ARCONEL (2015). Producción mensual de energía eléctrica a nivel nacional por tipo de fuente energética (Gwh). [Online]. Disponible en:
<http://www.regulacioneolica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/produccion/>

[3] CODESO. Proyecto de electrificación y agua segura solar de la comunidad Sharamentsa. [Online]. Disponible en: <http://www.codeso.com/FVSharamentsa.html>

[4] SunFields. (2015). Manual de cálculo de instalaciones fotovoltaicas aisladas autónomas. [Online]. Disponible en: <http://www.sfe-solar.com/calculo-sistemas-fotovoltaicos-aislados-autonomos/>

[5] José A. Alonso Lorenzo.(2011, Septiembre). Boletín Solar Fotovoltaica Autónoma SunFields Europe. [Online]. Disponible en:

http://www.sfe-solar.com/wp-content/uploads/2011/09/Sunfields_Boletin_Fotovoltaica_Autonomas.pdf

[6] Banco Mundial. Banco de Datos. [Online]. Disponible en:
<http://www.bancomundial.org/data/home.aspx>

[7] Google Earth (Versión 6.2) [Software]. (2005). Google. Obtenido de <https://www.google.com.ec/intl/es/earth/>

[8] Meteonorm (Versión 7.1) [Software]. Meteotest. Obtenido de <http://www.meteonorm.com/en/downloads>

[9] Mermoud, A (1992) PVSyst (Versión 6.3.9) [Software]. Obtenido de <http://www.pvsyst.com/>

[10] PVSol (Versión Premium 2016) [Software]. Valentin Software. Obtenido de <http://www.valentin-software.com/es/descargas>

[11] Alonso, M. Dimensionado de Sistemas Fotovoltaicos. [Online]. Disponible en http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45340/componente45338.pdf

[12] Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, IDAE. (2009, Febrero). Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. [Online]. Disponible en http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_Pliego_aisladas_de_red_09_d5e0a327.pdf

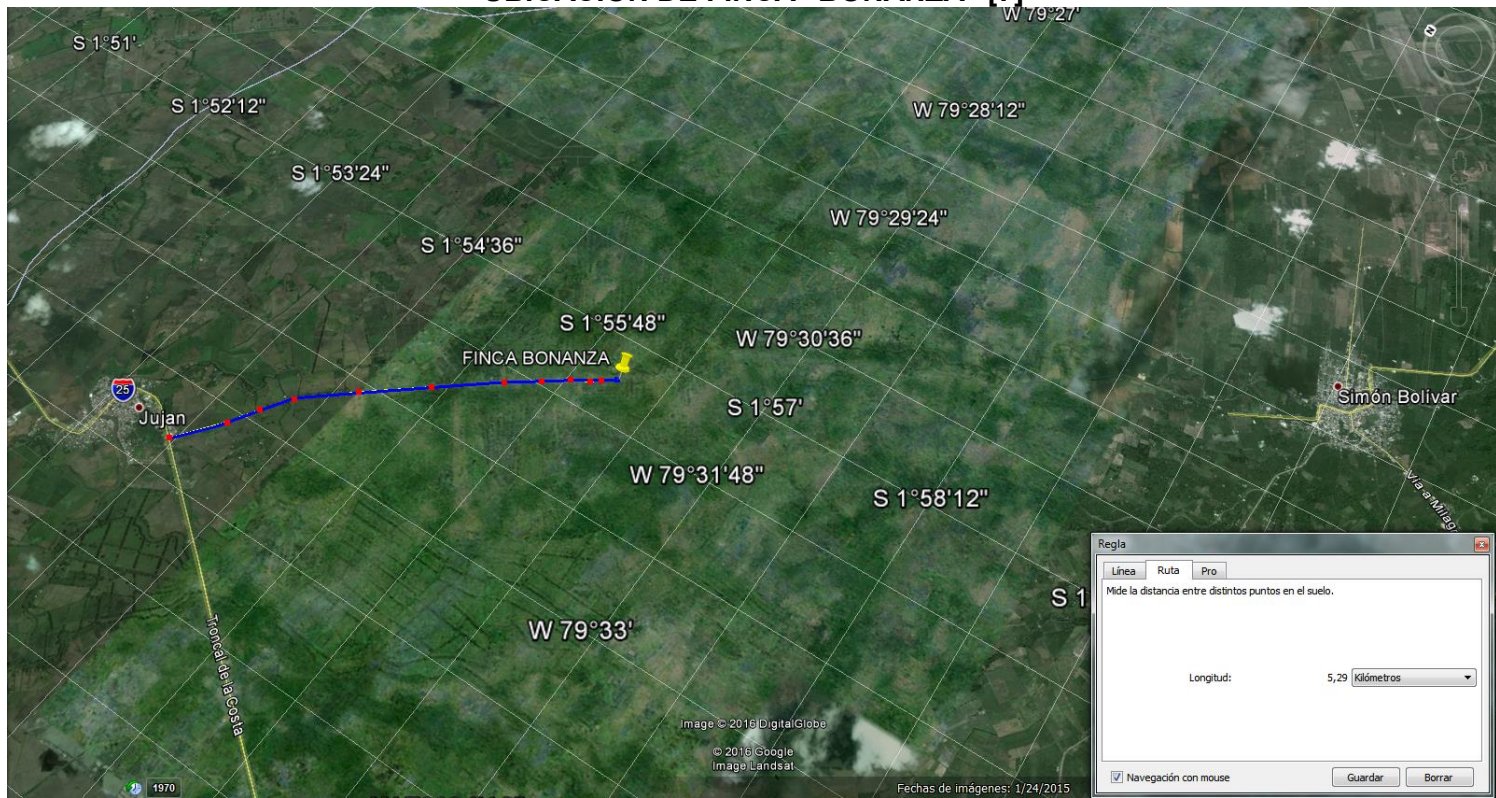
[13] Eléctrica de Guayaquil, "Cuartos de transformadores y sistemas de medición para el suministro de electricidad." Empresa Eléctrica de Guayaquil, Guayaquil, Ecuador. 2012

[14] Ministerio de Ciencia y Tecnología. (2003, Septiembre). Guía Técnica de aplicación: Instalaciones Interiores. [Online] Disponible en http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_26_sep03R1.pdf

- [15] DF Electric.(2015, Junio). Fusibles NH para instalaciones fotovoltaicas. [Online]. Disponible en <http://www.demetec.fr/photo/img/PDF/cartouches-fusibles-a-couteaux-pour-applications-photovoltaiques-NH-GPV-1000-VDC-ed04.pdf>
- [16] Mermoud, A (1992) PVSyst (Versión 6.4.0) [Software]. Obtenido de <http://www.pvsyst.com/>
- [17] Fernández, M. Energías renovables: Estudio de viabilidad de una instalación solar fotovoltaica (HuertoSolar). [Online]. Disponible en https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/27871/PFC_Mar%C3%ADa%20Jos%C3%A9%20Fern%C3%A1ndez%20Llobell.pdf?sequence=1
- [18] GlobalPetrolPrices. (2016, Enero) Ecuador Precios del diesel, litro. [Online]. Disponible en http://es.globalpetrolprices.com/Ecuador/diesel_prices/
- [19] VentaGeneradores. [Online]. Disponible en <http://www.ventageneradores.net/>
- [20] Ingemecánica. Instalación solar fotovoltaica para viviendas. [Online]. Disponible en <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html#seccion4>
- [21] Castejon, A. Santamaría, G. “Instalaciones fotovoltaicas ”. Editex, 2011
- [22] Mascaros, V. “Instalaciones generadoras fotovoltaicas ”. Paraninfo, 2015
- [23] Electrocables. [Online]. Disponible en <http://electrocable.com/productos/cobre/THHN.html>

ANEXOS

ANEXO 1 UBICACIÓN DE FINCA "BONANZA" [7]



ANEXO 2
DATOS METEOROLÓGICOS DE “FINCA BONANZA 1” [8]

Site		FINCA BONANZA 1		
Country	Ecuador			
Region	South_America			
Source	Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=100%			
Latitude	-1.93	-		
Longitude	-79.52	-		
Altitude	10	M		
Time Zone	-5	GMT		
Albedo	0.20			
Values	GlobH	DiffH	Temp	Wind Vel
Month	kWh/m²	kWh/m²	-C	m/s
January	139	81	26,9	1,2
February	140	81	27,2	0,9
March	177	84	27,1	1
April	133	76	27,6	1,2
May	144	73	26,5	1,5
June	99	69	25,1	2,1
July	130	79	24,8	2,4
August	120	86	25,2	2,6
September	146	79	25,4	2,7
October	141	80	26	2,7
November	114	73	26,8	2,5
December	116	79	27,6	2,1
Year	1599	940	26,3	1,9

ANEXO 3

Factores de transposición para diferentes combinaciones de inclinación y Azimut en “Finca Bonanza 1” [9]

Transposition Factors for FINCA BONANZA 1 (Ecuador)														
Tilt	Azimuth	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
0°	+/- 0°	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
15°	+/- 0°	0,910	0,940	0,980	1,020	1,060	1,050	1,060	1,020	1,000	0,950	0,920	0,910	0,980
15°	+/- 30°	0,920	0,940	0,980	1,020	1,050	1,040	1,050	1,010	0,990	0,950	0,930	0,920	0,980
15°	+/- 60°	0,940	0,960	0,980	1,000	1,020	1,010	1,020	1,000	0,990	0,970	0,950	0,940	0,980
15°	+/- 90°	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980
30°	+/- 0°	0,770	0,840	0,910	1,000	1,080	1,050	1,080	1,000	0,950	0,850	0,800	0,780	0,930
30°	+/- 30°	0,800	0,850	0,910	0,990	1,060	1,030	1,050	0,990	0,950	0,870	0,830	0,810	0,930
30°	+/- 60°	0,860	0,890	0,920	0,970	1,000	0,980	1,000	0,960	0,940	0,900	0,880	0,860	0,930
30°	+/- 90°	0,930	0,930	0,930	0,930	0,930	0,920	0,930	0,920	0,930	0,930	0,940	0,920	0,930

