



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: INFORME DE INVESTIGACIÓN

Título:

MODELAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADA A LA RED CONSIDERANDO LA VARIACIÓN DE IRRADIANCIA SOLAR EN UNA BANANERA EN EL CANTÓN VENTANAS

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magister en Electricidad
mención sistemas eléctricos de potencia

Autor:

Figueroa Guerra Danner Anderson

Tutor:

M.Sc. Salazar Achig Edgar Roberto

LATACUNGA –ECUADOR
2022

AVAL DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación “Modelamiento de un sistema fotovoltaico conectada a la red considerando la variación de irradiancia solar en una bananera en el Cantón Ventanas” presentado por Figueroa Guerra Danner Anderson, para optar por el título Magíster en Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia.

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera de que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, febrero, 21, 2022



M.Sc. Edgar Roberto Salazar Achig
CC.: 050284761-9

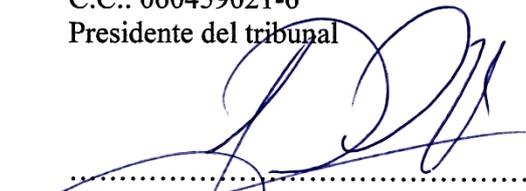
AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: Modelamiento de un sistema fotovoltaico conectada a la red considerando la variación de irradiancia solar en una bananera en el Cantón Ventanas, ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la exposición y defensa.

Latacunga, agosto, 08, 2022



.....
M.Sc. Jessica Nataly Castillo Fiallos
C.C.: 060459021-6
Presidente del tribunal



.....
M.Sc. Jefferson Alberto Porras Reyes
CC.: 070440044-9
Lector 2



.....
M.Sc. Rommel Eusebio Suárez Vinueza
CC.: 180416535-3
Lector 3

DEDICATORIA

La siguiente investigación está dedicada a todas las personas que han sido parte de mi vida, apoyándome en cada decisión y situación, ayudándome a crecer y tratando siempre de ser una mejor persona.

Dedico principalmente a mis padres que son mi guía y motivación para luchar contra adversidades que se presentan en el camino como también a Dios por cuidándome en cada paso que daba, dándome fuerzas para luchar y nunca rendirme, a mis hermanos por su motivación.

Danner Anderson Figueroa Guerra

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, agradecido con Dios por la vida brindada, por ser parte de mi motivación para el desarrollo de este proyecto de investigación y también por darnos la fe para perseverar y así tener éxito en el proyecto, agradecido con todas las personas que se ha puesto en el camino, por haber dado la fortaleza para culminar una etapa más en la vida, en el que he aprendido a no rendirme ante los obstáculos y ser perseverante ante cualquier circunstancia.

Agradezco también a mis padres y hermanos, quienes han sido un pilar fundamental para la culminación de esta etapa, con sus valores y enseñanzas de cómo ser una buena persona, que, a través de sus ejemplos de perseverancia, esfuerzo y trabajo duro, se puede llegar lejos, es por eso que, gracias a ellos, he logrado con éxito este camino.

Como también agradecer a la Universidad Técnica de Cotopaxi, una prestigiosa institución educativa que nos abrió sus puertas, siendo la base fundamental de mi formación, académico como magister.

Eternamente agradecido con mis docentes que día a día me impartieron sus conocimientos y experiencias, y en especial a mi tutor de este proyecto de investigación quien se convirtió en la guía y pilar para completar el proyecto de investigación.

Finalmente, a mis compañeros y amigos, quienes fueron un gran apoyo para mí con sus consejos y buenos deseos, porque compartimos gratos momentos y diversas aventuras, que nos dejaron muchos aprendizajes durante este tiempo.

Danner Anderson Figueroa Guerra

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, febrero, 21, 2022



.....
Ing. Danner Anderson Figueroa Guerra
C.C.: 120705321-4

RENUNCIA DE DERECHOS

Quien suscribe, cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, febrero, 21, 2022

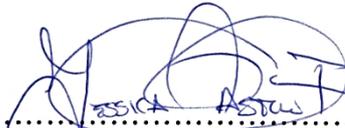


.....
Ing. Danner Anderson Figueroa Guerra
C.C.: 120705321-4

AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: Modelamiento de un sistema fotovoltaico conectada a la red considerando la variación de irradiancia solar en una bananera en el Cantón Ventanas, contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, agosto, 08, 2022



.....
M.Sc. Jessica Nataly Castillo Fiallos
C.C.: 060459021-6

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Título: Modelamiento de un sistema fotovoltaico conectada a la red considerando la variación de irradiancia solar en una bananera en el Cantón Ventanas.

Autor: Ing. Figueroa Guerra Danner Anderson

Tutor: M.Sc. Salazar Achig Edgar Roberto

RESUMEN

En la presente investigación surgió la necesidad de utilizar herramientas de ingeniería que nos permitiera conocer el modelo de optimización de un sistema fotovoltaico para el abastecimiento de las cargas de una bananera. Este estudio presenta un modelo y simulación de un sistema fotovoltaico conectado a la red, considerando la variación de la irradiancia solar. En primera instancia se utilizó el instrumento piranómetro SMP-10 clase A, utilizado para medir la irradiancia solar en la zona a estudiar, con un máximo de 7.28 (kWh/m² /día) en el mes de abril y un mínimo de 4.05 (kWh/m² /día) en julio. Luego se consideró las cargas de la bananera, determinando el tiempo de carga con un máximo de 1.980 kW y un mínimo de 600 W, con un consumo de 21.61 kWh/día, para luego hacer uso de la herramienta HOMER Pro para encontrar la mejor viabilidad del sistema fotovoltaico con sus algoritmos de optimización, determinado el costo de energía de \$0.069 con capacidad de 4.49kW de generación fotovoltaica. Para su validación se utilizó otros algoritmos de modelos matemáticos realizados en Matlab/Simulink, estableciendo la potencia del sistema, el costo nivelado de energía (USD/kWh), voltaje (V), corriente (A) y potencia (W) tanto del panel solar como la energía que sale a la carga, además se determinó el punto de máxima transferencia de potencia (MPPT) del sistema. Y por último se evaluó el payback del modelamiento, con un TIR de 55% y un tiempo de retorno de la inversión de 5.18 años.

PALABRAS CLAVE: Sistema Fotovoltaico; Eficiencia; Recursos renovables; Irradiancia solar; modelo matemático.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCION DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Title: “Modeling of a grid-connected photovoltaic system considering the variation of solar irradiance in a banana plantation in the Ventanas Canton.”

Author: Ing. Figueroa Guerra Danner Anderson

Tutor: M.Sc. Salazar Achig Edgar Roberto

ABSTRACT

In this research, the need arose to use didactic tools that allow to know the best optimization of a photovoltaic system to supply the loads of the banana company "PRODUFRU S.A.". This study presents a model of the system connected to the grid, considering the variation of solar irradiance. First, the pyranometer instrument SMP-10 class A was used in the area to be studied, with a maximum of 7.28 (kWh/m²/day) in April and a minimum of 4.05 (kWh/m²/day) in July. Then, the loads of the banana plantation were considered, determining the load time with a maximum of 1,980 kW and a minimum of 600 W, with a consumption of 21.61 kWh/day, and then the HOMER Pro tool was used to find the best feasibility of the photovoltaic system with its optimization algorithms, determined the energy cost of \$ 0.069 with capacity of 4.49kW of photovoltaic generation. For its validation, other algorithms of mathematical models made in Matlab/Simulink were used, establishing the power of the system, the levelized cost of energy (S/kWh), as well as the voltage (V), current (A) and power (W) of both the solar panel and the energy that goes to the load, and the maximum power transfer point (MPPT) of the system was also determined. And finally, the payback of the modeling was evaluated, with an TIR of 55% and a return on investment time of 5.18 years.

KEYWORDS: Photovoltaic system, efficiency, renewable resources, solar irradiance, mathematical model.

UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI
DIRECCION DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCION SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Title: "Modeling of a grid-connected photovoltaic system considering the variation of solar irradiance in a banana plantation in the Ventanas Canton."

Author: Figueroa Guerra Danner Anderson

Tutor: M.Sc. Edgar Roberto Salazar Achig

ABSTRACT

In this research, the need arose to use didactic tools that allow to know the best optimization of a photovoltaic system to supply the loads of the banana company "PRODUFRU S.A.". This study presents a model of the system connected to the grid, considering the variation of solar irradiance. First, the pyranometer instrument was used in the area to be studied. Then, the loads of the banana plantation were considered, and then the HOMER Pro tool was used to find the best feasibility of the photovoltaic system with its optimization algorithms. For its validation, other algorithms of mathematical models made in Matlab/Simulink were used, establishing the power of the system, the levelized cost of energy (\$/kWh), as well as the voltage (V), current (A) and power (W) of both the solar panel and the energy that goes to the load, and the maximum power transfer point (MPPT) of the system was also determined. And finally, the payback of the modeling was evaluated to know the payback time of the system investment.

KEYWORDS: Photovoltaic system, efficiency, renewable resources, solar irradiance, mathematical model.

Yo, Mg Marco Paúl Beltrán Semblantes con cédula de identidad número 0502666514 MAGÍSTER EN LINGÜÍSTICA APLICADA A LA ENSEÑANZA DEL INGLÉS COMO LENGUA EXTRANJERA con número de registro de la SENESCYT: 1020-2021-2354162; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: "Modelamiento de un sistema fotovoltaico conectada a la red considerando la variación de irradiancia solar en una bananera en el Cantón Ventanas." de: Figueroa Guerra Danner Anderson aspirante a Magister en electricidad, mención sistemas eléctricos de potencia.



Mg. Marco Paúl Beltrán Semblantes
0502666514



CENTRO
DE IDIOMAS

Latacunga, marzo, 03, 2022

ÍNDICE DE CONTENIDOS

AVAL DEL TUTOR	ii
AVAL DEL TRIBUNAL.....	iii
DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTO	v
RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA	vi
RENUNCIA DE DERECHOS	vii
AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL	viii
RESUMEN	ix
ABSTRACT	x
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	xii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xv
ÍNDICE DE TABLAS	xviii
ÍNDICE DE ANEXOS.....	xix
INTRODUCCIÓN	1
Antecedentes:	1
Planteamiento del problema:	3
Formulación del problema:	3
Objetivo general:	4
Objetivos Específicos:.....	4
Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos:	4
Justificación	6
CAPÍTULO I.....	7
FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA- METODOLÓGICA	7
1.1 Antecedentes de la investigación o fundamentación del estado del arte ..	7
1.2 Fundamentación Teórica.....	8
1.2.1. Elementos necesarios de un sistema fotovoltaico conectado a la red 8	
1.2.2. Fuente energética.....	9
1.2.3. Radiación solar	10
1.2.4. Tipos de radiación	10
1.2.5. Geometría Tierra – Sol.....	11

1.2.6.	Horas pico solar (PSH)	13
1.2.7.	Paneles fotovoltaicos	14
1.2.8.	Clasificación de la energía fotovoltaica.....	15
1.2.9.	Características de un panel solar	16
1.2.10.	Variación con la temperatura	19
1.2.11.	Variación con la irradiancia	22
1.2.12.	Inversor	22
1.2.13.	Inversores de conexión a red.....	24
1.2.14.	Accesorios eléctricos y protecciones	24
1.2.15.	Parámetros para conectar un sistema fotovoltaico a la red	25
1.2.16.	Criterios de dimensionamiento.....	25
1.2.17.	Optimización de la inclinación de los módulos solares	26
1.2.18.	Inclinación de producción del módulo FV.....	27
1.2.19.	Efecto de las sombras sobre los módulos	27
1.2.20.	Modelo matemático de matriz fotovoltaica.....	28
1.2.21.	Función de densidad de probabilidad para radiación solar	30
1.2.22.	Componentes de Homer Pro	31
1.2.23.	Diagrama de flujo de trabajo de HOMER Pro	31
1.3.	Fundamentación metodológica.....	33
1.3.1.	Tipo de investigación.....	33
1.3.2.	Método de investigación	34
1.3.3.	Técnicas e instrumentos.....	34
1.4.	Conclusiones Capítulo I.....	36
CAPÍTULO II.....		37
PROPUESTA		37
2.1.	Título del proyecto.....	37
2.2.	Objetivo del proyecto.....	37
2.3.	Justificación.....	37
2.4.	Descripción de la metodología	38
2.5.	Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados.....	39
2.5.2.	Diagrama unifilar del sistema actual	45

2.5.3.	Análisis estadístico de la carga.....	46
2.5.4.	Cálculo de HOMER Pro	50
2.5.5.	Validación del modelo matemático	54
2.5.6.	Máxima transferencia de potencia del panel solar al sistema	56
2.5.7.	Pseudocódigo de la máxima transferencia de potencia	59
2.5.8.	Simulación en Simulink/Matlab	59
2.5.9.	Pseudocódigo del algoritmo del MPPT	60
2.5.10.	Factor de planta	62
2.5.11.	Restricciones asociadas a la planta fotovoltaica.....	63
2.6.	Conclusiones Capítulo II.....	64
CAPÍTULO III		65
APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA.....		65
3.1.	Análisis de los resultados	65
3.1.1.	Máxima transferencia de potencia del sistema fotovoltaico.....	74
3.1.2.	Simulación y validación en Simulink/Matlab.....	75
3.1.3.	Diagrama unifilar del modelamiento del sistema	78
3.2.	Resultados de validación del sistema fotovoltaico	80
3.3	Validación técnica - económica de los resultados	80
3.4.	Conclusiones del III capítulo.....	82
CONCLUSIONES		83
RECOMENDACIONES		85
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		86
ANEXOS.....		89

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Elementos necesarios de un sistema fotovoltaico conectado a la red [17].	9
Figura 1.2. Radiación solar [17].	11
Figura 1.3. Órbita de la Tierra y la declinación en diferentes estaciones al año [28].	12
Figura 1.4. Irradiación horizontal global [28].	12
Figura 1.5. Irradiación normal directa [28].	13
Figura 1.6. Distribución de la irradiancia solar (W/m ²) a lo largo del día (PSH).	13
Figura 1.7. Modulo fotovoltaico [9].	14
Figura 1.8. Tipos de Paneles Fotovoltaicos [22].	14
Figura 1.9. Datasheet módulos JINKO SOLAR.	16
Figura 1.10. Circuito equivalente de una célula fotovoltaica [28].	17
Figura 1.11. Curva I-V [28].	18
Figura 1.12. Curva P-V [28].	18
Figura 1.13. Tabla de coeficientes de pérdidas del panel solar.	20
Figura 1.14. Tabla de coeficientes de pérdidas.	20
Figura 1.15. Influencia de la temperatura en la curva P-V.	21
Figura 1.16. Influencia de la temperatura en la curva C-V.	22
Figura 1.17. Inversor Trifásico [22].	24
Figura 1.18. Configuración de Inversor [22].	24
Figura 1.19. Sistema fotovoltaico integrado las protecciones [22].	25
Figura 1.20. Variación de la producción FV en función de la inclinación del módulo [28].	27
Figura 1.21. Efecto sombra sobre los módulos [28].	28
Figura 1.22. Esquema implementado en el modelo matemático [28].	31
Figura 1.23. Diagrama de flujo de trabajo y funcionamiento del software HOMER Pro [3].	32
Figura 1.24. Diagrama de flujo del proceso.	35

Figura 2.1. Diagrama de sistema propuesto.	38
Figura 2.2. Lugar a realizar el estudio.	39
Figura 2.3. Curva de irradiancia solar ENERO.	40
Figura 2.4. Datos de irradiancia solar (kWh/m ² /día).	41
Figura 2.5. Curva de irradiancia solar.	41
Figura 2.6. Diagrama de perfiles de cargas.	42
Figura 2.7. Estadística de la data de irradiación.	42
Figura 2.8. Histograma de la data de irradiación.	44
Figura 2.9. Diagrama de frecuencias de la data de irradiación.	44
Figura 2.10. Curva diaria de la data de irradiación.	45
Figura 2.11. Diagrama unifilar del sistema actual.	45
Figura 2.12. Carga de la Bananera (kW).	47
Figura 2.13. Carga de la Bananera.	47
Figura 2.14. Carga de la Bananera.	48
Figura 2.15. Ingreso de kW, capital, reemplazo y O&M del PV en HOMER Pro.	49
Figura 2.16. Ingreso de kW, capital, reemplazo y O&M del Inversor en HOMER Pro.	50
Figura 2.17. I-V curva característica de datos de la tabla 5.	57
Figura 2.18. Ajuste lineal de datos de panel y modelo.	57
Figura 2.19. Diagrama de flujo del pseudocódigo de la máxima transferencia de potencia.	59
Figura 2.20. Diagrama de flujo del pseudocódigo algoritmo del MPPT.	60
Figura 2.21. Modelo del sistema PV en Matlab.	61
Figura 2.22. Modelo del sistema con el flujo de potencia en Matlab.	61
Figura 3.1. Radiación solar de la zona.	66
Figura 3.2. Radiación solar de la zona.	66
Figura 3.3. Curva de carga del sistema.	67
Figura 3.4. Sistema PV conectado a la red.	68
Figura 3.5. Costo total de la instalación.	68
Figura 3.6. Resultados del flujo de efectivo nominales en HOMER Pro.	69

Figura 3.7. Resultados de producción eléctrica promedio mensual en HOMER Pro.....	70
Figura 3.8. Resultados de la penetración renovable en HOMER Pro.....	70
Figura 3.9. Resultados de salida PV en HOMER Pro.	71
Figura 3.10. Resultados de la red en HOMER Pro.....	72
Figura 3.11. Resultados de la salida del inversor en HOMER Pro.	73
Figura 3.12. I-V curva característica del panel y modelo.	74
Figura 3.13. P-V Curva característica fotovoltaica del panel y modelo.	74
Figura 3.14. Transferencia de energía del panel a la batería frente al ciclo de trabajo de PWM.....	74
Figura 3.15. Corriente, voltaje y potencia del panel.....	75
Figura 3.16. Corriente, voltaje y potencia del sistema.....	76
Figura 3.17. Potencia de generación del sistema FV.....	76
Figura 3.18. Potencia promedio generada y consumida por el sistema.	77
Figura 3.19. Potencia excedente de generación.....	77
Figura 3.20. Potencia del mes de mayor irradiación generada y consumida por el sistema.....	78
Figura 3.21. Potencia del mes de mayor irradiación generada y consumida por el sistema.....	78
Figura 3.22. Diagrama unifilar del modelamiento del sistema	79

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos _____	4
Tabla 1.2. Costos del sistema. _____	10
Tabla 2.1. Datos de irradiancia solar de la zona a estudiar.	40
Tabla 2.2. Carga diaria.	46
Tabla 2.3. Costos del sistema.	48
Tabla 2.4. Parámetros del módulo fotovoltaico.....	54
Tabla 2.5. Valores de tensión y corriente de	56
Tabla 3.1. Resultado de radiación solar.	65
Tabla 3.2. Costo anual.....	67
Tabla 3.3. Costo total de la instalación.	68
Tabla 3.4. Producción de energía durante el año.	69
Tabla 3.5. Excedente de electricidad.	69
Tabla 3.6. Producción total renovable de energía.....	71
Tabla 3.7. Producción de energía durante el año.	71
Tabla 3.8. Demanda con la red durante los meses del año.....	72
Tabla 3.9. Producción de energía del inversor en el año.....	72
Tabla 3.10. Emisiones.	73
Tabla 3.11. Resultados de Simulink.....	75
Tabla 3.12. Validación del sistema fotovoltaico.	80
Tabla 3.13. Comparación del pago sin el sistema y con el sistema.	80
Tabla 3.14. Flujo de costo.	81
Tabla 3.15. Rentabilidad del sistema.	81

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Publicación de esta investigación en la Revista Ingeniería Investigación y Desarrollo. _____	89
Anexo 2: Datos del piranómetro de la medición de la irradiancia solar. _____	89
Anexo 3: Curva de irradiancia solar ENERO. _____	90
Anexo 4: Curva de irradiancia solar Máxima ENERO. _____	90
Anexo 5: Radiación diaria promedia ENERO. _____	90
Anexo 6: Curva de irradiancia solar FEBRERO. _____	91
Anexo 7: Curva de irradiancia solar Máxima FEBRERO. _____	91
Anexo 8: Radiación diaria promedia FEBRERO. _____	91
Anexo 9: Curva de irradiancia solar MARZO. _____	92
Anexo 10: Curva de irradiancia solar Máxima MARZO. _____	92
Anexo 11: Radiación diaria promedia MARZO. _____	92
Anexo 12: Curva de irradiancia solar ABRIL. _____	93
Anexo 13: Curva de irradiancia solar Máxima ABRIL. _____	93
Anexo 14: Radiación diaria promedia ABRIL. _____	93
Anexo 15: Curva de irradiancia solar MAYO. _____	94
Anexo 16: Curva de irradiancia solar Máxima MAYO. _____	94
Anexo 17: Radiación diaria promedia MAYO. _____	94
Anexo 18: Curva de irradiancia solar JUNIO. _____	95
Anexo 19: Curva de irradiancia solar Máxima JUNIO. _____	95
Anexo 20: Radiación diaria promedia JUNIO. _____	95
Anexo 21: Curva de irradiancia solar JULIO. _____	96
Anexo 22: Curva de irradiancia solar Máxima JULIO. _____	96
Anexo 23: Radiación diaria promedia JULIO. _____	96
Anexo 24: Curva de irradiancia solar AGOSTO. _____	97
Anexo 25: Curva de irradiancia solar Máxima AGOSTO. _____	97
Anexo 26: Radiación diaria promedia AGOSTO. _____	97
Anexo 27: Curva de irradiancia solar SEPTIEMBRE. _____	98
Anexo 28: Curva de irradiancia solar Máxima SEPTIEMBRE. _____	98
Anexo 29: Radiación diaria promedia SEPTIEMBRE. _____	98

Anexo 30: Curva de irradiancia solar OCTUBRE. _____	99
Anexo 31: Curva de irradiancia solar Máxima OCTUBRE. _____	99
Anexo 32: Radiación diaria promedia OCTUBRE. _____	99
Anexo 33: Curva de irradiancia solar NOVIEMBRE. _____	100
Anexo 34: Curva de irradiancia solar Máxima NOVIEMBRE. _____	100
Anexo 35: Radiación diaria promedia NOVIEMBRE. _____	100
Anexo 36: Curva de irradiancia solar DICIEMBRE. _____	101
Anexo 37: Curva de irradiancia solar Máxima DICIEMBRE. _____	101
Anexo 38: Radiación diaria promedia DICIEMBRE. _____	101
Anexo 39: Tabla de frecuencias. _____	102
Anexo 40: Instalación del analizador de redes en la Bananera “PRODUFRU S.A”. _____	103
Anexo 41: Resultados del analizador de redes en la bananera “PRODUFRU S.A”. _____	104
Anexo 42: Diagrama de barra de la carga. _____	104
Anexo 43: Energía diaria consumida por la Bananera “PRODUFRU S.A”. _____	104
Anexo 44: Curva de carga diaria promedio durante 7 días. _____	105
Anexo 45: Eventos de potencia activa total. _____	105
Anexo 46: Eventos Vrms ph-n de las líneas. _____	106
Anexo 47: Factores de intereses. _____	107
Anexo 48: Planilla del servicio eléctrico. _____	108
Anexo 49: Datasheet del PV de estudio. _____	109
Anexo 50: Datasheet del inversor de estudio. _____	110
Anexo 51: Datasheet del conductor de estudio. _____	111
Anexo 52: Datasheet de los conectores MC4. _____	112
Anexo 53: Datasheet de la estructura coplanar. _____	113
Anexo 54: Datasheet del contador inteligente de estudio. _____	114
Anexo 55: Configuración el contador inteligente. _____	115
Anexo 56: Flujo del dinero del sistema. _____	115
Anexo 57: Código de la máxima transferencia de potencia en Matlab. _____	116
Anexo 58: Código del algoritmo MPPT. _____	118

INTRODUCCIÓN

Antecedentes:

La electricidad es un elemento que representa un papel fundamental en el desarrollo económico de los países de todo el mundo. Por lo tanto, a nivel de las bananeras el uso constante de energía presenta descontento debido a que se puede reducir el pago de sus planillas, con el aprovechamiento de los recursos energéticos del sol. Para la cual con un modelamiento eficaz de un sistema se inyecta energía a la red para satisfacer la demanda y así aprovechar de una manera adecuada los recursos disponibles de la propia zona [1][2].

La aplicación de sistemas fotovoltaico es una forma de aprovechar de una manera más eficiente la energía que se pueda generar en aquel sistema [3], la parte de la demanda, la curva de demanda y la variación de la irradiación solar relacionan la capacidad para el modelamiento del sistema y la energía que esta pueda entregar [4], esta relación conlleva a tener un dispositivo eficiente para mantener el valor esperado de energía inyectada al sistema dentro de la bananera [5], con esta propuesta se conoce la relación de la demanda y la variación de la radiación para el modelamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red [6], se hace necesario conocer la variación solar que afecta en la generación de la energía del sistema y su comportamiento, para la cual se consideran los datos de irradiación para el modelamiento [7] [8], para lo cual se realizará el levantamiento de los datos de radiación solar, parámetros necesarios para la configuración óptima para el modelamiento del sistema [9].

Se necesita modelar mediante métodos numéricos el comportamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red considerando la variación de la irradiancia solar, con el fin de determinar una forma de generar la energía de una forma más eficiente para cubrir una parte del consumo de la bananera PRODUFRU S.A.

Para determinar la capacidad de un sistema de generación de energía, es necesario conocer la demanda de energía, el comportamiento de la carga y las fluctuaciones de la radiación solar local [4]. Estos datos son la base fundamental para realizar el modelamiento en el software HOMER Pro, el cual proporciona información sobre las complejidades y compensaciones del modelamiento de sistemas rentables y confiables, impulsando la toma de decisiones informadas para diseñar sistemas con confianza. [10]

Planteamiento del problema:

En esta era, han surgido nuevas tecnologías en torno a fuentes de energía alternativas, como los paneles solares, que utilizan energía fotovoltaica para convertirlas en energía eléctrica, sin embargo, para tener un mayor aprovechamiento de los rayos solares, es de importancia modelar un sistema fotovoltaico conectado a la red y así sacarle el máximo provecho de la energía generadas por los paneles fotovoltaicos.

Una ventana importante en la introducción de energías renovables, especialmente en el sector de la energía solar, es reducir emisiones contaminantes. Por ende para reducir el costo del consumo eléctrico y cuidado del medio ambiente, existen dos caminos posibles: El primer método es ahorrar conscientemente el consumo de energía, promover el acceso a equipos diseñados para reducir efectivamente el consumo de energía y usarlo solo cuando sea absolutamente necesario, la segunda opción es permitir el uso de otras fuentes como la energía solar y así utilizar alternativas a través de los diversos mecanismos disponibles para convertirla en energía eléctrica.