45°	+/- 0°	0,610	0,690	0,790	0,930	1,030	1,000	1,030	0,930	0,850	0,720	0,650	0,630	0,820
45°	+/- 30°	0,660	0,720	0,800	0,910	1,000	0,980	1,000	0,920	0,850	0,750	0,700	0,680	0,830
45°	+/- 60°	0,760	0,790	0,830	0,890	0,940	0,910	0,930	0,890	0,860	0,810	0,790	0,760	0,850
45°	+/- 90°	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,840	0,850	0,840	0,860	0,850	0,860	0,840	0,850
60°	+/- 0°	0,440	0,530	0,640	0,810	0,940	0,920	0,950	0,830	0,710	0,560	0,490	0,470	0,690
60°	+/- 30°	0,520	0,590	0,670	0,800	0,900	0,890	0,910	0,810	0,730	0,620	0,570	0,540	0,710
60°	+/- 60°	0,650	0,680	0,720	0,790	0,840	0,820	0,840	0,790	0,760	0,700	0,680	0,650	0,740
60°	+/- 90°	0,750	0,750	0,750	0,750	0,750	0,740	0,750	0,740	0,760	0,760	0,770	0,740	0,750
90°	+/- 0°	0,290	0,280	0,270	0,480	0,620	0,640	0,640	0,530	0,360	0,280	0,320	0,330	0,410
90°	+/- 30°	0,310	0,350	0,380	0,500	0,590	0,600	0,610	0,530	0,440	0,370	0,360	0,350	0,440
90°	+/- 60°	0,420	0,450	0,480	0,540	0,580	0,570	0,590	0,540	0,520	0,470	0,470	0,430	0,500
90°	+/- 90°	0,520	0,520	0,520	0,530	0,520	0,510	0,530	0,520	0,540	0,530	0,560	0,520	0,520

ANEXO 4

Tabla de consumos energéticos para modelado del perfil de carga según datos recopilados.

Item	Carga	Potencia (W)	Cantidad (u)	Total (Kw)	Uso día (h)	Consumo (Kwh)	Uso día (h)	Consumo (Kwh)	Uso día (h)	Consumo (Kwh)	Uso día (h)	Consumo (Kwh)	Uso día (h)	Consumo (Kwh)	Uso día (h)	Consumo (Kwh)	Uso día (h)	Consumo (Kwh)	Consumo Semanal (Kwh)	Total Semanas	Consumo Anual (Kwh)	Meses de consumo		
1	Iluminación/casa	25	10	0,25	6,00	1,50	6,00	1,50	6,00	1,50	6,00	1,50	6,00	1,50	6,00	1,50	6,00	1,50	10,50	52,14	547,50	ENE - DIC		
2	Bomba de agua/casa	746	1	0,75	3,00	2,24	3,00	2,24	3,00	2,24	3,00	2,24	3,00	2,24	3,00	2,24	3,00	2,24	15,67	52,14	816,87	ENE - DIC		
3	Bomba de pedrollo/piscina patos	1492	1	1,49	4,00	5,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,97	51,99	310,28	ENE - DIC		
4	Televisor 40" (frec)	100	1	0,10	5,00	0,50	5,00	0,50	5,00	0,50	5,00	0,50	5,00	0,50	5,00	0,50	5,00	0,50	3,50	52,14	182,50	ENE - DIC		
5	Refrigeradora	490	1	0,49	8,00	3,92	8,00	3,92	8,00	3,92	8,00	3,92	8,00	3,92	8,00	3,92	8,00	3,92	27,44	52,14	1430,80	ENE - DIC		
6	Ordenador(frecuente)	150	1	0,15	2,00	0,30	2,00	0,30	2,00	0,30	2,00	0,30	2,00	0,30	2,00	0,30	2,00	0,30	2,10	52,14	109,50	ENE - DIC		
7	Congelador (eventos)	600	1	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	1,80	3,00	1,80	3,00	1,80	5,40	17,33	93,60	DIC - MAR		
8	Licuadaora	450	1	0,45	0,25	0,11	0,25	0,11	0,25	0,11	0,25	0,11	0,25	0,11	0,25	0,11	0,25	0,11	0,79	52,14	41,06	ENE - DIC		
9	Microonda	1350	1	1,35	0,25	0,34	0,25	0,34	0,25	0,34	0,25	0,34	0,25	0,34	0,25	0,34	0,25	0,34	2,36	52,14	123,19	ENE - DIC		
10	Lavadora	1100	1	1,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,00	4,40	0,00	0,00	4,40	52,00	228,80	ENE - DIC		
11	Procesador de comida	350	1	0,35	0,25	0,09	0,25	0,09	0,25	0,09	0,25	0,09	0,25	0,09	0,25	0,09	0,25	0,09	0,61	52,14	31,94	ENE - DIC		
12	Tv 40" eventos	100	1	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,00	0,60	6,00	0,60	1,20	25,00	30,00	ABR - NOV		
13	Iluminacion /salon	25	8	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,00	1,00	5,00	1,00	5,00	1,00	3,00	25,67	77,00	ENE - DIC		
14	Iluinacion / bodegas	25	6	0,15	4,00	0,60	4,00	0,60	4,00	0,60	4,00	0,60	4,00	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	52,14	156,43	ENE - DIC		
15	Bomba varios/social	1492	1	1,49	2,00	2,98	2,00	2,98	2,00	2,98	2,00	2,98	2,00	2,98	2,00	2,98	2,00	2,98	20,89	52,14	1089,16	ENE - DIC		
16	Secadora de arroz	3730	1	3,73	0,00	0,00	5,00	18,65	5,00	18,65	5,00	18,65	5,00	18,65	0,00	0,00	0,00	0,00	74,60	12,50	932,50	ENE - DIC		
				Total	12,75															Total consumo semanal	181,42	Total consumo anual	6201,1	

ANEXO 5

Análisis y cálculo del coeficiente de pérdidas totales para determinar el consumo máximo diario corregido.

En toda instalación solar fotovoltaica se encuentran pérdidas inherentes que afectan al sistema, ya sea por su configuración, por su disposición o por sus materiales, esta infinidad de pérdidas pueden corresponder a la auto-descarga de la batería, al rendimiento específico del convertidor y/o del regulador, además existen otras pérdidas que son más complejas de justificar pero afectan de igual forma.

Para este análisis se consideró los siguientes coeficientes de pérdidas:

KA: por la auto descarga diaria de la batería, dada a 20° C.

KB: originada por el rendimiento de la batería.

KC: debido al rendimiento del convertidor utilizado (si lo hay).

KR: por el rendimiento del regulador empleado.

KX: otras pérdidas no contempladas, por efecto Joule, caídas de tensión, etc.

N_AUT: días de autonomía con baja o nula insolación, (mínimo de 3 días según PCT).

DOD: Profundidad de descarga de la batería, en tanto por uno, (según indique el fabricante).

El coeficiente de pérdidas totales **K_T** viene dado por la expresión [20]:

$$K_T = [1 - (K_b + K_c + K_r + K_x)] * \left[1 - \left(\frac{(K_a * N_{AUT})}{DOD} \right) \right] \quad (A.5.1)$$

Todos ellos afectan al cálculo del **consumo máximo diario Corregido o C_MAX**.

ANÁLISIS

En el siguiente análisis, se valorará cada variable de coeficiente de pérdidas bajo estándares de diseño, características propias de la instalación y elementos seleccionados.

K_A:

Recordar que K_A aumenta con la temperatura, y varía con el tipo de batería, estimando el coeficiente de descarga diaria de:	
0,005	A falta de datos del fabricante, (0'5% diario).
0,002	Para las de NiCd o de PbCa sin mantenimiento.
0,005	Para las de plomo-ácido, Pb (de uso normal en instalaciones solares).
0,012	Para cualquier otro tipo o muy deteriorada por el uso.
Con temperaturas extremas, se puede calcular la descarga diaria a esa temperatura:	
$K_A' = (0,0014 * t^{o2} + 0,0021 * t^{o} + 0,4) * K_A$	

El valor escogido es **K_A = 0,005**. Debido a que las baterías seleccionadas son de plomo-acido inundadas, con respecto a la fórmula de temperatura extrema esta no aplica a nuestro caso de estudio (Temperatura media anual en bonanza es de 26,3 °C).

K_B:

En general 0,05 y 0,1	Para viejos acumuladores, para fuertes descargas, o bajas temperaturas.
-----------------------	---

El valor escogido es **K_B = 0,05**. Se escogió el valor mínimo general, ya que los acumuladores o baterías son nuevos, la batería seleccionada es de ciclo profundo diseñado para aguantar fuertes descargas por largos periodos de tiempo.

K_C:

$$K_C = 1 - \left(\frac{n_{INV}}{100}\right) \quad \text{Ver Rendimiento de Inversor seleccionado}$$

0 Si **no** se requiere inversor (cargas en DC)

El valor escogido es **K_C = 0,046**. Debido a que el n_{INV} del inversor seleccionado es 95,4%.

K_R:

$$K_R = 1 - \left(\frac{n_{REG}}{100}\right) \quad \text{Ver Rendimiento de Regulador seleccionado}$$

0 Si **no** se requiere regulador (conectado a red) o **no** quiere valorarlo

El valor escogido es **K_R = 0,04**. Debido a que el n_{REG} del regulador es 96%.

K_X:

Recordar que K_X agrupa a cualquier otro tipo de pérdidas no consideradas.	
0,05	Si se ha tenido en cuenta los rendimientos.
0,1	En general
0,15	Si se conocen las potencias teóricas
0,012	Para cualquier otro tipo o muy deteriorada por el uso.