Por ello, se requiere un estudio de modelamiento para comprender la viabilidad de implementar el uso de este tipo de energía en las instalaciones de la Bananera, de tal forma poder incorporar el uso de tecnologías sostenibles en las actividades diarias, y cubrir la demanda, permitiendo conocer la relación entre la curva de la demanda y la variación de la irradiación solar de la bananera “PRODUFRU S.A”.

Formulación del problema:

¿Cuáles son los valores de la variación de irradiación solar y la curva de la demanda que permite modelar el sistema fotovoltaico en la bananera “PRODUFRU S.A”?

Objetivo general:

Modelar el sistema fotovoltaico conectada a la red considerando la variación de irradiancia solar en una bananera en el Cantón Ventanas.

Objetivos Específicos:

- Revisar el estado del arte referente a los parámetros para el modelamiento del sistema fotovoltaico.
- Determinar los parámetros principales del sistema de energía fotovoltaica.
- Modelar mediante métodos numéricos el comportamiento del sistema fotovoltaico considerando la variación de irradiancia solar.
- Realizar el estudio económico del sistema fotovoltaico.

Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos:**Tabla 1.1.** Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)
Revisar el estado del arte referente a los parámetros para el modelamiento del sistema fotovoltaico.	Recolección de información teórica y técnica referentes a los parámetros de un modelamiento óptimo del sistema fotovoltaico.	Conocer los métodos, técnicas, software y estrategias empleadas con mayor frecuencia en procesos de modelamiento de sistema fotovoltaico conectada a la red.	Investigación de métodos y estrategias empleadas para el modelamiento de un sistema fotovoltaico. Deducir el software adecuado que preste las facilidades y prevea los mejores procedimientos gráficos, matemáticos del sistema fotovoltaico.
Determinar los parámetros principales del sistema de energía fotovoltaica.	Recopilación de la información teórica y técnica de los parámetros principales del sistema fotovoltaico.	Obtener los parámetros principales de un sistema fotovoltaico que se van a utilizar para realizar el modelamiento.	Conocimientos de los parámetros necesarios para un modelamiento de un sistema fotovoltaico. Encontrar los parámetros para el desarrollo del modelamiento del sistema fotovoltaico.

<p>Modelar mediante métodos numéricos el comportamiento del sistema fotovoltaico considerando la variación de irradiancia solar.</p>	<p>Modelamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red.</p>	<p>Obtener una proyección digitalizada y óptima de un sistema fotovoltaico optimo conectado a la red considerando la variación de irradiancia solar.</p>	<p>Empleo de métodos fluidos para el modelamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red.</p> <p>Análisis del sistema fotovoltaico conectado a la red de acuerdo a la norma IEC 62116.</p>
<p>Realizar el estudio económico del sistema fotovoltaico.</p>	<p>Estudio del tiempo de retorno económico del sistema óptimo</p>	<p>Obtención de la estrategia del tiempo de retorno económico de la inversión del sistema fotovoltaico conectada a la red TIR y VAN, y su inversión.</p>	<p>Análisis del TIR y VAN de un sistema fotovoltaico óptimo conectado a la red.</p> <p>Deducir el costo de inversión y el tiempo de recuperación del sistema fotovoltaico conectado a la red.</p>

Justificación

El presente proyecto de investigación se enfoca en la evaluación de la radiación solar, para modelar un sistema fotovoltaico conectado a la red considerando la variación de irradiancia solar en una bananera en el Cantón Ventanas. Debido a la intensa radiación que existe en la zona, se pretende realizar este estudio de modelamiento de un sistema fotovoltaico para inyectar energía a la red y así poder satisfacer parte de la demanda, y por ende aprovechar de una manera adecuada este recurso disponible en la zona.

En la actualidad al existir estudios de modelamiento de sistemas fotovoltaicos, y el constante desarrollo de estos se puede desarrollar en la zona una alternativa de generación eléctrica a partir de la variación de la irradiación solar y la curva de la demanda. Contribuyendo con la satisfacción de parte de la demanda de energía eléctrica de la Bananera para que pueda seguir realizando otros proyectos de esta índole en las instalaciones, debido a que se utilizan tecnologías limpias para obtener una alternativa de generación eléctrica.

El estudio de la variación de la irradiación solar y la curva de la demanda son fenómenos ampliamente estudiados mediante toma de datos para su análisis. De ello se mostrará una propuesta del modelamiento del sistema fotovoltaico mediante software en base al estudio realizado.

Hipótesis

Considerando el comportamiento de la carga y la variación de irradiancia solar se podrá realizar el modelamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red mediante software en una bananera en el Cantón Ventanas.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA- METODOLÓGICA

1.1 Antecedentes de la investigación o fundamentación del estado del arte

En el presente capítulo, se realiza un estudio de los parámetros que sean significativamente necesarios para la caracterización de los sistemas fotovoltaico conectada a la red considerando la irradiancia solar. Seguidamente se visualiza aquellos antecedentes teóricos y criterios de la problemática necesarios para el modelamiento del sistema conectado a la red.

El estudio de estas tecnologías permite el uso de recursos sustentables para cumplir con los requerimientos energéticos requeridos por este proyecto y la reducción del daño y contaminación ambiental causados por los métodos tradicionales de producción de energía, por ende, las tecnologías limpias e innovadoras ofrecen aplicaciones, oportunidades para producir electricidad respetuosa con el medio ambiente.

De acuerdo a Pisco J, Torres A, Figueroa D, [11] es aquel sistema que utiliza una fuente de generación de energía eléctrica, para el abastecimiento de una demanda determinada. En [12] habla que son sistemas que operan con una conexión a la red eléctrica, y capaces de brindar energía a todos los equipos, aquella energía que es producida por módulos fotovoltaicos e inyectada a la red. Por otra parte Lukutin V, Shandarova B, Fuks L, [13] establece que se trata de sistemas que no contienen un subsistema de almacenamiento individual, ya que toda la energía producida se inyecta en la red de distribución y, por tanto, carece de almacenamiento en baterías.

En [7] [14] realizaron un modelo y analizaron la estabilidad de un sistema fotovoltaico conectado a la red en la cual consideraron la variación de la irradiación solar y la temperatura de la celda, para la cual para el problema de estabilidad y oscilación de los sistema fotovoltaico conectados a la red se utilizó el método de análisis basados en impedancias para poder proponer una nueva forma de analizar una estabilidad, aquel diseño lo realizaron con ayuda del software Matlab/Simulink.

El propósito de Vera A, Delgado J, Sepúlveda S, [15] fue realizar un análisis estadístico de los resultados obtenidos de la simulación del panel solar utilizando la herramienta Matlab / Simulink. Se realizaron una serie de mediciones de la energía producida por los paneles solares a diferentes temperaturas de funcionamiento y condiciones de irradiación. El comportamiento de los paneles se simuló mediante modelos matemáticos y analógicos en Simulink. También realizaron un análisis de cada simulación aproximada utilizando datos reales.

Mediante el software HOMER pro Creado por NREL, aquella herramienta brinda al usuario un eficiente resultado con multitudes de variables para obtener un análisis detallado del sistema [16], se puede realizar un modelamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red, debido a su gran capacidad de modelo matemático integrado en sus herramientas utilizada para analizar sistemas fotovoltaicos. Al introducir la demanda de energía, los recursos naturales disponibles y la tecnología como insumos, puede estudiar con diferentes combinaciones de sistemas renovables solares para satisfacer la demanda de energía.

1.2 Fundamentación Teórica

1.2.1. Elementos necesarios de un sistema fotovoltaico conectado a la red

A continuación en la Figura 1.1, se puede observar los elementos esenciales de aquel sistema fotovoltaico [17].

1. Fuente energética / radiación solar.
2. Módulos fotovoltaicos.
3. Conductores de energía.
4. Protecciones DC.
5. Inversor.
6. Protecciones AC.
7. Demanda / carga.
8. Contador bidireccional.
9. Red eléctrica.



Figura 1.1. Elementos necesarios de un sistema fotovoltaico conectado a la red [17].

Un sistema fotovoltaico forma una fuente de energía gracias a un módulo, capta la energía solar y la convierte en electricidad por el efecto fotovoltaico que se genera en esa celda. Esta energía a menudo se puede utilizar directamente en el aislamiento, incluidas las baterías para almacenar el exceso de energía generada. Sin embargo, en una planta de energía conectada a una red, toda la energía generada se inyecta inmediatamente a la red, formando una planta de energía variable. En general, los dispositivos fotovoltaicos auto consumibles conectados a la red siempre usan la energía generada y tienen como objetivo vender el exceso de electricidad, por lo que no hay baterías ni reguladores [17].

1.2.2. Fuente energética

Aquella fuente de energía obtenida a partir de la radiación que emite el sol, y se caracteriza por ser proveniente del sol [18]. Por lo tanto, de esta fuente se aprovecha la energía emitida del sol mediante tecnologías que permitan la obtención de la energía eléctrica para el consumo [19]. La energía se determina con la siguiente ecuación de Planck:

$$E = h\nu \quad (1.1)$$

donde:

E: Energía de fotones.

h: Constante de Planck= $6,625 \cdot 10^{-34}$ J.

v: Frecuencia a la que oscilan los fotones o también conocido como la frecuencia de las ondas de luz.

1.2.3. Radiación solar

La radiación solar de acuerdo a [18], es la energía emitida por el sol y el conjunto de radiaciones electromagnéticas producidas por los rayos solares, donde el sol es el encargado de disipar una masa de radiación que durante el trayecto se transforma en energía proveniente del núcleo solar por aquellas reacciones del hidrógeno. La densidad del sol se estima de 275W/m^3 . Esta radiación se emite en diferentes zonas de nuestro espectro electromagnético, como podemos observar en la siguiente tabla.

Tabla 1.2. Costos del sistema.

<i>Radiación</i>	<i>Longitud de Onda</i>	<i>Componente Energético</i>
<i>Ultravioleta</i>	<0,38	7%
<i>Visible</i>	0,38 – 0,76	47%
<i>Infrarrojo</i>	>0,76	46%

Rayos gamma. - Aquellas longitudes que se presentan en ondas inferiores de 0.1nm.

Rayos X. – Son las longitudes de ondas que están entre 0.1 a 10 nm.

Luz visible. – Estas radiaciones están en longitudes de onda entre 400 a 700 nm.

1.2.4. Tipos de radiación

Puede distinguir estos tipos de radiación basándose en cómo los objetos en la superficie de la tierra reciben radiación solar.

- Radiación directa.
- Radiación difusa.
- Radiación reflejada.
- Radiación global.



Figura 1.2. Radiación solar [17].

1.2.5. Geometría Tierra – Sol

El movimiento anual de la Tierra alrededor del Sol describe una órbita elíptica con una ligera excentricidad ($\epsilon \approx 0,017$). Así, la distancia del sol a la tierra viene dada por:

$$d = 1.5 \times 10^{11} \left\{ 1 + 0.0017 \sin \left[\frac{360(n-93)}{365} \right] \right\} m \quad (1.2)$$

Donde n representa el día del año, siendo el 1 de enero, su eje representa una inclinación de aproximadamente $23,5^\circ$ con respecto al plano normal de la elipse. Esta inclinación, junto con su movimiento de traslación, da lugar a las estaciones. El 21 de marzo y el 21 de septiembre, la línea va del centro del sol al centro de la tierra a través del ecuador, y hay 12 horas de luz diurna y 12 horas de noche en toda la tierra, de ahí el equinoccio vernal (el mismo día y noche). El 21 de diciembre, la vertiente ártica alcanza su ángulo máximo con el sol ($23,5$ grados) y el eclipse se produce el 21 de junio. El ángulo en el que el sol se desvía directamente de su eje se llama desviación. Si los ángulos al norte del ecuador se consideran positivos y los ángulos al sur del ecuador son negativos, entonces en cada día del año en la declinación se puede encontrar a partir de la siguiente ecuación [28].

$$\delta = 23.45^\circ \left\{ \sin \left[\frac{360(n-80)}{365} \right] \right\} \quad (1.3)$$

Este sistema es una gran manera de determinar la posición del Sol en cualquier momento del día y en cualquier parte de nuestro planeta.

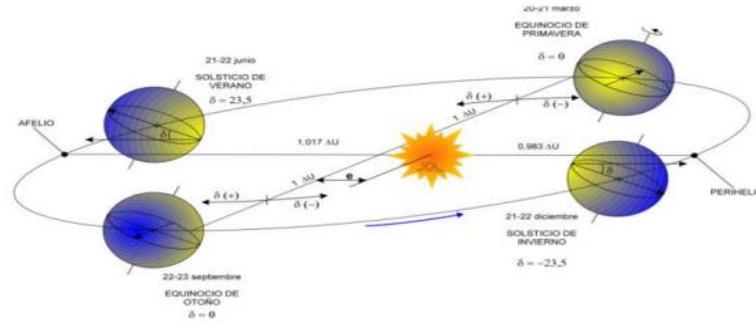


Figura 1.3. Órbita de la Tierra y la declinación en diferentes estaciones al año [28].

Para realizar un estudio de irradiación es de suma importancia tener un concepto claro de los mapas y datos de Ecuador, la cual en Global Solar Atlas nos proporciona datos en paralelos, que fueron publicados por el Grupo del Banco Mundial, y financiado por la ESMAP y preparado por Solargis. Aquellos mapas que se aprecian más adelante son autorizados por el Banco Mundial bajo la licencia Creative Commons Attribution (CC BY 4.0) con la adición obligatoria y vinculante presentada en los términos de Global Solar Atlas.