El valor escogido es K_X = 0,05. Debido a que se ha tenido en cuenta los rendimientos.

Además, se tienen los siguientes datos de la sección 2.5 Consideraciones iniciales:

N_AUT	5
DOD	0,7 P.U

CÁLCULO DE K_T

Se utiliza la Ecuación A.5.1, y se resuelve con los valores obtenidos en el ANÁLISIS, tal como se muestra a continuación.

$$K_T = [1 - (K_b + K_c + K_r + K_x)] * \left[1 - \left(\frac{(K_a * N_{AUT})}{DOD} \right) \right] \quad [A. 5.1]$$

$$K_T = [1 - (0,05 + 0,046 + 0,04 + 0,05)] * \left[1 - \left(\frac{(0,005 * 5)}{0,7} \right) \right]$$

$$K_T = 0,784929$$

El coeficiente de pérdidas totales a utilizar es **K_T = 0,784929**

ANEXO 6

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS:

BATERÍA PB-ÁCIDO INUNDADO CICLO PROFUNDO MARCA SURRETE MODELO

ROLLS S550 6 V



S-550



6 VOLTS

CONTAINER:	High Density Polypropylene
COVER:	High Density Polypropylene
TERMINALS:	Flag M
HANDLES:	Rope

WEIGHT DRY:	43 kg	94 Lbs.
WEIGHT WET:	56 kg	123 Lbs.
LENGTH:	318 mm	12 1/2 Inches
WIDTH:	181 mm	7 1/8 Inches
HEIGHT:	425 mm	16 3/4 Inches

PLATE HEIGHT:	293 mm	11.550 Inches
PLATE WIDTH:	143 mm	5.625 Inches
THICKNESS (POSITIVE):	4.32 mm	0.170 Inches
THICKNESS (NEGATIVE):	3.05 mm	0.120 Inches



SAI GLOBAL
ISO 9001
Quality

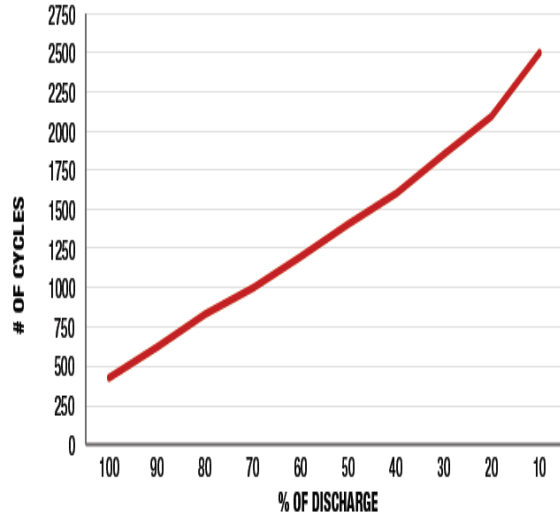
CELLS:	17 Plates/Cell	3 Cell
SEPARATOR THICKNESS:	2 mm	0.061 Inches
GLASS MAT INSULATION:	1 mm	0.02 Inches
ELECTROLYTE RESERVE: ABOVE PLATES	57 mm	2.25 Inches

COLD CRANK AMPS (CCA):	0°F / -17.8°C	1315
MARINE CRANK AMPS (MCA):	32°F / 0°C	1645
RESERVE CAPACITY (RC @ 25A):		931 Minutes

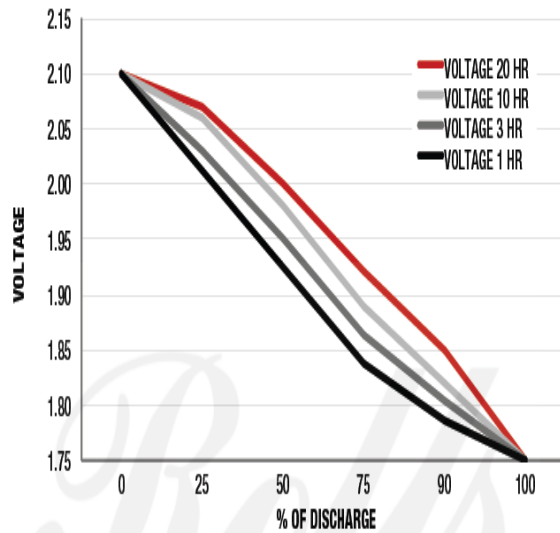
CAPACITY 428 AH

HOUR RATE:	SPECIFIC GRAVITY	CAPACITY / AMP HOUR	CURRENT / AMPS
@ 100 HOUR RATE	1.280	554	5.54
@ 72 HOUR RATE	1.280	524	7.28
@ 50 HOUR RATE	1.280	500	10.00
@ 24 HOUR RATE	1.280	441	18.37
@ 20 HOUR RATE	1.280	428	21.40
@ 15 HOUR RATE	1.280	401	26.76
@ 12 HOUR RATE	1.280	381	31.74
@ 10 HOUR RATE	1.280	364	36.38
@ 8 HOUR RATE	1.280	342	42.80
@ 6 HOUR RATE	1.280	317	52.79
@ 5 HOUR RATE	1.280	300	59.92
@ 4 HOUR RATE	1.280	278	69.55
@ 3 HOUR RATE	1.280	253	84.17
@ 2 HOUR RATE	1.280	218	109.14
@ 1 HOUR RATE	1.280	154	154.08

CYCLE LIFE VS. DEPTH OF DISCHARGE



VOLTAGE VS. DEPTH OF DISCHARGE



ANEXO 7

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS:

MÓDULO SOLAR MARCA SOLARWORLD MODELO SUNMODULE SW 230 POLY /
VERSION 2.0 & 2.5 FRAME

SW-02-5012US 07-2012

Sunmodule⁺™

SW 230 poly / Version 2.0 and 2.5 Frame

PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

		SW 230
Maximum power	P_{max}	230 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	36.9 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	29.8 V
Short circuit current	I_{sc}	8.25 A
Maximum power point current	I_{mpp}	7.72 A

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TC I_{sc}	0.034 %/K
TC V_{oc}	-0.34 %/K
TC P_{mpp}	-0.48 %/K
Operating range	-40°C to 90°C

IV-curves for SolarWorld Sunmodule Plus SW 230 poly at
25°C cell temperature

g

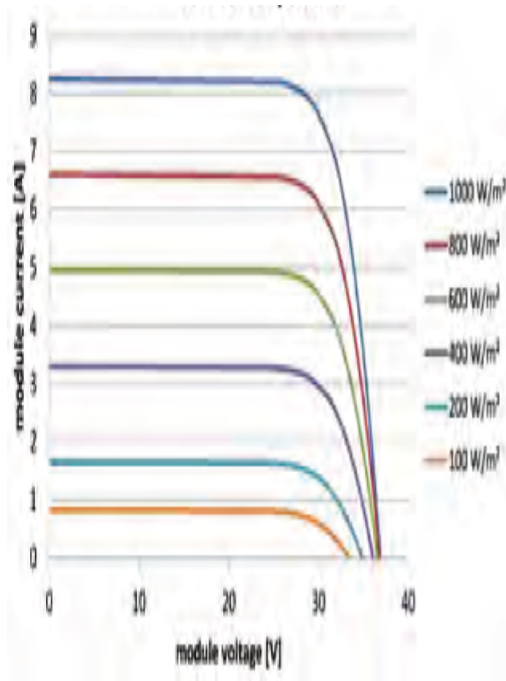
PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 230
Maximum power	P_{max}	164.4 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	33.4 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	26.7 V
Short circuit current	I_{sc}	6.82 A
Maximum power point current	I_{mpp}	6.15 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200W/m², 95%
(+/-3%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60
Cell type	Poly crystalline
Cell dimensions	6.14 in x 6.14 in (156 mm x 156 mm)
Front	tempered glass (EN 12150)
Frame	Clear anodized aluminum
Weight	46.7 lbs (21.2 kg)
UL Maximum Test Load**	50 psf (2.4kN/m ²)
IEC Maximum Snow Test Load**	113 psf (5.4kN/m ²)



IEC Maximum Snow Test Load**

113 psf (5.4kN/m²)

**Please apply the appropriate factors of safety according to the test standard and local building code requirements when designing a PV system.

SYSTEM INTEGRATION PARAMETERS

Maximum system voltage SC II 1000 V

Max. system voltage USA NEC 600 V

Maximum reverse current 16 A

Number of bypass diodes 3

UL Design Loads* Two rail system 113 psf downward
64 psf upward

UL Design Loads* Three rail system 170 psf downward
64 psf upward

IEC Design Loads* Two rail system 113 psf downward
50 psf upward

*Please refer to the Sunmodule installation instructions for the details associated with these load cases.

ADDITIONAL DATA

Measuring tolerance²⁾ +/- 3 %

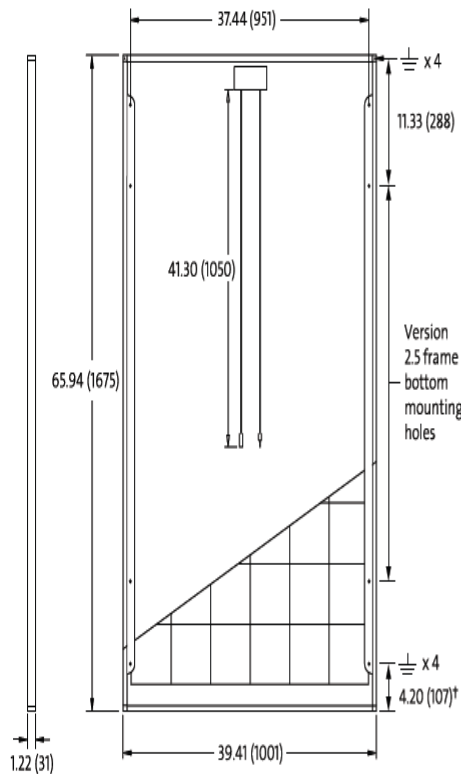
SolarWorld Plus-Sorting³⁾ $P_{Flash} \geq P_{max}$

Junction box

Connector MC4

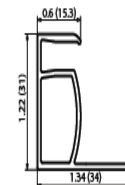
Module efficiency 13,7 %

Fire rating (UL 790) Class C



VERSION 2.0 FRAME

- Compatible with "Top-Down" mounting methods
- Grounding Locations: 4 corners of the frame



VERSION 2.5 FRAME

- Compatible with both "Top-Down" and "Bottom" mounting methods
- Grounding Locations: 4 corners of the frame
4 locations along the length of the module in the extended flange¹

ANEXO 8

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS:

XANTREX XW6048-120/240-60 HYBRID INVERTER/CHARGER



Xantrex™ XW Hybrid Inverter/Charger

The NEXT generation inverter/charger
for renewable energy systems and
backup power applications

Xantrex™ brings the next generation of inverter/charger to market, with the XW Hybrid Inverter/Charger, the heart of the XW System. The XW Hybrid Inverter/Charger (XW) is a true sine wave, 120/240-volt AC, split-phase, inverter/charger that incorporates a DC to AC inverter, a battery charger, and an AC auto-transfer switch. It is the foundation for battery-based residential and commercial applications up to 18 kilowatts (kW). Capable of being grid-interactive or grid-independent, the XW can operate with generators and renewable energy sources to provide full-time or backup power.

Designed with consultation and input from industry experts, dealers, and installers, the XW sets a new standard for battery-based inverter/chargers. Integrating the best features available in the market, innovative new features by Xantrex and balance-of-systems components, the XW Hybrid Inverter/Charger's design makes installation quicker and easier. The XW offers high efficiency and unprecedented surge capacity to maximize the owner's return on investment. No other inverter/charger looks or performs like the XW.

Product Features

- ▶ True sine wave output
- ▶ 120/240 volt AC split-phase operation
- ▶ Dual AC inputs
- ▶ Integrated design to minimize external balance-of-system components
- ▶ XanBus™-enabled network communication
- ▶ Certified to UL1741 and CSA for utility-interactive applications
- ▶ Unprecedented surge capacity
- ▶ Efficient, power factor corrected, high-current, multistage battery charging

Xantrex™ Technology Inc.

Headquarters
8999 Nelson Way
Burnaby, British Columbia
Canada V5A 4B5
+1 800 670 0707 Toll Free
+1 604 420 1591 Fax

Europe
Xantrex Technology GmbH
Steinheimer Str. 117
63500 Seligenstadt, Germany
+49 (0) 6182 81 6000 Tel
+49 (0) 6182 81 6001 Fax

Xantrex Technology S.L.
Bac de Roda, 52 edificio A
08019 Barcelona, Spain
+34 93 433 8350 Tel
+34 93 433 8351 Fax

Customer Service/Technical Support
customerservice@xantrex.com
Toll free: 1-800-670-0707

Electrical Specifications		
Model	XW6048-120/240-60	XW4548-120/240-60
Continuous output power	6,000 W	4500 W
Surge rating (10 seconds)	12,000 W	9000 W
Surge current	L-N: 105 Arms (15 sec) L-L: 52.5 Arms (15 sec)	L-L: 75 Arms (20 sec) L-N: 40 Arms (20 sec)
Waveform	True sine wave	True sine wave
Low-load efficiency	95%	95%
Idle consumption - search mode	< 8 W	< 8 W
AC connections	AC1 (Grid), AC2 (Generator)	AC1 (Grid), AC2 (Generator)
AC voltage	120/240 Vac split-phase	120/240 Vac split-phase
AC input breaker	60 A two-pole	60 A two-pole
Utility interactive	Yes	Yes
CEC weighted efficiency	92.5%	93%
CEC power rating	5752 W	4500 W
AC input voltage range (bypass/charge mode)	L-N: 80 - 150 Vac (120 V nominal); L-L: 160 - 270 Vac (240 V nominal)	
AC input frequency range (bypass/charge mode)	55 to 65 Hz (default); 44 to 70 Hz (allowable)	
AC1 voltage range – Sell mode (automatically adjusts when entering Sell mode)*	L-N: 108 - 130 +/- 1.5 Vac; L-L: 214 - 260 +/- 3.0 Vac	
AC1 frequency range – Sell mode (automatically adjusts when entering Sell mode)*	59.4 - 60.4 +/- 0.05 Hz	
AC output voltage	L-N: 120 Vac +/- 3%; L-L: 240 Vac +/- 3%	
AC output frequency	60.0 +/- 0.1 Hz	
DC current at rated power	130 A	96 A
Total harmonic distortion	< 5%	
Automatic transfer relay	60 A	
Typical transfer time	8 ms	
DC input voltage (nominal)	50.4 Vdc	50.4 Vdc
DC input voltage range	44 to 64 Vdc	44 to 64 Vdc
Maximum continuous charge rate	100 A	85 A
Efficiency at maximum charge rate	89.4%	90.2%
Power factor corrected charging	0.98	0.98
Emissions	FCC Class B	FCC Class B
Multiple-unit configurations	Up to three parallel units in 120/240-volt split-phase configuration	
Auxiliary relay output	0-12 Vdc, maximum 250 mA DC	
Non-volatile memory	Yes	Yes
System network	Xanbus™ (publish-subscribe network, no need for hubs or special cards)	

ANEXO 9

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS:

SCHNEIDER ELECTRIC XANTREX XW MPPT 80 600

Schneider Electric Xantrex™ Controlador de carga solar XW MPPT 80 600

El controlador de carga solar XW MPPT 80 600 ofrece un conjunto de innovadoras características exclusivas: elevada tensión de entrada FV (hasta 600 V CC), seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y una intensidad de carga de 80 A. Una tensión de entrada FV de 600 V CC permite reducir los costes de instalación a través de un menor número de cadenas FV, conectividad directa, ahorro de cableado y la práctica eliminación de interruptores y cajas combinadoras FV. La tecnología MPPT ayuda a aprovechar la mayor cantidad de energía disponible en el campo FV, independientemente de las condiciones ambientales. La intensidad de carga de la batería de 80 A permite la conexión de campos FV de hasta 4800 W (para bancos de baterías de 48 V).

Características

- Hasta 600 V CC de entrada
 - Intervalo máximo de tensión: 230 a 550 V CC
 - Intervalo de funcionamiento: 195 a 550 V CC
 - Intervalo MPPT: 195 a 510 V CC
 - Tensión de inicio del campo FV: 230 V CC
- 80 A de salida; batería de 48 V o 24 V (nominales)
- Potencia máxima (4800 W; 2560 W) hasta 45 °C (113 °F)
- Algoritmo MPPT de barrido rápido
- Cargador de batería de dos o tres etapas, con equalización
- Configuración del tipo de batería: FLA, AGM, Gel y Personalizada
- Compensación de temperatura de batería
- Alta eficiencia: 96% nom. a 48 V; 94% nom. a 24 V
- Pérdida por consumo reducida (0,5 W; desconexión de alimentación Xanbus)
- GFP e indicador integrados
- Protección de sobretensión y sobreintensidad de entrada
- Protección de sobreintensidad y de realimentación de salida
- Protección contra sobrecalentamiento
- Compatibilidad con celdas FV: monocristalinas, policristalinas, cadenas y de película fina
- Sistema de puesta a tierra del campo FV seleccionable: (+), (-) o aislado de tierra
- Sistema con conexión de positivo o negativo a tierra
- Xanbus compatible con AGS, pasarelas, SCP y XW
- Salida AUX (de contacto seco, forma C)
- Montaje compatible con panel PDP (30 x 8,5 x 8,5 in)
- Ventiladores de refrigeración de velocidad variable



Xantrex™ XW MPPT 80 600

Nombre abreviado del dispositivo

XW MPPT 80 600

Especificaciones eléctricas

Tensión nominal de la batería	24 y 48 V (48 V por defecto)
Máxima tensión del campo FV (en funcionamiento)	195 a 550 V
Máxima tensión del campo FV en circuito abierto	600 V
Máxima intensidad de entrada del campo FV	35 A
Tamaño de cable en conducto	13,5 mm ² a 2,5 mm ² (n.º 6 AWG a n.º 14 AWG)
Método de regulación del cargador:	Tres etapas (en bruto, absorción y flotación) Dos etapas (en bruto y absorción)

Especificaciones generales

Consumo nocturno	< 1 W
Material del envoltente	Chasis metálico ventilado para interiores, fabricado en chapa de aluminio con orificios pretroquelados de 22,22 mm y 27,76 mm (7/8 in y 1 in) y disipador de calor de aluminio
Peso del dispositivo	13,5 kg (29,8 lb)
Peso con embalaje	17,4 kg (38,3 lb)
Dimensiones del dispositivo (Al x An x P)	76 x 22 x 22 cm (30 x 8,625 x 8,625 in)
Dimensiones con embalaje (Al x An x P)	87 x 33 x 27 cm (34,3 x 13 x 10,6 in)
Montaje del dispositivo	Montaje vertical en pared
Temperatura de funcionamiento	-20 °C a +65 °C (-4 °F a 149 °F), derrateo por encima de +45 °C
Temperatura de almacenamiento	-40 °C a +85 °C (-40 °F a +185 °F)
Altitud de funcionamiento	0 a 2000 m sobre el nivel del mar (0 a 6562 ft)
Garantía	Cinco años de garantía estándar
Referencia	865-1032

Normativas aprobadas

Certificado conforme a UL1741: 2ª Ed. y CSA 107.1-01; marcado CE

Las especificaciones están sujetas a cambios sin previo aviso.