1.2.5.1. Irradiación horizontal global



Figura 1.4. Irradiación horizontal global [28].

1.2.5.2. Irradiación normal directa

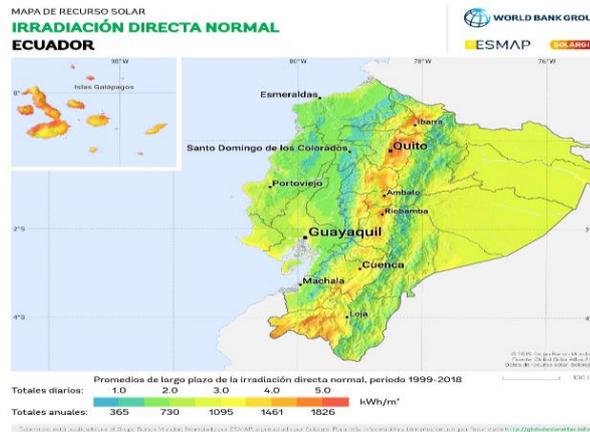


Figura 1.5. Irradiación normal directa [28].

1.2.6. Horas pico solar (PSH)

La mayoría de las personas en el mundo conocen la cantidad promedio de energía solar disponible. Se mide durante las horas pico solares promedio, o PSH, una hora de pleno sol es un momento de luz solar brillante sin nubes. Entonces, si el HSP para un área determinada es 6, significa que puede esperar un promedio de 6 horas de sol y sin nubes por día. Una hora de pleno sol corresponde a una hora de 1000 W/m² de irradiación. HSP se obtiene sumando la energía total absorbida durante el día y dividiéndola por 1000 W/m². La curva de la Figura 5 muestra la cantidad de energía que puede generar en un día.

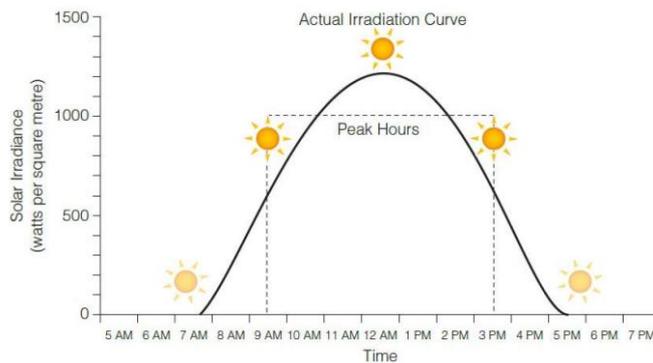


Figura 1.6. Distribución de la irradiación solar (W/m²) a lo largo del día (PSH).

1.2.7. Paneles fotovoltaicos

Dispositivos de tecnología que brindan voltaje y corriente [20] [21], en la cual está compuesta por varias series de celdas fotovoltaicas unidas en serie y un conjunto de celdas unidas en paralelo, con la finalidad de convertir parte de la luz en energía eléctrica [19][9], teniendo una vida útil estimada de 25 años, pero dependiendo de un buen mantenimiento adecuado se puede lograr a tener una vida útil de 30 años [13]. Existen dos características que tienen las placas fotovoltaicas el voltaje y corriente [22].

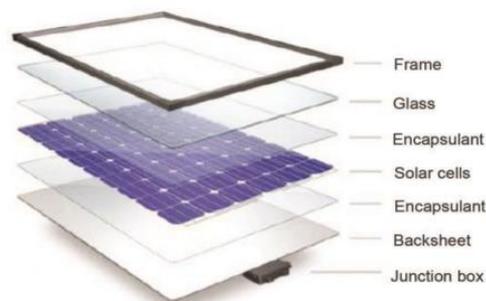


Figura 1.7. Módulo fotovoltaico [9].

Según [1], es un sistema que utiliza electricidad para satisfacer una necesidad específica. En [12] menciona que trata de sistemas que operan en conexiones a la red eléctrica y que pueden alimentar todos los dispositivos, esta energía es generada por módulos fotovoltaicos y alimentada a la red. Por otro lado, es un sistema que no prevé un subsistema de almacenamiento para cada transitorio porque toda la energía generada se alimenta a la red de distribución y no hay suficiente almacenamiento en la batería.

En la cual hay 3 tipos principales el Monocristalino, Policristalino y Capa fina. [22]



Figura 1.8. Tipos de Paneles Fotovoltaicos [22].

Silicio monocristalino.

- Alto rendimiento, eficiencia de conversión de hasta 22%.
- Este es el valor de corriente más alto, que puede variar entre 25 a 30 ctv / W.
- Tienen una estructura común.

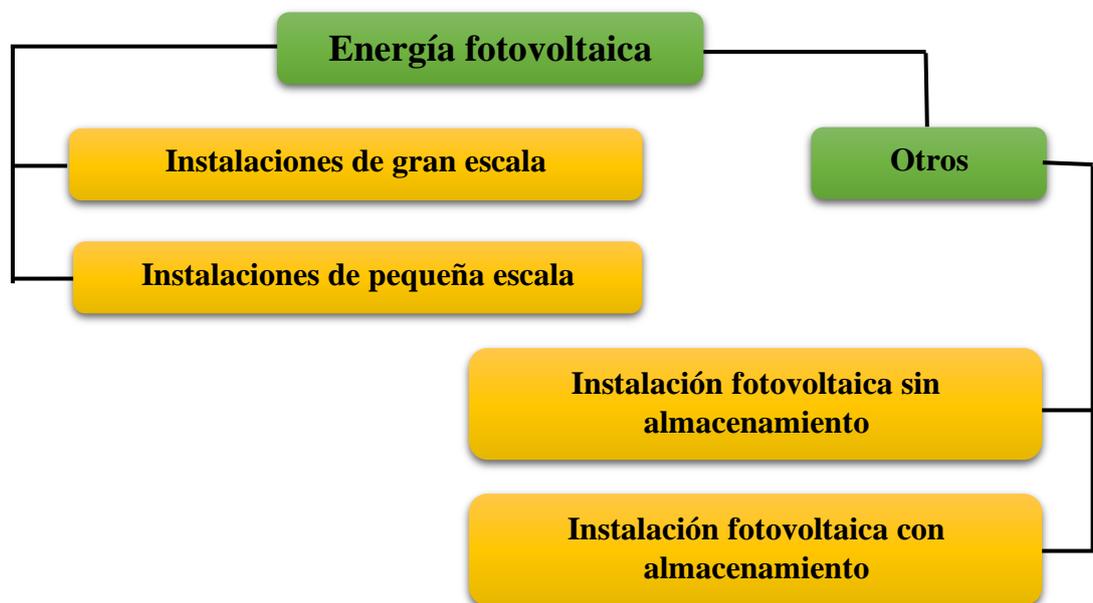
Silicio policristalino.

- Son muy efectivos y pueden llegar hasta el 19%.
- El precio medio varía de 0,15 a 0,25 ctv / W con su precio actual.
- Estructura regional regular.

Silicio amorfo.

- Bajo rendimiento (alrededor del 13%).
- El precio es muy bajo.
- Estructura incorrecta.

1.2.8. Clasificación de la energía fotovoltaica.



1.2.9. Características de un panel solar

La variabilidad de un panel puede llegar a ser muy grande y es por ello que es importante conocer las características del panel solar que se va a utilizar, y de tal forma poder aprovechar sus ventajas y maximizar su rendimiento en el sistema conociendo sus datos técnicos. Aquellos datos de las características se pueden apreciar en la Figura siguiente (datasheet del Jinko Swan Bifacial 72H 380-400W).



Figura 1.9. Datasheet módulos JINKO SOLAR.

En la Figura anterior se puede analizar 5 bloques importantes para diferenciar un panel solar:

1. Nombre del panel solar, potencia, número de células y certificados.
2. Highlight del módulo. (características más importantes del panel)
3. Garantía de rendimiento del panel.
4. Curvas de V-I.
5. Datos técnicos del módulo.

- Potencia nominal.
- Tensión en el punto de potencia máxima (V_{mpp}).
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}).
- Tensión en circuito abierto (V_{oc}).

- Corriente de cortocircuito (I_{cc}).
- Eficiencia del módulo.
- Temperatura de funcionamiento.
- Tensión máxima del sistema.
- Coeficiente de temperatura de P_{max} , de V_{oc} y de I_{sc} .

Aquellos parámetros se llegan a definir en 2 condiciones, STC y NOCT.

- ❖ **STC.** Condiciones ambientales de temperatura de 25°C , 1,5 de Air Mass y $1000\text{W}/\text{m}^2$ de irradiancia.
- ❖ **NOCT.** Las condiciones ambientales son a una temperatura de 20°C , radiación $800\text{ W}/\text{m}^2$, peso del aire 1,5 y velocidad del aire $1\text{ m}/\text{s}$.

1.2.9.1. Curva característica de un módulo fotovoltaico

Define los puntos de operación de la curva del panel, siendo ésta, representada mediante los ejes X y Y, donde X es el voltaje y Y la corriente. Antes de poder definir la curva se debe considerar o conocer primero la ecuación que permite obtenerla, para ello se analizará el circuito equivalente de una célula fotovoltaica de una forma independiente como se observa en la Figura siguiente [28].

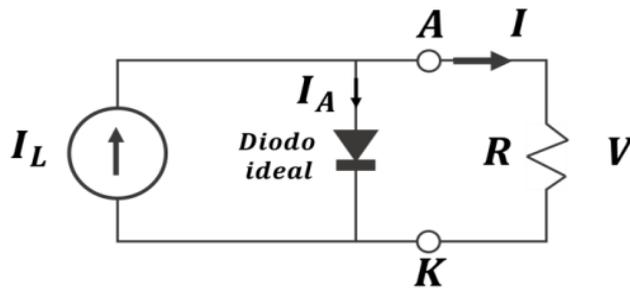


Figura 1.10. Circuito equivalente de una célula fotovoltaica [28].

A partir de la ecuación siguiente se determina la curva I-V del panel solar, determinado la siguiente ecuación.

$$I = I_L - I_A = I_L - I_0(T) * (e^{\frac{V * q}{n * k * T}} - 1) \quad (1.4)$$

donde:

- $I_L = I_{SC}$ que es la corriente de la irradiancia proporcional.
- I_L es la corriente de ánodo por el diodo ideal.
- K el valor de la constante de Boltzmann, y su coste es de $1,38E-23$ J/K.
- n es el factor que tiene el diodo.

De tal forma, la siguiente Figura representa la curva típica de un panel.

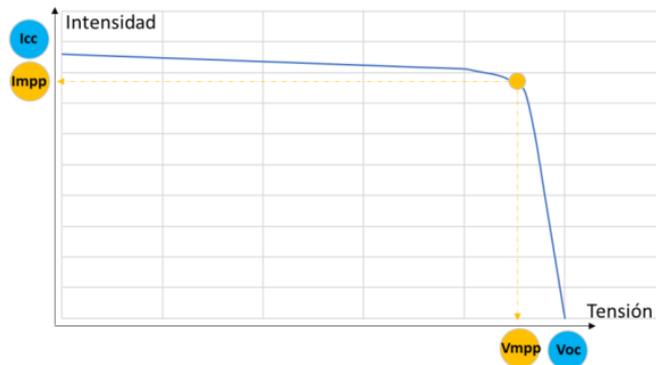


Figura 1.11. Curva I-V [28].

- Intensidad de cortocircuito (I_{cc}).
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}).
- Intensidad en el punto de máxima potencia (I_{mpp}).
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}).
- Potencia máxima de módulo (P_{mpp}).

Si del gráfico anterior surge el producto de voltaje y corriente, como se muestra en la siguiente figura.

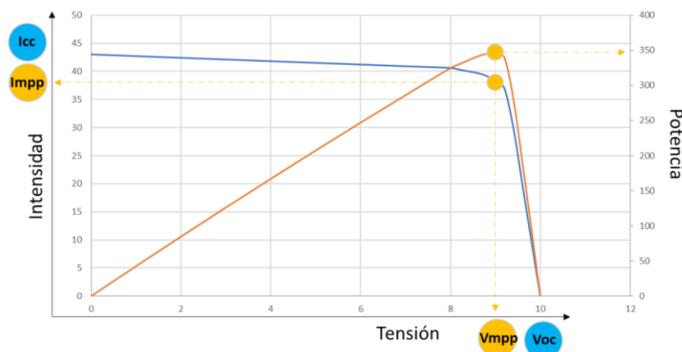


Figura 1.12. Curva P-V [28].

Se puede mencionar que la curva naranja representa la potencia en todos los puntos de operación del módulo fotovoltaico.

En la siguiente ecuación se puede obtener el factor de forma (FF), a partir de los datos de tensión de circuito abierto, tensión y corriente en el punto de máxima potencia y corriente de cortocircuito.

$$FF = \frac{V_{mp} * I_{mp}}{V_{OC} * I_{SC}} \quad (1.5)$$

Con la ecuación siguiente (FF)¹, se mide la calidad de unión de la célula, de tal manera, que para una célula ideal el valor siempre será 1, obteniendo una curva de operación totalmente rectangular.

1.2.9.2. Efecto de la temperatura y la irradiancia en la curva I-V del panel

La curva I-V del módulo fotovoltaico y la del datasheet se dan para condiciones ambientales de Standard Test Conditions (STC), es decir, el panel tiene sus características de funcionamiento con ciertas condiciones determinadas como tenemos a continuación:

- Temperatura ambiente de 25°C.
- Irradiancia de 100 W/m².
- Air Mass de 1,5.