ANEXO 10

Cálculo del PR (“Performance Ratio”) para determinar el número de módulos solares a utilizarse en el campo fotovoltaico.

PR, es el "*Performance Ratio*" de la instalación o rendimiento energético, definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, el PR toma en consideración lo siguiente:

- ✓ Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos
- ✓ Pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas
- ✓ Pérdidas debida a la acumulación de suciedad en los módulos
- ✓ Pérdidas por sombras
- ✓ Pérdidas por degradación de los módulos
- ✓ Pérdidas eléctricas
- ✓ Pérdidas por reflectancia

Se valorarán las diferentes pérdidas con el objetivo de estimar el “PERFORMANCE RATIO” de nuestra instalación.

Pérdida por dispersión de potencia de los módulos:

La potencia que los paneles pueden generar no es exactamente la misma, por consiguiente tampoco lo son sus intensidades ni su voltaje de máxima potencia, para minimizar este efecto, los módulos se clasifican por su intensidad, que suele venir

indicado con una letra grabada mediante un adhesivo adherido al marco de un panel, de manera que se puede escoger los paneles similares a la hora de armar las series.

En este caso las propiedades técnicas indican que los módulos fotovoltaicos seleccionados tienen de tolerancia de potencia (%P_{máx}) de 0/+3%, por lo que las posibles pérdidas por dispersión de potencia se pueden estimar en un 3%.

Pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas:

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye con el incremento de la temperatura a la que se encuentra la superficie del panel. Al ser un elemento expuesto a la radiación solar de manera continua es necesario que exista una buena ventilación tanto por la superficie expuesta al sol como por la parte posterior de los módulos. No obstante, incluso con buena ventilación, se produce un incremento de temperatura de la superficie de los módulos con respecto a la temperatura del ambiente exterior.

Para el cálculo del factor que considera las pérdidas por incremento de la temperatura del panel (P_T), con frecuencia se emplea la siguiente expresión:

$$P_T = K_T * (T_C - 25^{\circ}C)$$

Donde,

- K_T , es el coeficiente de temperatura, medido en $^{\circ}C^{-1}$. Generalmente este valor viene dado por el fabricante del panel solar, aunque si este dato no

lo proporcionará el fabricante se puede tomar por defecto el valor de $0,0035^{\circ}\text{C}^{-1}$.

- T_C , es la temperatura media mensual a la que trabajan las placas fotovoltaicas. Para calcular esta temperatura, T_C , se suele emplear la siguiente expresión:

$$T_C = T_{amb} + \frac{(T_{onc} - 20^{\circ}\text{C}) * E}{800}$$

Donde,

- T_{amb} , la temperatura ambiente media mensual del lugar donde se instalarán los módulos fotovoltaicos. Este es un dato que puede ser extraído de la información que albergan las agencias de meteorología oficiales en cada país. En este caso, para la localidad de la finca BONANZA (Guayas-Ecuador), lugar elegido para realizar la instalación, la temperatura media para el mes de Noviembre es de $26,3^{\circ}\text{C}$.
- T_{onc} , es la temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiación de 800 W/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 33°C y la velocidad del viento de 1 m/s . Este dato también es suministrado por el fabricante del módulo solar, siendo el valor en este caso $T_{onc} = 46^{\circ}\text{C}$.

- E, es la radiación media en un día soleado del mes en cuestión, que en este caso es de valor 145 W/m² para el mes de Noviembre.

Sustituyendo los valores en la expresión anterior, resulta que la temperatura media mensual (T_c) a la que trabajan las placas fotovoltaicas, resulta ser de:

$$T_c = 26,3 + \frac{(46 - 20^\circ\text{C}) * 145}{800}$$

$$T_c = 31,01$$

Por lo que el factor que considera las pérdidas por incremento de la temperatura del panel (P_T) resulta ser:

$$P_T = 0,0035 * (29,71 - 25^\circ\text{C})$$

$$P_T = \mathbf{0.02104}$$

Por lo tanto las Pérdidas por incremento de temperatura del panel $P_T = \mathbf{2,10\%}$

Pérdidas debido a la acumulación de suciedad en los módulos:

Suelen producirse debido a la acumulación de polvo sobre la superficie de los módulos, las cuales se reducen realizando tareas de mantenimiento y limpieza correspondientes de forma regular, las Pérdidas pueden ir desde un 2% en sistemas con un adecuado mantenimiento en sectores con climas favorables, hasta un 8% en sectores de con

ambiente polvoriento, cercanas a la carretera, etc. Un valor típico en instalaciones con un mantenimiento medio es de un 4%. [21]

Pérdidas por sombras:

Las pérdidas por el sombreado parcial de los generadores fotovoltaicos dan lugar a una reducción de la energía producida, ya que existe una disminución de la captación solar. Las sombras pueden ser ocasionadas por objetos como árboles, edificaciones, etc. La disminución se puede estimar en torno al 4%. [22]

Pérdidas por degradación de los módulos:

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio a lo largo del tiempo de funcionamiento debido a su exposición a la radiación solar, normalmente la mayor degradación de potencia se da en los primeros meses de actividad que de forma usual se admite que sean del orden del 1,1%. [22]

Pérdidas eléctricas:

La instalación eléctrica y el conexionado entre módulos, y de éstos con los demás componentes de la instalación fotovoltaica, se deberá realizar según las recomendaciones recogidas en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA, donde se indica que la caída de tensión no podrá superar el 3% (1,5% para la parte de corriente continua o directa y del 2% para los conductores de la parte de corriente

alterna). Por tanto, teniendo en cuenta estas consideraciones, se estiman que las pérdidas eléctricas serán del 3%.

Pérdidas por reflectancia:

Este tipo de pérdidas, que hacen referencia a los efectos angulares de la reflexión en los módulos, en condiciones de trabajo normales ni el espectro de la luz solar que alcanza el generador es el normalizado todo el día, ni incide perpendicularmente sobre los paneles, produciéndose pérdidas que van del 1% al 4%, siendo las más habituales en torno al 2,25%. [21]

Finalmente, contabilizando todas las pérdidas anteriores, se obtiene el "Performance Ratio" (PR) o rendimiento energético de la instalación, definido como la eficiencia alcanzada en la instalación, en este caso de estudio será de:

$$PR = 100\% - 3\% - 2,10\% - 4\% - 4\% - 1,1\% - 3\% - 2,25\% = 80,55\%$$

$$**PR = 80,55\%**$$

ANEXO 11

CALIBRE	SECCION	FORMACION	ESPESOR AISLAMIENTO	ESPESOR CHAQUETA	DIAMETRO EXTERIOR	PESO TOTAL	CAPACIDAD DE CORRIENTE para 1 conductor al aire libre	TIPO CABLE
AWG	mm ²	No. de hilos por diámetro	mm.	mm.	mm.	Kg/Km	Amp.	
20	0,519	1 x 0.813	0,38	0,1	1,77	7,07	15	TFN
18	0,823	1 x 1,02	0,38	0,1	1,98	10,94	15	TFN
16	1,31	1 x 1,29	0,38	0,1	2,25	16,48	20	TFN
14	2,08	1 x 1,63	0,38	0,1	2,59	23,17	35	THHN
12	3,31	1 x 2,05	0,38	0,1	3,01	34,16	40	THHN

10	5,26	1 x 2,59	0,51	0,1	3,81	55,04	55	THH N
8	8,34	1 x 3,26	0,76	0,13	5,04	91,22	80	THH N
16	1,31	19 x 0,30	0,38	0,1	2,46	17,95	20	TFN
14	2,08	19 x 0,38	0,38	0,1	2,86	23,8	35	THH N
12	3,31	19 x 0,47	0,38	0,1	3,31	35,7	40	THH N
10	5,26	19 x 0,60	0,51	0,1	4,22	56,2	55	THH N
8	8,37	7 x 1,23	0,76	0,13	5,47	93,7	80	THH N
6	13,3	7 x 1,55	0,76	0,13	6,43	141,3	105	THH N
4	21,15	7 x 1,96	1,02	0,15	8,22	227,6	140	THH N
2	33,62	7 x 2,47	1,02	0,15	9,75	348,1	190	THH N

1	42,36	7 x 2,78	1,27	0,18	11,24	446,2	220	THH N
1/0	53,49	19 x 1,89	1,27	0,18	12,35	553,3	260	THH N
2/0	67,43	19 x 2,12	1,27	0,18	13,5	688,7	300	THH N
3/0	85,01	19 x 2,39	1,27	0,18	14,85	856,8	350	THH N

TABLA A.1. Valores de intensidad de los diferentes calibre en conductores de cobre, aislamiento THHN. [23]

FACTORES DE CORRECCION							
Temperatura Ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30 °C (86 °F), multiplicar las anteriores intensidades por el correspondiente factor de los siguientes						Temperatura Ambiente en °F
21-25	1.08	1.05	1.04	1.08	1.05	1.04	70-77
26-30	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	78-86
31-35	0.91	0.94	0.96	0.91	0.94	0.96	87-95
36-40	0.82	0.88	0.91	0.82	0.88	0.91	96-104
41-45	0.71	0.82	0.87	0.71	0.82	0.87	105-113
46-50	0.58	0.75	0.82	0.58	0.75	0.82	114-122
51-55	0.41	0.67	0.76	0.41	0.67	0.76	123-131
56-60	...	0.58	0.71	...	0.58	0.71	132-140
61-70	...	0.33	0.58	...	0.35	0.58	141-158
71-80	0.41	0.41	159-176

* Si no se permite otra cosa específicamente en otro lugar de este Código, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un asterisco (*), no debe superar los 15 Amperios para el número 14; 20 Amperios para el número 12 y 30 Amperios para el número 10, todos de cobre; o 15 Amperios para el número 12 y 25 Amperios para el número 10 de aluminio y aluminio recubierto de cobre, una vez aplicados todos los factores de corrección por la temperatura ambiente y el número de conductores.