En la cual es de suma importancia tener en consideración estos parámetros para su funcionamiento.

1.2.10. Variación con la temperatura

La temperatura es uno de los factores que más afecta en su funcionamiento debido a que es muy esencial para su rendimiento, siendo la tensión el parámetro más damnificado por altas temperaturas. Por el contrario, donde hay más radiación solar

¹ Factor de forma.

y donde la preferencia por la producción del modelo solar es mayor, aquí también la eficiencia del modelo solar es menor debido a la temperatura. A temperaturas ambiente de 35 ° C, que es muy común en áreas de mucha luz, la temperatura de funcionamiento del modelo puede alcanzar los 70 ° C, lo que reduce significativamente su rendimiento [28].

Los parámetros que se muestran en la hoja de datos determinan cuánto afecta la temperatura a cada uno de los parámetros del dispositivo.

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC						
TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49,56	49,70	49,85	50,01	50,15	50,31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41,21	41,52	41,82	42,13	42,43	42,69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11,32	11,36	11,41	11,45	11,49	11,53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10,80	10,84	10,88	10,92	10,96	11,01
Module Efficiency [%]	20,0	20,3	20,5	20,7	20,9	21,2
Power Tolerance	0→+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α_{Isc})	+0,044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β_{Voc})	-0,272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ_{Pmp})	-0,350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1,5G					

Figura 1.13. Tabla de coeficientes de pérdidas del panel solar.

La siguiente Figura, muestra la variación de la curva de un módulo conforme aumenta su temperatura de operación.

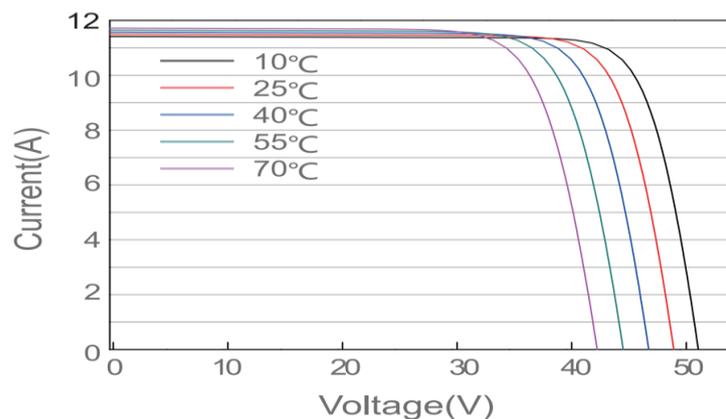


Figura 1.14. Tabla de coeficientes de pérdidas.

La ecuación que se puede visualizar a continuación, muestra el procedimiento a seguir para el cálculo de la temperatura del módulo fotovoltaico.

$$T_{\text{módulo}}(^{\circ}\text{C}) = T_{\text{ambiente}}(^{\circ}\text{C}) + G \left(\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right) * \frac{\text{NOTC} - 20^{\circ}\text{C}}{0,8 \left(\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right)} \quad (1.6)$$

Donde:

- G es la irradiancia máxima del lugar, y normalmente se considera 1000 W/m².
- NOTC es la temperatura de funcionamiento de la celda y es un parámetro ubicado en el panel de la hoja de propiedades.

Después de calcular la temperatura de funcionamiento de la celda, se debe calcular el voltaje de circuito abierto para la temperatura mínima de funcionamiento y la potencia MPP, el voltaje MPP y la intensidad de cortocircuito para la temperatura máxima de funcionamiento del panel, que tiene las siguientes fórmulas:

$$V_{OC}(T_{Min}) = V_{OC-T_{STC}} + \beta * (T_{Min} - 25^{\circ}\text{C}) \quad (1.7)$$

$$V_{mpp}(T_{mód-max}) = V_{MPP-T_{STC}} + \beta * (T_{módulo-máx} - 25^{\circ}\text{C}) \quad (1.8)$$

$$I_{SC}(T_{mód-max}) = I_{SC-T_{STC}} + \alpha * (T_{módulo-máx} - 25^{\circ}\text{C}) \quad (1.9)$$

$$P_{mpp}(T_{mód-max}) = P_{MPP-T_{STC}} + \gamma * (T_{módulo-máx} - 25^{\circ}\text{C}) \quad (1.10)$$

Dado que la temperatura tiene un efecto significativo sobre la intensidad y el voltaje de un módulo, dado que la potencia es una variable que surge de ambos productos, se producirán cambios importantes en la potencia, que se pueden ver en la figura.

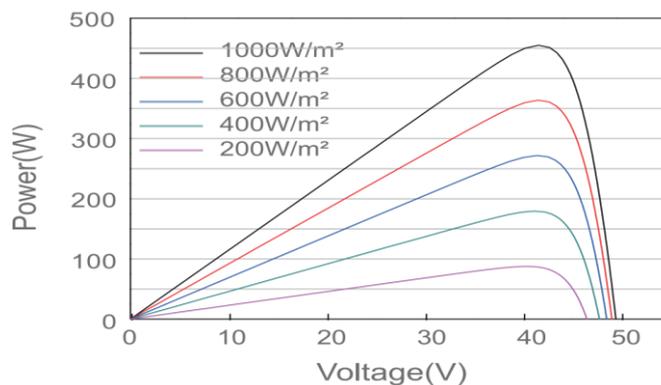


Figura 1.15. Influencia de la temperatura en la curva P-V.

1.2.11. Variación con la irradiancia

La radiación afecta aproximadamente a la relación de intensidad inicial del panel y, en consecuencia, a su energía. Durante el día, la radiación solar cambia, por lo que cambia la salida del módulo de células solares. El mismo efecto se observa durante los flujos anuales del día, donde es por el hecho de que la producción de energía solar en ciudades como el invierno es casi la mitad de la producción durante los días de verano. La Figura 1.16, muestra el efecto de la radiación solar en la producción de módulos de células solares [28].

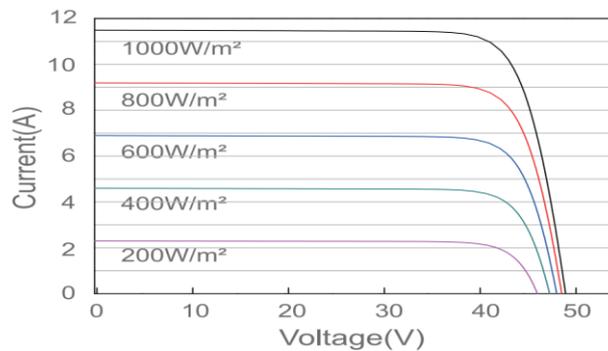


Figura 1.16. Influencia de la temperatura en la curva C-V.

Si se observa la curva anterior, la relación entre irradiancia y corriente de salida es prácticamente proporcional para todo el rango de la curva de operación del módulo solar.

1.2.12. Inversor

La función importante de la mayoría de los inversores en la actualidad es encontrar el punto de máxima potencia donde funcionará el módulo. Es decir, el módulo puede operar al voltaje y amperaje determinados por la curva característica según las condiciones de irradiación y temperatura, y es el inversor el que determina el voltaje y el amperaje que el módulo necesita para operar. Puedes sacar energía de él. [23]

Inversor aquel elemento necesario para la transformación de la corriente continua que genera los paneles fotovoltaicos, a corriente alterna para la distribución de la

red eléctrica y su debido consumo [18]. De acuerdo a [19] [24] estos inversores son dispositivos electrónicos que permiten interrumpir y conmutar su polaridad. [23] La tensión generada por el inversor es sinodal.

Dado que la salida del inversor está conectada a la red, la sincronización con ella es un aspecto muy importante del funcionamiento del inversor. El control se realiza mediante una monitorización muy sensible a las fluctuaciones de la red. Esto le permite realizar los cambios que necesita en el momento. El control de la red es proporcionado por circuitos analógicos que permiten la sintonización del sistema, mediciones de voltaje, corriente y factor de potencia.

Al encender, el inversor necesita sincronizarse con la red, por lo que debe esperar un tiempo para que el inversor comience a funcionar. Debe estar conectado a una fuente de alimentación para un encendido adecuado.

Para obtener el mejor rendimiento del sistema, el sistema de control del inversor funciona detectando continuamente el punto de máxima potencia (MPPT) de las características de voltaje-corriente del panel solar. El estado del punto de máxima potencia varía en función de varios factores ambientales, como las fluctuaciones en la radiación solar recibida o las fluctuaciones en la temperatura del panel.

Por la noche, el inversor deja de monitorear el valor de voltaje del bus de CC del generador fotovoltaico al amanecer y el voltaje del generador fotovoltaico aumenta. Esto hará que el inversor comience a pasar corriente a través de la red si hay energía disponible para el control. La unidad supera el umbral o el mínimo.

A continuación, se describe cómo funciona el dispositivo en determinadas situaciones.

- Fallo en la red eléctrica.
- Tensión fuera de rango.
- Frecuencia fuera de límites.
- Temperatura elevada.
- Tensión del generador fotovoltaico baja.

- Intensidad de generador fotovoltaico insuficiente.



Figura 1.17. Inversor Trifásico [22].

1.2.13. Inversores de conexión a red

De acuerdo a [25] los inversores pueden agruparse en tres estrategias importantes.

- 1. Inversor Central:** Es un inversor dedicado a cambiar toda la generación (o grupo de sucursales).
- 2. Inversor orientado a ramas (serie de inversores):** un inversor que está diseñado específicamente para la rama del generador.
- 3. Micro inversor:** Este inversor está diseñado para un solo módulo generador.

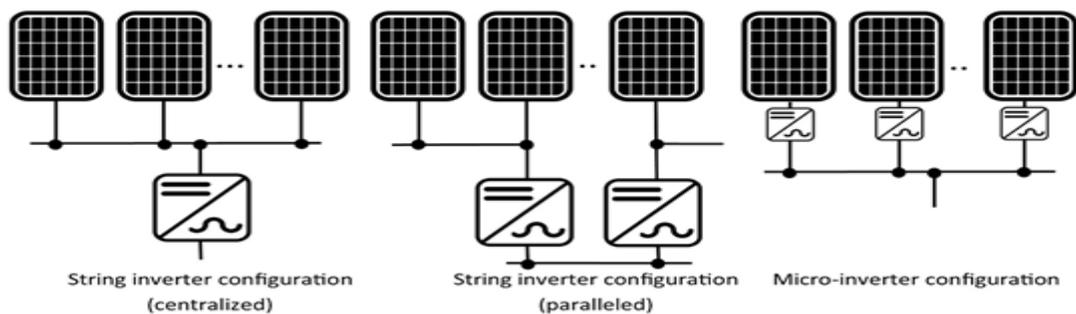


Figura 1.18. Configuración de Inversor [22].

1.2.14. Accesorios eléctricos y protecciones

La Figura 1.19, muestra la conexión de los equipos eléctricos y los dispositivos de protección que deben estar presentes en una instalación fotovoltaica para su correcto funcionamiento [17].

- Diodos de bloqueo.
- Diodos de bypass.
- Fusibles.
- Interruptores magnetotérmicos.
- Interruptores diferenciales.
- Varistores.
- Puesta a tierra.



Figura 1.19. Sistema fotovoltaico integrado las protecciones [22].

1.2.15. Parámetros para conectar un sistema fotovoltaico a la red

Cada una de las tres fases del sistema conectado debe tener el mismo nivel de tensión. Si los voltajes del generador no son los mismos, fluirá una corriente muy grande cuando se cierre el interruptor automático [26]. Para poder conectarse a una red de baja tensión a la frecuencia del sistema fotovoltaico, la frecuencia puede estar en el rango de 60 Hz o $\pm 2\%$ [26].

1.2.16. Criterios de dimensionamiento

Hay que tener en cuenta muchos factores a la hora de determinar el tamaño de un sistema de paneles fotovoltaicos, especialmente el número y tipo de panel fotovoltaico utilizado, en función de nuestra fuente solar. Otro aspecto a tener en cuenta son las condiciones climáticas de la zona donde se realizarán las mediciones. Para proporcionar datos confiables sobre la temperatura ambiente, se deben realizar estudios anuales de radiación solar ya que hay lunas con comportamiento climático variable. donde hay poca luz solar [21], [20].

1.2.17. Optimización de la inclinación de los módulos solares

Debido a la apariencia elíptica de la radiación solar terrestre, no afecta a la tierra verticalmente, pero el ángulo de inclinación puede variar según el año en el que estemos, latitud, longitud y día, el ángulo de incidencia puede variar.

Para aumentar la absorción de energía de los paneles solares, estos deben mantenerse porque la luz solar se puede colocar lo más cerca posible de su superficie, por lo que, de acuerdo con este principio, la mejor solución es utilizar un sistema de seguimiento solar, para mantener los 90° durante el mayor intervalo de tiempo posible. Sin embargo, para instalaciones domésticas o industriales, generalmente se opta por proporcionar un panel con un deslizamiento continuo para reducir los costos de inversión y mantenimiento [28].

Para aumentar la producción de energía solar en un año, el ángulo β del modelo de la celda solar debe ser igual al ángulo de inclinación del punto.

$$\beta = \text{latitud}$$

Dependiendo de su consumo de energía, es posible que desee mejorar la producción de células solares durante los meses de verano, lo que se puede hacer con bombas de células solares que solo necesitan riego. Vera. Para estos casos, el ángulo aceptable es igual a la latitud -15° .

$$\beta = \text{latitud} - 15^\circ$$

Si, por el contrario, en invierno es importante incrementar la producción, el ángulo homologado del panel debe ser.

$$\beta = \text{latitud} - 15^\circ$$

1.2.18. Inclinación de producción del módulo FV

Si se analiza para un determinado grado de latitud cómo cambia la producción anual de una planta de energía fotovoltaica en función de la pendiente de los módulos, se encuentra la Figura siguiente.

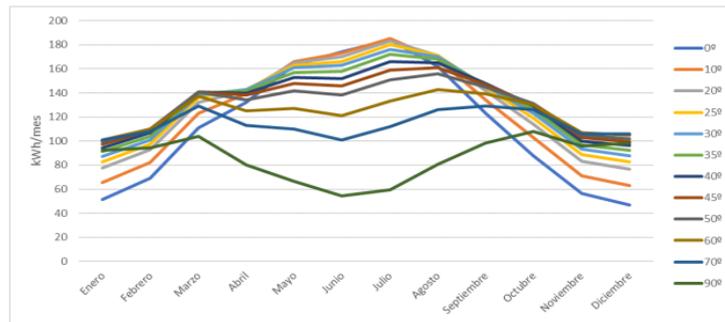


Figura 1.20. Variación de la producción FV en función de la inclinación del módulo [28].

Si desea aumentar la eficiencia de su sistema fotovoltaico, el panel debe estar perpendicular a la dirección de los rayos del sol. Por este motivo, siempre deben apuntar al lugar donde está el sol, el ecuador.

Hay que considerar algunos aspectos como:

- Al norte del ecuador, debemos apuntar los paneles al sur.
- Al sur del ecuador, las placas deben mirar hacia el norte.
- En la línea ecuatorial, los paneles deben ser planos, 0 grados, sin pendiente.

Sin embargo, para mecanizar y salvar el proceso de operación se recomienda inclinar los planos de 0° a 15°, para que los residuos que caen sobre la placa tengan una mayor facilidad de limpieza por sí misma.

1.2.19. Efecto de las sombras sobre los módulos

El análisis de sombras es uno de los puntos críticos en la medición de un sistema solar, ya que su impacto puede conducir a un rendimiento de instalación nulo. Dado que los paneles solares están formados por varias células fotovoltaicas dispuestas en serie y en paralelo, se deben observar las siguientes reglas (discutidas anteriormente).

- En el caso de celdas en fila, la corriente de fila o la fila de celdas fotovoltaicas es el voltaje de celda con la intensidad más baja.
- Con circuitos de celdas conectados en paralelo, el voltaje de grupo de los circuitos de celdas es el voltaje del circuito de bajo voltaje.

Teniendo en cuenta los dos principios básicos mencionados anteriormente, el valor de intensidad de una de las celdas cuando está sombreada y no expuesta a la luz solar es cercano a 0, por lo que la corriente de esta cadena también es cercana a 0. Lo mismo sucede con las hebras paralelas, si una de las hebras paralelas está sombreada, el voltaje está cerca de 0, por lo que la tensión del grupo de hebras paralelas está muy cerca [28].

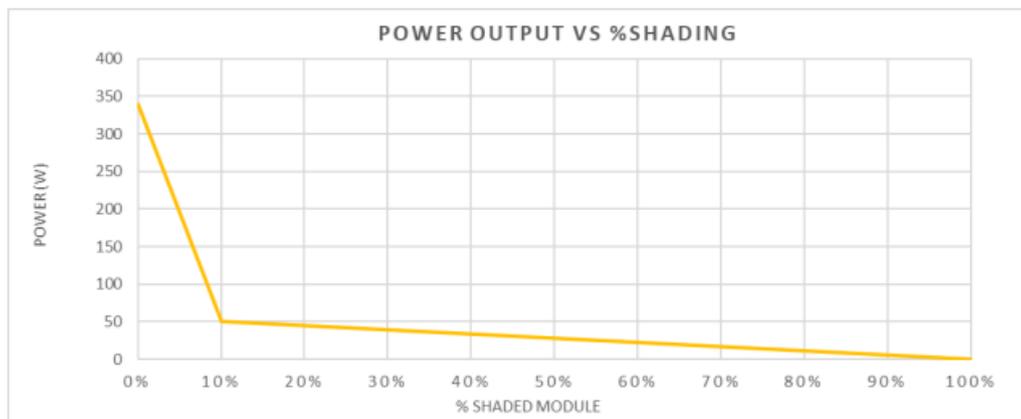


Figura 1.21. Efecto sombra sobre los módulos [28].

1.2.20. Modelo matemático de matriz fotovoltaica

En [27] una célula fotovoltaica puede convertir la luz solar directa en energía de corriente continua a través de fenómenos fotovoltaicos. Los fabricantes fotovoltaicos suelen proporcionar una hoja de información para sus productos. Esto incluye los valores de voltaje y corriente para los tres modos, es decir, cortocircuito, circuito abierto y potencia máxima para un conjunto dado de condiciones de referencia (prueba estándar). Las condiciones de prueba estándar para la radiación solar y la temperatura son $(I_{St}) = 1000 \text{ (W / m}^2\text{)}$ y $(T_{St}) = 25 \text{ (}^\circ\text{C)}$. Considerando el cortocircuito, la corriente del diodo es muy baja y el flujo luminoso es el mismo que la corriente de cortocircuito.

La tensión de funcionamiento y la corriente determinan la potencia de salida del campo fotovoltaico en función de la intensidad de la luz que incide sobre el módulo fotovoltaico, la temperatura ambiente y las propiedades del módulo fotovoltaico del fabricante.

La potencia de salida total del campo fotoeléctrico por hora se da de la siguiente manera:

$$P_{PV}^2 = n_{PV}^3 V_{PV}^4 i_{PV}^5 \quad (1.11)$$

Donde:

P_{PV} es la potencia de salida del módulo fotovoltaico.

n_{PV} número de módulos fotovoltaicos.

V_{PV} voltaje del punto de funcionamiento óptimo del módulo en condiciones arbitrarias (V).

i_{PV} corriente del punto de funcionamiento óptimo del módulo en condiciones arbitrarias (A).

Las fórmulas para calcular la corriente y la tensión óptimas en el punto de funcionamiento en las condiciones deseadas tienen las siguientes formas [28].

$$i_{PV} = i_{PV} \left(1 - C_1 \left[\exp \left(\frac{V_{PV} - \Delta V}{C_2 V_{OC}} \right) - 1 \right] \right) + \Delta i \quad (1.12)$$

donde

$$C_1 = \left(1 - \frac{i_{mp}}{i_{SC}} \right) \exp \left(- \frac{V_{mp}}{C_2 V_{OC}} \right) \quad (1.13)$$

$$C_2 = \frac{V_{mp}/(V_{OC}-1)}{\ln \left(1 - \frac{i_{mp}}{i_{SC}} \right)} \quad (1.14)$$

y

² Potencia de salida del módulo fotovoltaico.

³ Número de módulos fotovoltaicos.

⁴ Voltaje del punto de funcionamiento óptimo del módulo en condiciones arbitrarias (V).

⁵ Corriente del punto de funcionamiento óptimo del módulo en condiciones.

$$V_{PV} = V_{mp} \left[1 + 0.0539 \log \left(\frac{I_T}{I_{ST}} \right) \right] + \beta_0 \Delta T \quad (1.15)$$

$$\Delta V = V_{PV} - V_{mp} \quad (1.16)$$

$$\Delta i = \alpha_0 \left(\frac{I_T}{I_{ST}} \right) \Delta T + \left(\frac{I_T}{I_{ST}} - 1 \right) i_{SC} \quad (1.17)$$

$$\Delta T = T_{cell} - T_{st} \quad (1.18)$$

$$T_{cell} = T_A + 0.02 I_T \quad (1.19)$$

donde (i_{SC}) es la corriente de cortocircuito del módulo, (V_{mp}) es el voltaje de potencia máxima del módulo, (V_{OC}) es el circuito abierto voltaje del módulo, (i_{mp}) es la corriente de potencia máxima del módulo, (I_T) la radiación solar total en el panel inclinado, (I_{ST}) es radiación solar estándar (1000 W/m^2), (α_0) es la temperatura actual coeficiente de apertura del módulo, (β_0) es la temperatura del voltaje coeficiente del módulo y (T_A) es la temperatura ambiente [28].

1.2.21. Función de densidad de probabilidad para radiación solar

Para el cálculo se lo realiza con la siguiente ecuación.

$$f(s) = \frac{k}{c} \left(\frac{I}{c} \right)^{k-1} \exp \left(- \left(\frac{I}{c} \right)^k \right) \quad (1.20)$$

donde

(c) Factor de escala, unidad de radiación solar.

(k) Factor de forma, adimensional.

(I) Radiación solar.

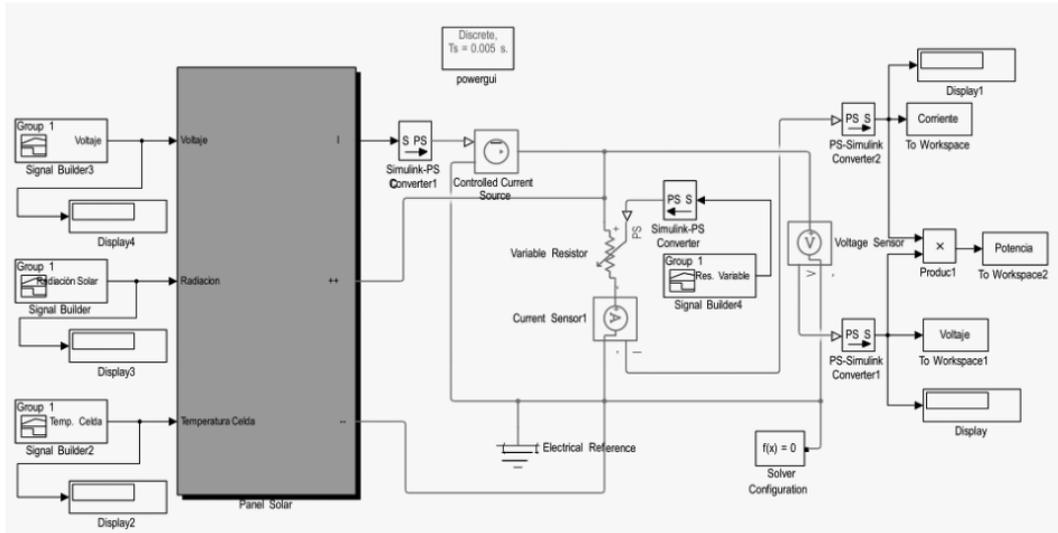


Figura 1.22. Esquema implementado en el modelo matemático [28].

1.2.22. Componentes de Homer Pro

Para diseñar, planificar y simular modelos de microrredes, el software HOMER Pro tiene varias ventajas. Estas ventajas incluyen la capacidad de combinar diferentes redes con otros componentes necesarios para un modelo de microrredes estables. El software es capaz de realizar la viabilidad económica y técnica del modelo en condiciones limitadas. Esta sección del documento presenta los diferentes componentes del software HOMER Pro, así como su diagrama de flujo de trabajo paso a paso.

1.2.23. Diagrama de flujo de trabajo de HOMER Pro

A continuación, la Figura 1.23 muestra los pasos básicos del diagrama de flujo para desarrollar un modelo de microrred utilizando el software HOMER Pro. Según el diagrama de flujo, se discutieron por componentes diferentes involucrados en el modelado, así como sus subcomponentes. Las líneas continuas en el diagrama de flujo representan las etapas principales en el diseño y desarrollo del modelo de microrred, mientras que las líneas discontinuas representan las diferentes opciones disponibles para el parámetro dado. Cabe señalar que, para diseñar un modelo de microrredes en una condición estrecha y específica, el diagrama de flujo se puede cambiar según sea necesario, mientras que los pasos básicos siguen siendo los mismos [3].

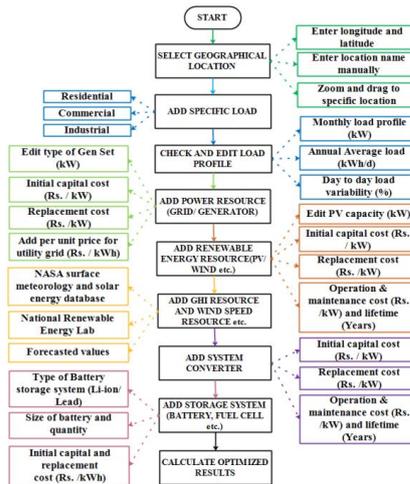


Figura 1.23. Diagrama de flujo de trabajo y funcionamiento del software HOMER Pro [3].

Con referencia al diagrama de flujo, el primer paso es seleccionar una ubicación geográfica específica de la configuración de la microrred. El segundo paso es determinar el tipo de carga útil y establecer el perfil de carga adecuado. El tercer paso es agregar el widget o generador habitual al modelo especificando sus diversos parámetros. El cuarto paso es sumar fuentes de energía renovables diferentes como la fotovoltaica, la eólica, etc., seguido de la adición de datos de recursos. En el caso del modelo híbrido de microrred con tanto de alimentación CA / CC, en el paso cinco puede agregar un módulo de control en el modelo para crear un bus CA / CC. Para lograr el objetivo de desarrollar un modelo de microrred estable para una ubicación geográfica específica, el módulo de almacenamiento disponible en la biblioteca HOMER Pro se puede agregar en el paso seis. Esto conduce a una mejora en la estabilidad y vitalidad del sistema, aunque aumenta con un ligero incremento en el precio unitario de la energía. En el último paso, los resultados del cálculo se pueden analizar utilizando controladores de software y herramientas de optimización. Además, también se pueden estudiar otros parámetros de salida para todas las combinaciones que pueden tener, como las fracciones regenerativas, el porcentaje de cargas no remuneradas, las emisiones financiadas con kg / año, etc [3].