Tabla A.2. Factores de corrección para diferentes temperaturas. [13]

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm ²)	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm ²)
S ≤ 16	S (*)
16 < S ≤ 35	16
S > 35	S/2

(*) Con un mínimo de:
 2,5 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica
 4 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica

TABLA A.3. Relación entre conductores activos y protección. [14]

Tamaños <i>Sizes</i>	NH1 – NH2 - NH3
Tensión asignada <i>Rated voltage</i>	1000V DC
Corrientes asignadas <i>Rated currents</i>	25A...200A (NH1) 200A...250A (NH2) 200A...400A (NH3)
Poder de corte asignado <i>Rated breaking capacity</i>	30 kA (L/R = 2 ms)
Clase <i>Class</i>	gPV (protección de sobrecargas y cortocircuitos) <i>(protection against overload and short-circuit)</i>
Corriente mínima de interrupción <i>Minimum interrupt rating</i>	1,35·In
Corriente de no fusión <i>Non fusing current</i>	1,13·In

TABLA A.4. Característica técnica de los fusibles. [15]

TALLA	CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA	POTENCIA DISIPADA (W) @ 0,7·In	POTENCIA DISIPADA (W) @ In	I ² t PREARCO (A ² s)	I ² t TOTAL (A ² s)
SIZE	RATED CURRENT (A)	REFERENCE	POWER DISSIPATION (W) @ 0,7·In	POWER DISSIPATION (W) @ In	PREARcing I ² t (A ² s)	OPERATING I ² t (A ² s)
NH1	25	373210 (UL)	5,2	12,5	62	94
	32	373215 (UL)	6,3	15,5	122	184
	40	373225 (UL)	6,7	16,6	302	454
	50	373230 (UL)	7,5	18,0	562	844
	63	373235 (UL)	8,2	20,0	1.210	1.815
	80	373240 (UL)	10,0	27,0	2.250	3.375
	100	373245 (UL)	11,0	28,0	4.000	6.000
	125	373250 (UL)	12,5	32,0	6.500	9.700
	160	373255 (UL)	10,0	25,0	10.300	19.800
200	373260	12,5	30,0	19.900	38.300	
NH2	200	373350	11,4	28,0	18.700	36.400
	250	373360	13,0	33,3	36.800	71.500
NH3	200	373425 (UL)	19,5	48,0	21.700	31.700
	250	373435 (UL)	20,5	51,5	41.000	60.000
	315	373445 (UL)	26,2	66,0	76.000	111.500
	355	373450	18,0	46,5	74.700	130.700
	400	373455	20,0	51,0	104.400	182.600

TABLA A.5. Característica técnica de los fusibles en los distintos tramos DC. [15]

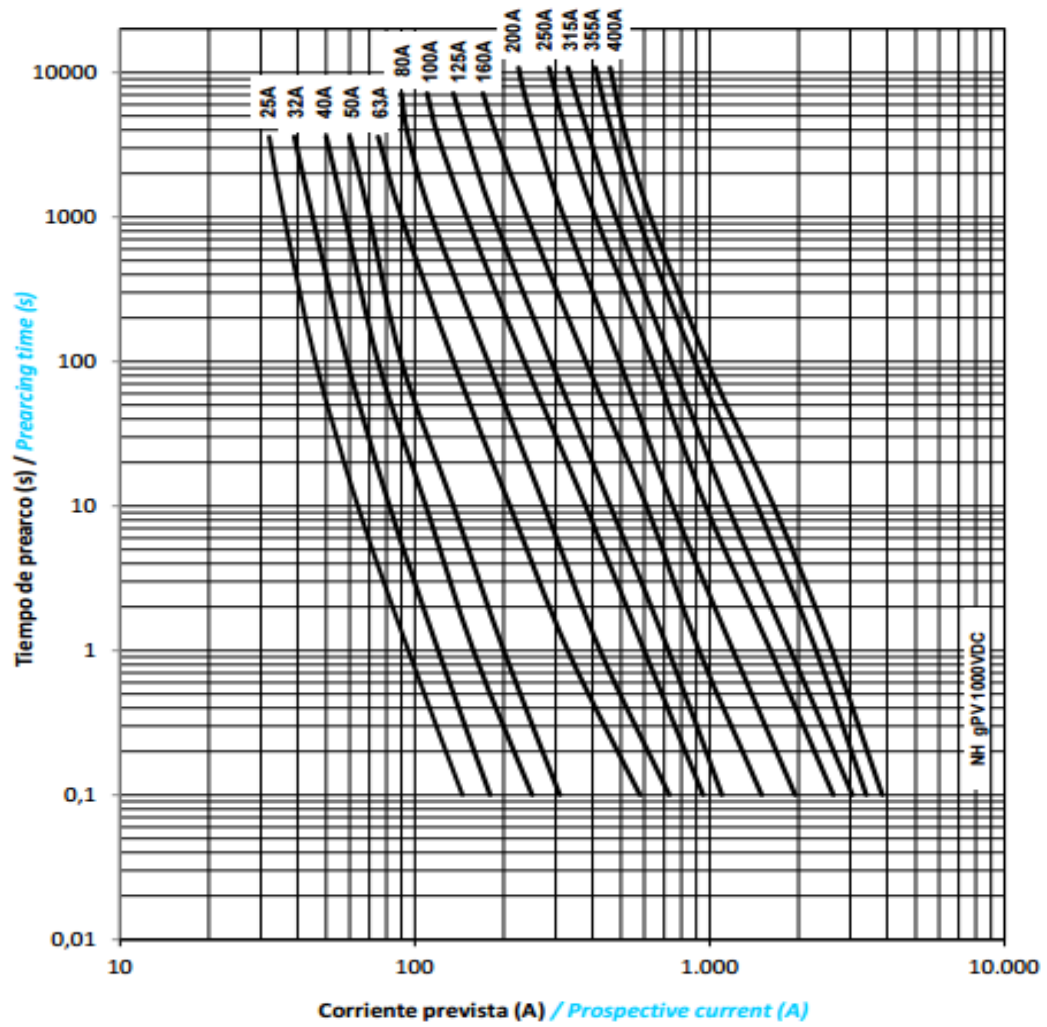


Ilustración 1: Características de tiempo – corrientes de los fusibles

ANEXO 12

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	
Potencia	420 cc.
Potencia Nominal	5000W
Potencia Máxima	6000W
Voltaje	240/120V 50-60Hz
Dimensiones	92 x 53 x 68 centímetros
Alternador	Imán permanente sin escobillas
Depósito de combustible	20 litros
Motor	Monocilíndrico, 4 tiempos, OHV eje horizontal refrigerado por aire
Salida	15amp 3x240v
Tipo de aceite	SAE 10W30
Peso Neto	165 kilos
Combustible	Diésel
Peso bruto	170 kilos
Nivel de ruido	93 decibelios
Funcionamiento	10 horas (dependiendo de la carga)
Capacidad depósito aceite	1.1 litro
Tipo de Generador	Diesel

TABLA B.1: Especificaciones técnicas del generador modelo elegido de 6 KW, monofásico-automático

Año 2016 - En dólares			
Fracción Básica	Exceso Hasta	Impuesto Fracción Básica	Impuesto Fracción Excedente
0	11.170	0	0%
11.170	14.240	0	5%
14.240	17.800	153	10%
17.800	21.370	509	12%
21.370	42.740	938	15%
42.740	64.090	4.143	20%
64.090	85.470	8.413	25%
85.470	113.940	13.758	30%
113.940	En adelante	22.299	35%

TABLA B.2 Tasas de impuesto a la renta según el monto de inversiones

Tasas de Interés			
febrero-2016			
1. TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS VIGENTES			
Tasas Referenciales		Tasas Máximas	
Tasa Activa Efectiva Referencial para el segmento:	% anual	Tasa Activa Efectiva Máxima para el segmento:	% anual
Productivo Corporativo	9.32	Productivo Corporativo	9.33
Productivo Empresarial	10.17	Productivo Empresarial	10.21
Productivo PYMES	11.82	Productivo PYMES	11.83
Comercial Ordinario	9.59	Comercial Ordinario	11.83
Comercial Prioritario Corporativo	8.88	Comercial Prioritario Corporativo	9.33
Comercial Prioritario Empresarial	10.01	Comercial Prioritario Empresarial	10.21
Comercial Prioritario PYMES	11.14	Comercial Prioritario PYMES	11.83
Consumo Ordinario	16.65	Consumo Ordinario*	17.30
Consumo Prioritario	16.59	Consumo Prioritario **	17.30
Educativo	7.21	Educativo **	9.50
Inmobiliario	10.89	Inmobiliario	11.33
Vivienda de Interés Público	4.98	Vivienda de Interés Público	4.99
Microcrédito Minorista	27.63	Microcrédito Minorista	30.50
Microcrédito de Acumulación Simple	25.07	Microcrédito de Acumulación Simple	27.50

TABLA B.3 Tasas de interés activas vigentes, según el tipo de proyecto.

ANEXO 13

Procedimiento de simulación en PVSyst 6.4.0

Todo lo que se encuentre dentro de corchetes [] son nombre de iconos del software.

- 1) Se ingresa a PVSyst 6.4.0 y se elige [BASE DE DATOS], luego [LUGARES GEOGRAFICOS] y se procede a elegir [NUEVO] para fijar el lugar objeto de estudio, ya sea escogiendo directamente del mapa o ingresando las coordenadas geográficas.
- 2) Una vez importado el lugar, se ingresa en [DISEÑO DEL PROYECTO] en la página principal y se escoge [AISLADO].
- 3) Se abrirá una ventana auxiliar donde se colocar el nombre del proyecto y en [LUGAR Y METEO] se escogerá el sitio guardado que se definió en el apartado 1.
- 4) Ahora, se ira moldeando las características del diseño según los requerimientos propios; esto se hará paso a paso en la sección abajo [INPUT PARAMETERS/MANDATORY].

No se usara [INPUT PARAMETERS/OPTIONAL] ya que la posición de nuestro campo fotovoltaico, al instalarse en techo y ser el punto más alto de la locación incluyendo árboles, no amerita un estudio detallado del perfil de sombras y obstáculos.

Todas las figuras abajo son fotos instantáneas de la interfaz del software durante el desarrollo del dimensionamiento en PVSyst 6.4.0 y están ubicadas acorde el procedimiento.

- 5) Todos los datos que se introducirán provienen del CAPITULO 2, en [ORIENTACIÓN] se colocará inclinación de 15° y azimut de -30° .

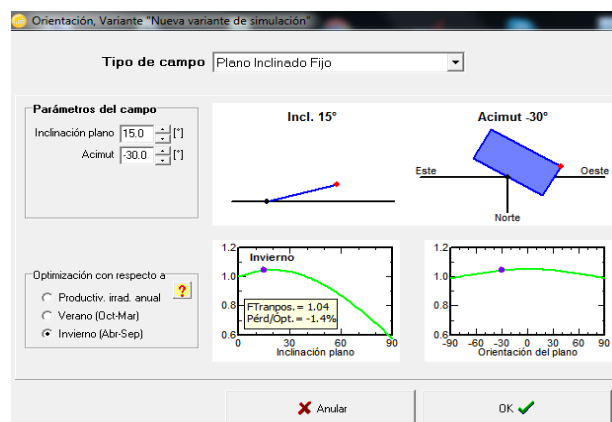


FIGURA 13.1: Orientación

- 6) En [NECESIDADES USUARIO] se ingresar datos de la Tabla 7

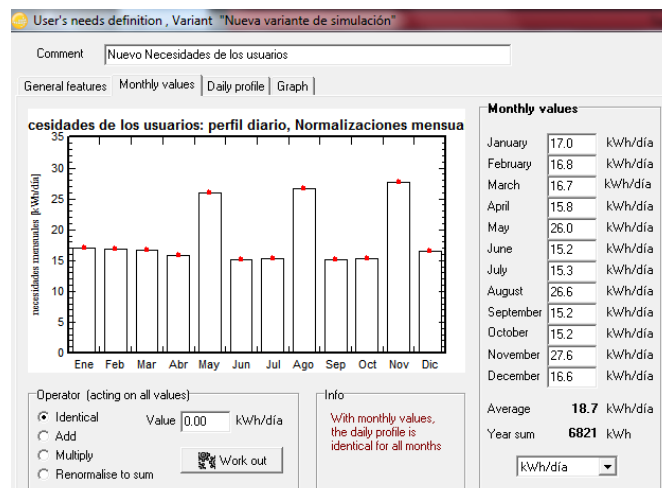


FIGURA 13.2: Necesidades de Usuario

7) En [SISTEMA] se ingresaron datos obtenidos del CAPÍTULO 2, se tuvo en cuenta las sugerencias del software para contrastar datos verificar que se encuentren en rangos lógicos; pero debido a los criterios usados en el diseño se usó siempre los valores calculados.

a. Configuración de arreglo, cantidad y capacidad total de baterías.

The screenshot displays the 'Design of a Standalone system, Variant "Nueva variante de simulación"' interface. The 'Pre-sizing suggestions' tab is active, showing input fields for 'Av. daily needs' (18.7 kWh/day), 'Enter accepted LOL' (1.0%), and 'Enter requested autonomy' (5.0 days). The 'System summary' tab shows 'Battery (user) voltage' at 48V, 'Suggested capacity' at 3387 Ah, and 'Suggested PV power' at 8.39 kWp (nom.).

The 'Procedure' section lists four steps: 1. Pre-sizing (Define conditions), 2. Storage (Define battery pack), 3. PV Array design (Design PV array and control mode), and 4. Back-up (Define Genset).

The 'Specify the Battery set' section allows sorting by voltage, capacity, or manufacturer. It shows a configuration for 8 batteries in series and 13 in parallel, resulting in 104 batteries and 312 elements. The battery pack voltage is 48V, with a global capacity of 5564 Ah, stored energy of 214 kWh (80% DOD), and a total weight of 10608 kg.

The 'Operating battery temperature' section is set to 'Monthly specified values'. A warning box states: 'The PV array power seems to be slightly oversized.'

FIGURA 13.3: Diseño del Sistema Aislado / Baterías

Observación: La capacidad sugerida de la batería por el software es menor que la calculada en el CAPÍTULO 2, esto se justifica ya que PVsyst toma un DOD = 0,8 y al ser la relación de la capacidad inversamente proporcional al DOD ocurre un decremento del valor total, además en el diseño se tomaron factores de seguridad para la Capacidad diaria corregida que aumenta el valor de diseño.

- b. Configuración de arreglos y cantidad de módulos solares, y configuración de controlador de carga UNIVERSAL.

The screenshot displays the 'Design of a Standalone system' software interface, specifically the 'Pre-sizing suggestions' tab. The interface is divided into several sections:

- Specified Load / Pre-sizing suggestions:** Shows 'Av. daily needs' as 18.7 kWh/day, 'Enter accepted LOL' as 1.0%, and 'Enter requested autonomy' as 5.0 days. It also indicates a 'Battery (user) voltage' of 48 V, a 'Suggested capacity' of 3387 Ah, and a 'Suggested PV power' of 8.39 kWp (nom.).
- Storage / Generator FV / Back-up / Schema:** The 'Generator FV' section is active, showing 'Sub-array name and Orientation' as 'Generador FV' and 'Orient.' as 'Plano Inclinado Fijo'. Tilt is 15° and Azimut is -30°.
- Select the PV module:** Shows 'Prod. desde 2002' as 'SolarWorld', 'Sort modules by' as 'power', and 'Sizing voltages' as Vmpp (60°C) 24.8 V and Voc (-10°C) 41.7 V.
- Select the control mode and the controller:** Shows 'Universal controller' selected, 'Operating mode' as 'MPPT converter', and 'MPPT power converter' selected. Parameters include 'MPPT' 48 V, 'Max. Charging - Discharging current' 234 A, and 'Universal controller with MPPT convi'.
- PV Array design:** Shows 'Number of modules and strings' with 'Mod. in serie' as 2 and 'Nb. strings' as 27, resulting in 'Nb modules' as 54 and 'Area' as 91 m². Operating conditions include 'Plane irradiance' of 1000 W/m², 'Max. operating power' of 10.9 kW, and 'Array's nom. power (STC)' of 12.4 kWp.

FIGURA 13.4: Diseño del Sistema Aislado / Generador FV

Observación: Se simuló con un controlador de carga UNIVERSAL que nos arroja los datos característicos del regulador que se necesita, de esta forma, se puede comprobar el buen funcionamiento de nuestro regulador escogido comparando las características de ambos.

- 8) En [PÉRDIDAS DETALLADAS], se dejará por "Default", ya que el sistema considera pérdidas estándares, como por ejemplo 1,5% en cables por calor, que es lo que dicta el INEN también.

9) A medida que se avanza cada punto anterior debe quedar en verde, lo que significa que no existe ninguna inconsistencia. Y se da clic en [SIMULACIÓN].

10) Se abre una ventana emergente donde muestra las características escogidas en forma de resumen, verificamos si esta correcto y se da clic en [SIMULACIÓN], se va a generar la simulación y por último, exportamos el reporte detallado.

A continuación, la ventana emergente de RESULTADOS, con Tabla de Resultados principales, Tabla de Parámetros de simulación y el grafico correspondiente al Diagrama Diario de Entrada/Salida.

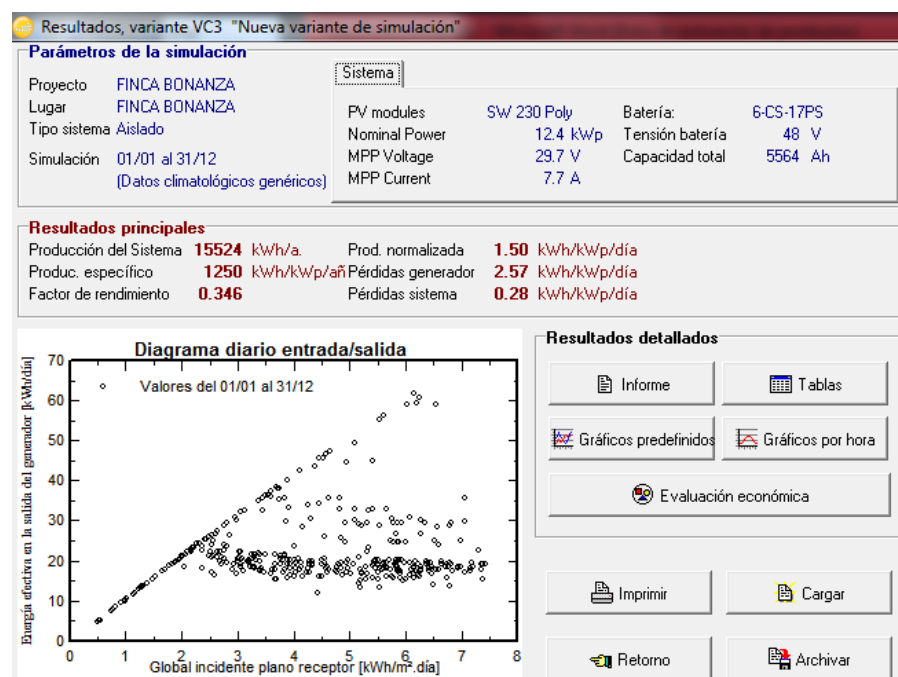


FIGURA 13.5: Resultados

EL INFORME DETALLADO SE ENCUENTRA EN EL ANEXO 14

ANEXO 14

Informe final de la simulación (PVSyst 6.4.0)