1.3. Fundamentación metodológica

1.3.1. Tipo de investigación

Las investigaciones siguientes tienen la finalidad de obtener información de cálculos de radiación solar y acerca de un modelado de estabilidad de un sistema de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía fotovoltaica conectada a la red. Además, se utilizarán artículos científicos, tesis de maestrías relacionadas con el tema para su investigación y herramientas para su desarrollo.

En la **investigación bibliográfica**, se determinará todos los aspectos relacionados con el modelamiento del sistema, de cómo realizar la estadística de la data tanto de la irradiancia solar para conocer las frecuencias y el pico máximo de irradiancia, como también el de las cargas de la bananera, determinando la curva de carga.

Mientras que con la **investigación explorativa** se desarrolla la variación de irradiancia con el piranómetro SMP-10 clase A, la curva de demanda y la herramienta para desarrollar el modelamiento, y de tal forma resolver la problemática determinada, ¿Cuáles son los valores de la variación de irradiancia solar y la curva de la demanda que permite modelar el sistema fotovoltaico en la bananera “PRODUFRU S.A”?

De acuerdo a la **investigación descriptiva** permite la recopilación de datos meteorológicos con el piranómetro SMP-10 clase A, como también la curva de carga determinada a través de un analizador de carga instalada en las extensiones de la bananera, y de tal forma modelar un sistema fotovoltaico conectada la red considerando la variación de irradiancia solar en la Bananera “PRODUFRU S.A” con el software Homer Pro.

Con la **investigación aplicada** se desarrollará la resolución de problemas utilizando la búsqueda de alguna aplicación o la utilización de conocimiento, se procede a realizar un estudio estadístico de las datas tanto meteorológicos como el de las cargas obtenidas a través del analizador de carga, para luego hacer uso del software

Homer Pro y modelar el sistema fotovoltaico conectada a la red, para cumplir el objetivo principal de esta investigación.

1.3.2. Método de investigación

Los métodos de investigación se clasifican en:

- a) Cuantitativos.
- b) Cualitativos.
- c) Mixtos (cualitativos y cuantitativos).

En el presente proyecto de investigación se utiliza el cuantitativo, se realizará un estudio de los parámetros para determinar y modelar un modelo de un sistema fotovoltaico conectado a la red, a partir de fuentes renovables, en la cual se evaluarán diferentes parámetros. En primera instancia se hace el uso del piranómetro SMP-10 clase A, para determinar las condiciones climatológicas de la zona, también la determinación de las cargas para poder conocer el consumo diario de demanda utilizando un analizador de cargas por 7 días, y de tal forma establecer el consumo de la bananera, también se hace el uso del software Homer Pro, para determinar el sistema más óptimo y rentable para el sistema.

1.3.3. Técnicas e instrumentos

Para esta investigación se toman datos de radiación solar de primer nivel de la zona a investigar con la ayuda del instrumento piranómetro SMP-10 clase A, para aquello se analizará los datos y validarlos, determinando la radiación hora máxima, mínima y obtener las curvas de frecuencias, como también realizar una comparación con otros datos existentes de sitios meteorológicos como la Nasa. Luego se hace el uso del analizador de carga durante 7 días, para determinar la curva de carga de la bananera, conociendo la hora de carga hora máxima y mínima, con la finalidad de hacer usos de esas datos para realizar un modelado de un sistema fotovoltaico conectado a la red considerando la irradiación solar.

Haciendo uso de métodos numéricos se desarrollará el comportamiento del sistema fotovoltaico, y determinar una mejor viabilidad de aprovechar la potencia a generar al máximo, y tener un sistema más eficiente, ya que se realizará un estudio con datas reales y actualizadas del estudio. Incorporando la irradiación solar en este modelo, se pretende encontrar un sistema más eficiente y óptimo para un sistema fotovoltaico conectada a la red en la Bananera “PRODUFRU S.A” en el Cantón Ventanas, y por ende realizar un estudio técnico económico del sistema fotovoltaico conectada a la red, cumpliendo todos los objetivos específicos.

Los datos obtenidos anteriormente serán tabulados en el software Microsoft Excel en el cual se analizarán para determinar los resultados necesarios, para luego realizar la modelación en el software HOMER Pro, con el que se pretende realizar este modelo de sistema fotovoltaico. También se procura hacer el uso de software Matlab para su validación, por otra parte, se diseñará la estructura en 3D del sistema fotovoltaico en el software Sketch, para una mejor representación de la estructura, y por último se realiza un diagrama unifilar del sistema actualmente y el de la propuesta.

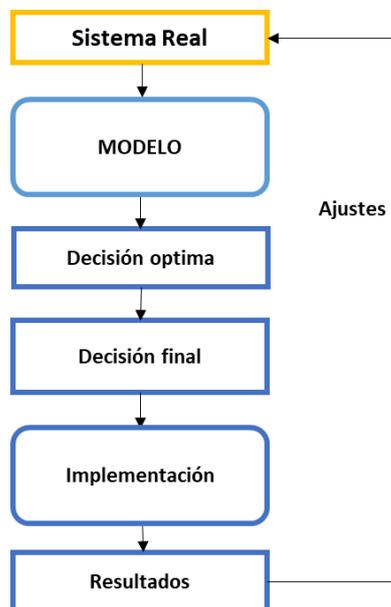


Figura 1.24. Diagrama de flujo del proceso.

1.4. Conclusiones Capítulo I

- Se obtuvo la información pertinente para poder desarrollar el sistema fotovoltaico conectado a la red considerando la irradiancia solar, gracias al marco referencial, y a los artículos de investigaciones realizados con temas similares al que se va a desarrollar en esta investigación.
- En consideración del marco referencial también se logró tener el conocimiento de cómo realizar un modelo de sistema fotovoltaico conectado a la red en el software HOMER Pro, que es una herramienta muy reconocida y recomendada para estos modelamientos.
- En la metodología se plantea el procedimiento de cómo se realizará el modelamiento del sistema fotovoltaico conectada a la red, desde la toma de la irradiancia solar, las mediciones de la curva de carga, hasta el modelamiento del sistema.

CAPÍTULO II

PROPUESTA

2.1. Título del proyecto

Modelamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red considerando la variación de irradiancia solar en una bananera en el Cantón Ventanas.

2.2. Objetivo del proyecto

- Determinar los parámetros principales para el modelamiento del sistema de energía fotovoltaica, como la irradiancia solar, la carga de la bananera.
- Mediante herramientas de cálculos realizar un estudio estadístico de las datas para conocer el comportamiento tanto de la irradiancia solar, como el de la carga.
- Modelar métodos numéricos el comportamiento del sistema fotovoltaico considerando la variación de irradiancia solar.
- Conocer la máxima transferencia de potencia del panel, como también validar el modelo.

2.3. Justificación

La operación de un modelamiento de sistema fotovoltaico conectada a la red considerando la irradiancia solar, actualmente se ve afectada por la falta de conocimiento de la productividad que puede llegar a tener la irradiación solar para tener una fuente de generación eléctrica amigable con el ambiente, y de tal forma poder suplir con la demanda de la bananera.

Para iniciar con el respectivo modelamiento se consideró que las principales condiciones para el modelamiento son:

- La zona de la investigación.
- Irradiación solar de la zona.
- Demanda de la bananera.
- El software a utilizar para el modelamiento.

Para el respectivo cálculo del método matemático el investigador consideró utilizar el software HOMER Pro, versión Pro 3.14.2 64 bits, debido a sus maravillosas ventajas te brinda como: Reduce los costos de desarrollo de la propuesta al determinar la viabilidad del proyecto en la etapa inicial, lograr el diseño de menor costo mediante la construcción del diseño básico de una microrred o un sistema de recursos energéticos distribuidos (DER), mitiga el riesgo del proyecto al considerar todas las opciones y escenarios, compara los componentes competitivos en varios entornos simulados, identifica puntos de precio en los que las diferentes tecnologías se vuelven competitivas, produce propuestas perspicaces de cara al cliente que demuestren el valor del sistema.

2.4. Descripción de la metodología

A continuación, se desarrollan los procedimientos para la aplicación del modelamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red considerando la irradiancia solar. En la Figura 2.1, se representa el diagrama de sistema fotovoltaico propuesto.

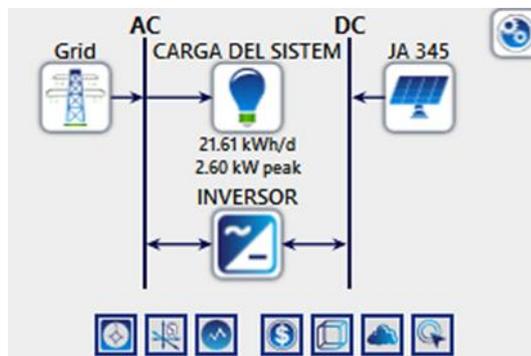


Figura 2.1. Diagrama de sistema propuesto.

Para el modelamiento del sistema fotovoltaico conectada a la red, se consideró la ubicación específica de una bananera del Cantón Ventanas, (01°19'45.70'' S y 79°23'46.79'' W), como se puede apreciar en la Figura 2.2.

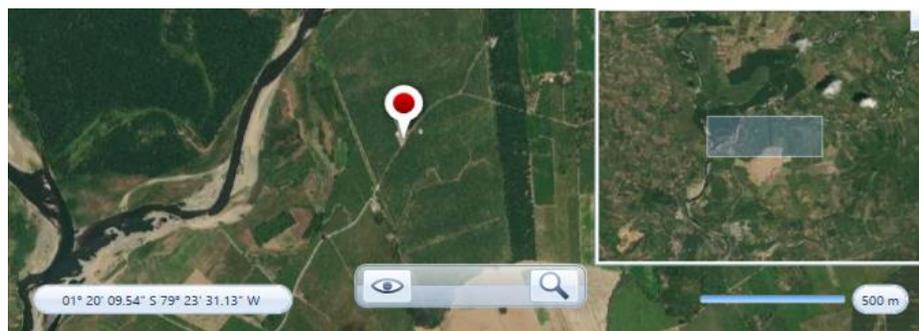


Figura 2.2. Lugar a realizar el estudio.

En la Figura 2.1, presenta el modelo de microrred integrado a la red con los diferentes componentes como energía solar fotovoltaica, convertidor de CA/CC, red, etc.

De acuerdo al precio unitario estándar del gobierno ecuatoriano, para la cantidad de energía que consume la bananera “PRODUFRU S.A” sobrepasa el límite de tarifa de la dignidad por la cual es precio es de 0.1 (\$/kWh). Dicho valor lo podemos visualizar en el Anexo 48, en la que se observa la planilla de pago de la empresa, teniendo un valor promedio de \$110.00 al mes.

2.5. Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados

Para el cumplimiento del objetivo general se tomaron datos de irradiación solar de la zona con el piranómetro SMP-10 clase A, la cual fue realizado el estudio durante 1 año, en la que fueron tabulados y encontrada la curva de irradiancia solar en el software Excel, como se puede apreciar en la Figura 2.3.

Aquel estudio de radiación fue un proyecto que se realizó por parte de la Universidad Técnica de Quevedo, para conocer la irradiación de la zona, para utilizar esta base de datos, en estudios de energía solar fotovoltaica. Aquel piranómetro SMP-10 clase A, se encuentra ubicada en una terraza de 12 m, cerca de la zona a estudiar, el piranómetro está sobre una base metálica de 1.80 m de altura, en posición firme, y consta de un servidor que ayuda la lectura de esta base de datos.

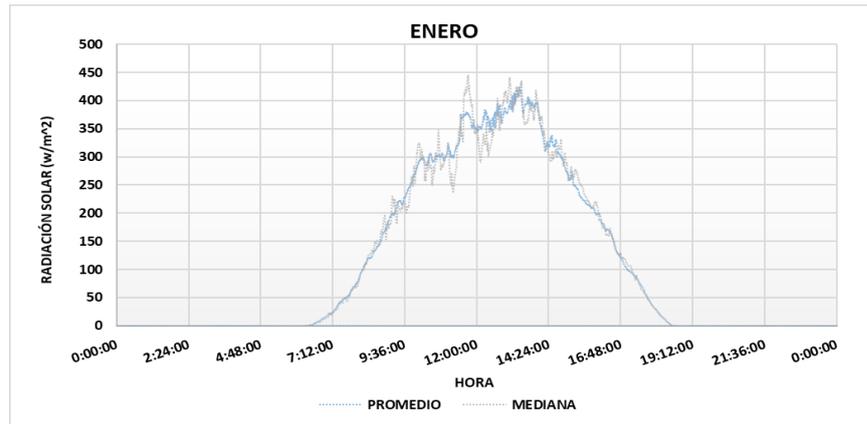


Figura 2.3. Curva de irradiancia solar ENERO.

Aquellos datos de irradiancia solar encontrados anteriormente en la Figura 2.3, se puede apreciar en la Tabla 2.1, los datos completos del año ($\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$), que fueron ingresados al software HOMER Pro la cual en la Figura 2.5 nos brinda un diagrama de barra del año.

Se puede observar que el valor pico de irradiancia recae en el mes de abril con 7.275 y el mes menor julio con 4.052 ($\text{kWh/m}^2 / \text{día}$), esto debido a que en abril los rayos solares llegan de una forma más directa al suelo de la zona.