PVSYST V6.40		31/01/16	Página 1/4		
Sistema Aislado: Parámetros de la simulación					
Proyecto :	FINCA BONANZA				
Lugar geográfico	FINCA BONANZA	País	Ecuador		
Ubicación	Latitud	1.9°S	Longitud	79.5°W	
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT-5	Altitud	11 m	
	Albedo	0.20			
Datos climatológicos:	FINCA BONANZA	Síntesis - Meteonorm 7.1 (1961-1990), Sat=100%			
Variante de simulación : Nueva variante de simulación					
	Fecha de simulación	31/01/16 14h38			
Parámetros de la simulación					
Orientación Plano Receptor	Inclinación	15°	Acimut	-30°	
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm	
Características generador FV					
Módulo FV	Si-poly	Modelo	SW 230 Poly		
<small>Original PVSyst database</small>		Fabricante	SolarWorld		
Número de módulos FV		En serie	2 módulos	En paralelo	27 cadenas
Nº total de módulos FV		Nº módulos	54	Pnom unitaria	230 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	12.42 kWp	En cond. funciona.	10.93 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	52 V	I mpp	208 A
Superficie total		Superficie módulos	90.5 m²		
Factores de pérdida Generador FV					
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	4.3 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas	1.2 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	1.5 %	
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05	
Parámetro del Sistema					
	Tipo de sistema	Sistema Aislado			
Batería					
	Modelo	6-CS-17PS			
	Fabricante	Rolls			
Características del banco de baterías	Tensión	48 V	Capacidad Nominal	5564 Ah	
	Nº de unidades	8 en serie x 13 en paralelo			
	Temperatura	Valores mensuales dados			
Controller					
	Modelo	Universal controller with MPPT converter			
Convertidor	Tecnología	MPPT converter	Coef. temp.	-5.0 mV/°C/elem.	
	Eficiencias Máx. y EURO	97.0/95.0 %			
Battery management control	Threshold commands as	SOC calculation			
	Carga	SOC = 0.90/0.75	i.e. approx.	64.5/50.1 V	
	Descarga	SOC = 0.20/0.45	i.e. approx.	46.2/48.9 V	
Necesidades de los usuarios :					
	perfil diario	Normalizaciones mensuales			
	media	18.7 kWh/Día			

Sistema Aislado: Necesidades detalladas del usuario

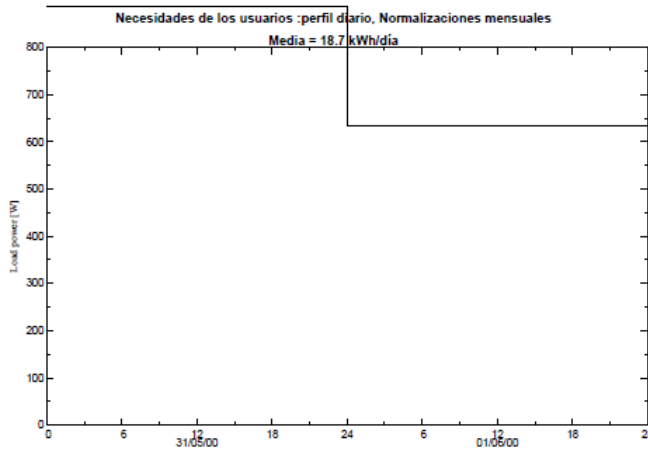
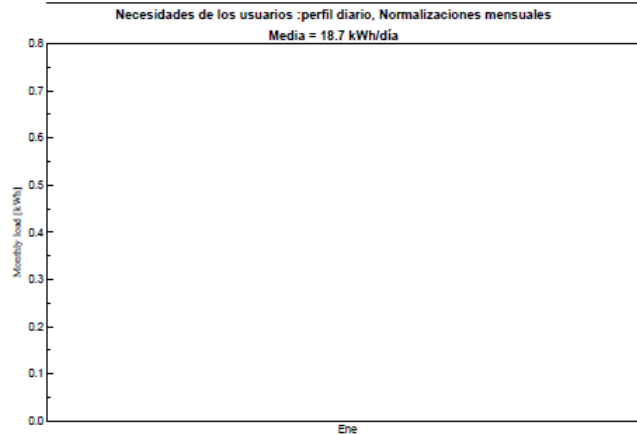
Proyecto : FINCA BONANZA
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

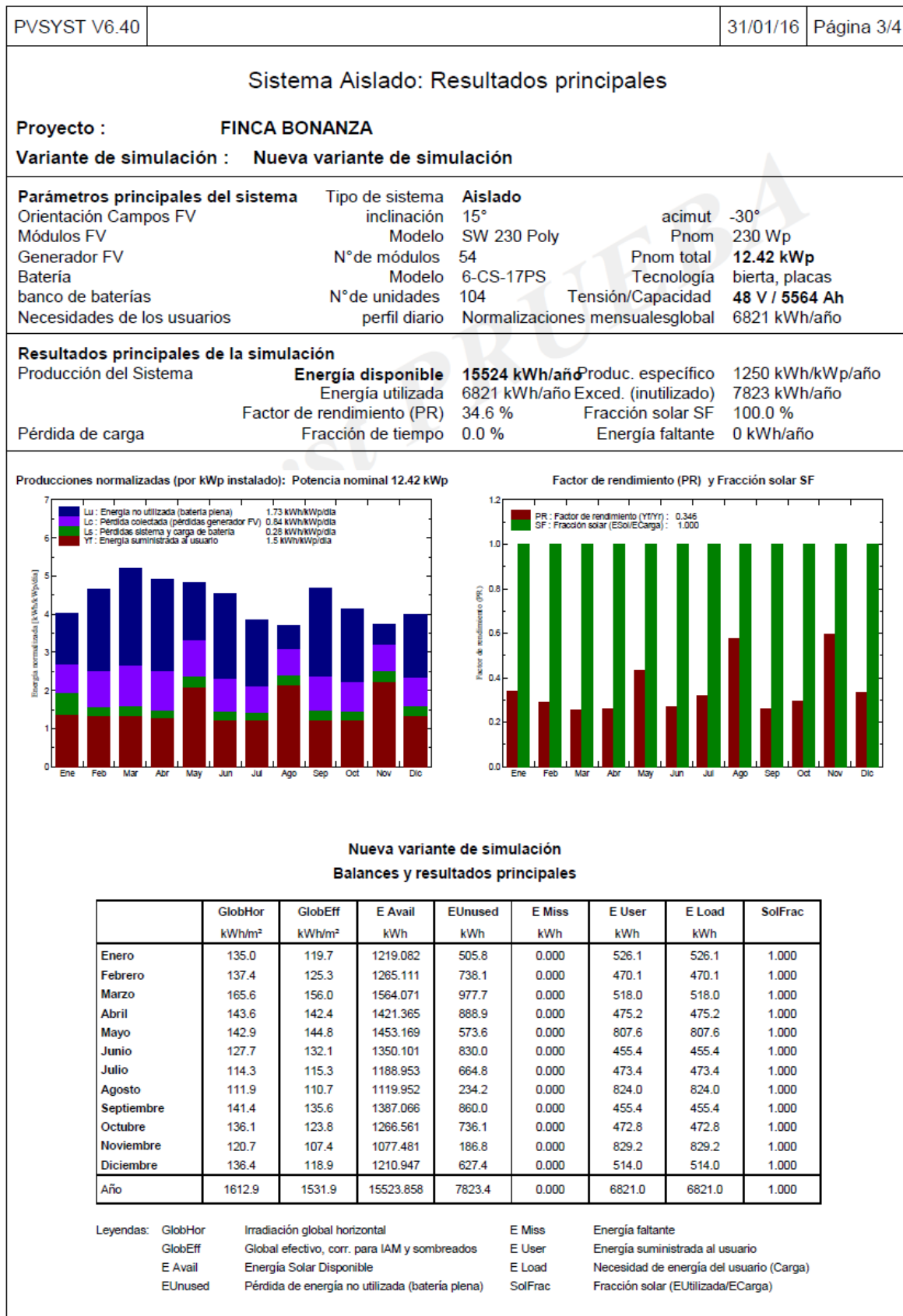
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado	
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut -30°
Módulos FV	Modelo	SW 230 Poly	Pnom 230 Wp
Generador FV	N° de módulos	54	Pnom total 12.42 kWp
Batería	Modelo	6-CS-17PS	Tecnología bierta, placas
banco de baterías	N° de unidades	104	Tensión/Capacidad 48 V / 5564 Ah
Necesidades de los usuarios	perfil diario	Normalizaciones mensuales global 6821 kWh/año	

perfil diario, Normalizaciones mensuales, media = 18.7 kWh/día

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
17.0	16.8	16.7	15.8	26.0	15.2	15.3	26.6	15.2	15.2	27.6	16.6	18.7	kWh/día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Hourly load	707	707	707	707	707	707	707	707	707	707	707	707	W
	707	707	707	707	707	707	707	707	707	707	707	707	W





Sistema Aislado: Diagrama de pérdidas

Proyecto : FINCA BONANZA
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado	
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut -30°
Módulos FV	Modelo	SW 230 Poly	Pnom 230 Wp
Generador FV	N° de módulos	54	Pnom total 12.42 kWp
Batería	Modelo	6-CS-17PS	Tecnología bierta, placas
banco de baterías	N° de unidades	104	Tensión/Capacidad 48 V / 5564 Ah
Necesidades de los usuarios	perfil diario	Normalizaciones mensualesglobal	6821 kWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año