Tabla 2.1. Datos de irradiancia solar de la zona a estudiar.

Meses	Promedio	Máximo	Mínimo	Unidad
Enero	5.02	10.35	1.52	$\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$
Febrero	5.86	11.73	2.00	$\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$
Marzo	5.97	14.55	1.46	$\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$
Abril	7.28	16.21	2.39	$\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$
Mayo	4.70	10.31	1.14	$\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$
Junio	5.25	10.65	1.42	$\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$
Julio	4.05	9.30	1.18	$\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$
Agosto	5.07	10.72	1.48	$\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$
Septiembre	5.21	10.71	1.52	$\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$
Octubre	4.69	10.14	1.54	$\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$
Noviembre	4.58	10.73	1.31	$\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$
Diciembre	4.74	10.25	1.46	$\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$

En la Tabla 2.1, además de obtener la irradiancia promedio, también se determina la irradiancia máxima y mínima. En la Figura 2.4, se observa las curvas de irradiancia mencionadas anteriormente.

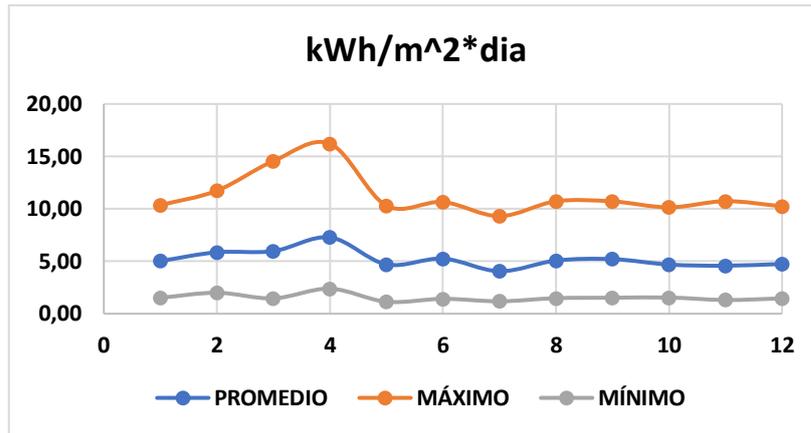


Figura 2.4. Datos de irradiancia solar (kWh/m²/día).

A continuación, en la Figura 2.5 se presenta el gráfico de barras para aquellos datos de radiación promedio mensuales que fueron tomados con el piranómetro SMP-10 clase A, la radiación diaria (kWh / m²/ día) frente al índice de claridad durante el periodo de un tiempo total de 12 meses. Cabe destacar que con el aumento del índice de claridad también aumenta el nivel de irradianción y viceversa. Esto se debe a varias razones, como la presencia de partículas de polvo, humedad, etc. En el aire, lo que conduce a un índice de claridad bajo, por lo tanto, limita el flujo de radiación solar a nivel del suelo. El factor más importante para reducir el índice de transparencia incluye la presencia de humedad en el aire y las densas partículas de polvo. La Figura 2.5, presenta la carga mensual promedio escalada para la ubicación geográfica del punto de la bananera “PRODUFRU S.A”.



Figura 2.5. Curva de irradiancia solar.

Se consideró una carga comercial debido a la característica de la bananera, del consumo, como se aprecia un ejemplo en la Figura 2.6.

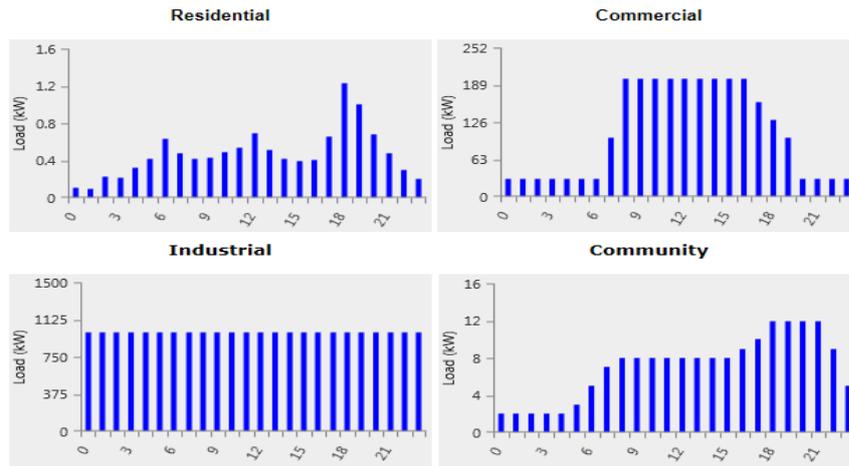


Figura 2.6. Diagrama de perfiles de cargas.

2.5.1. Análisis estadístico de la data de irradiación solar

De acuerdo a la data tomada en rango de 1 segundo, se procedió a obtener un valor total del mes, para luego determinar una data resultante de todos los meses, con la finalidad de determinar el histograma de frecuencia absoluta y frecuencia relativa a acumulada.

En primera instancia se determina algunos parámetros como el número de data (n) que es de 44557, luego se determina la media, máximo y mínimo, obteniendo una media de 215 W/m², un máximo de 412 W/m², y un mínimo de 0.074 W/m².

A continuación, para hallar el valor de ancho se determina la muestra que es de 33, para luego aplicar la ecuación 2.1, y obtener el ancho y poder conocer los tiempos de espera, datos que se pueden observar en la Figura 2.7.

$$\text{Ancho } (A) = \frac{\text{máximo} - \text{mínimo}}{\text{numero de clases}} \quad (2.1)$$

	Media	215
Número de datos (n)	44557	clases
	Muestra	33
	Máximo	412
	Mínimo	0,074
	ANCHO =	12,4919148
	Valor del Ancho	13

Figura 2.7. Estadística de la data de irradiación.

Una vez determinado los parámetros necesarios, se realiza la tabla de frecuencias ubicada en el Anexo 39. En dicha tabla se utilizaron las siguientes ecuaciones.

En la ecuación 2.2, se presenta la fórmula de frecuencia relativa (F.r), encontrada con el intervalo de la frecuencia absoluta (F.a) y el total de (F.a).

$$F.r = \frac{F.a}{total} \quad (2.2)$$

La frecuencia relativa acumulada, se determina con la ecuación 2.3, con la suma de la frecuencia relativa acumulada (F.r.A) y la frecuencia relativa (F.r).

$$F.r.A = F.r.A(\text{clase anterior}) + F.r(\text{clase actual}) \quad (2.3)$$

Mientras que la frecuencia porcentual es el producto de la frecuencia relativa (F.r) y el 100%, vista en la ecuación 2.4.

$$F.\% = ((F.r)100)\% \quad (2.4)$$

Y por último con la ecuación 2.5, se obtiene la frecuencia porcentual acumulada con el producto de la frecuencia relativa acumulada (F.r.A) y el 100%.

$$F.\%.A = ((F.r.A)100)\% \quad (2.5)$$

Con el valor de ancho (13), se obtiene los tiempos de espera y de tal forma poder determinar cuántas datas (W/m^2), se repiten dentro del rango establecido como se observa en el Anexo 39, para luego hallar un histograma de frecuencia ubicada en la Figura 2.8, como también el diagrama de pareto donde se pueda observar la frecuencia absoluta y la frecuencia relativa acumulada, determinada en la Figura 2.9.

En la Figura 2.8, se puede decir que el mayor rango de repeticiones de W/m^2 , se da en 0.074 a 13.074 W/m^2 con 3664 datos, como mínimo se da en el rango de

403.074 a 416.074 W/m² con 55 datos.

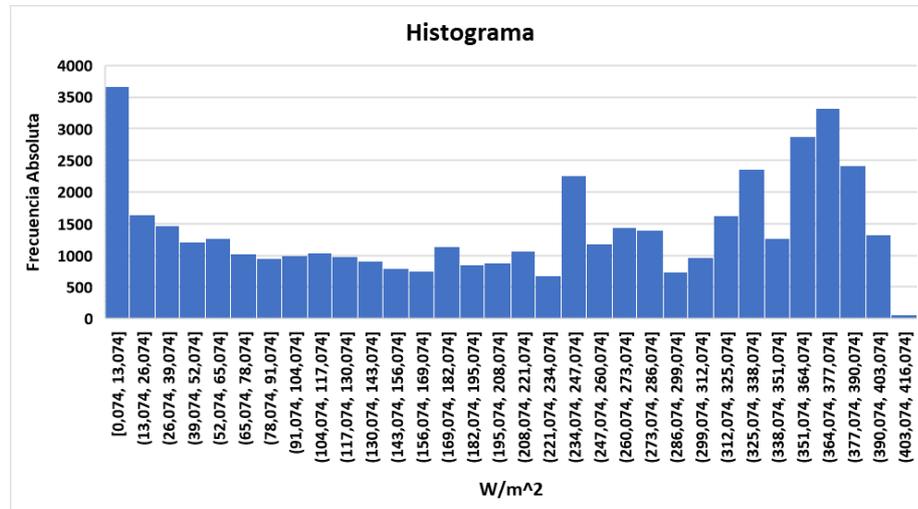


Figura 2.8. Histograma de la data de irradiación.

Mientras que en la Figura 2.9, deduce la Figura 2.8, pero realizando un diagrama de Pareto ordenando la frecuencia absoluta de mayor a menor datos de repeticiones con una media de 1392 datos de W/m². Como también se puede determinar la curva de frecuencia relativa acumulada con un mínimo de 8.2% y un máximo de 100%.

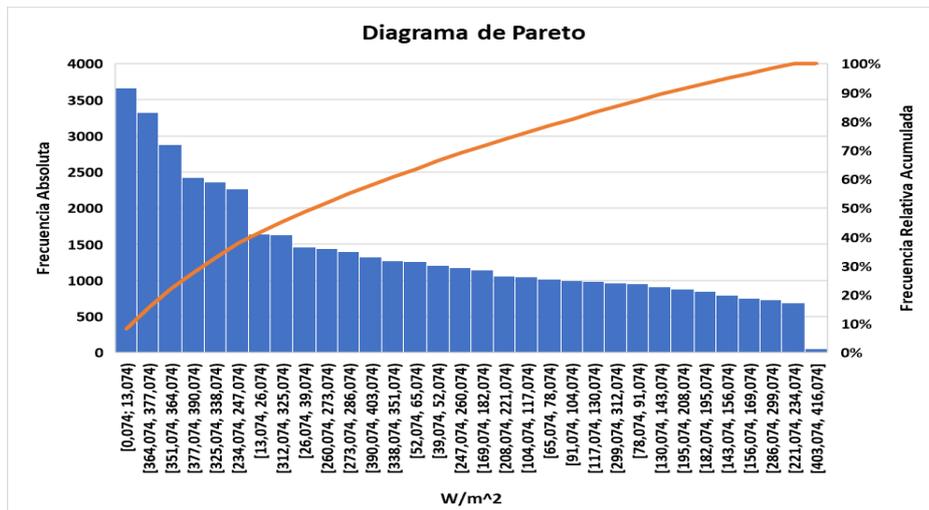


Figura 2.9. Diagrama de frecuencias de la data de irradiación.

A continuación, en la Figura 2.10, se puede ver la curva diaria de irradiancia solar en la zona a estudiar. Se determina que la mayor radiación del día se da de las 11:00 a 14:00 horas, con un pico alrededor de las 12 del día.

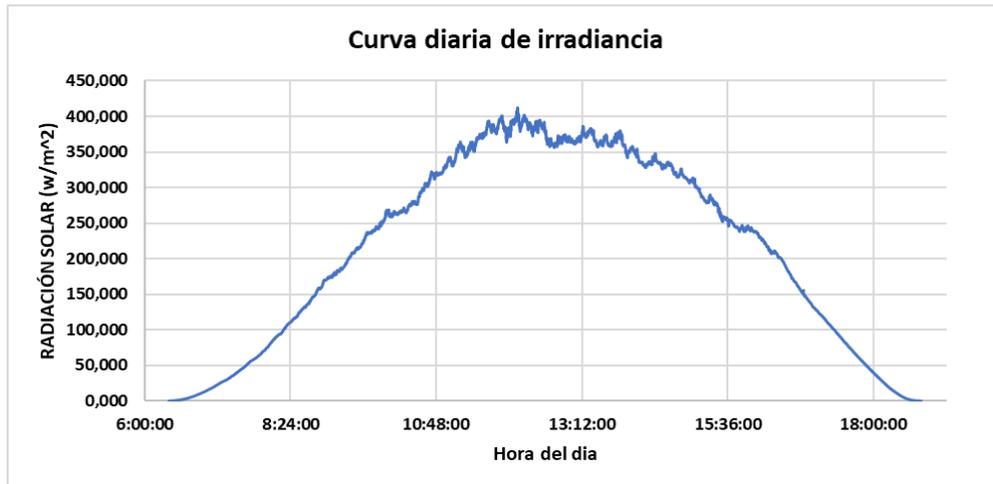


Figura 2.10. Curva diaria de la data de irradiación.

2.5.2. Diagrama unifilar del sistema actual

En la Figura 2.11 se puede visualizar el diagrama unifilar del sistema actual de la bananera que consta de un tablero principal y un secundario, el principal consta de 5 circuitos, 2 de iluminación, uno para el aire acondicionado, uno para los tomacorrientes y otro para la bomba. El secundario conlleva a 3 circuitos, uno para la iluminación, unos para los tomacorrientes y el último para las neveras. Para el estudio del proyecto se considera como punto estratégico el tablero principal para la instalación del analizador de redes y determinar la curva diaria de todas las cargas de la bananera.

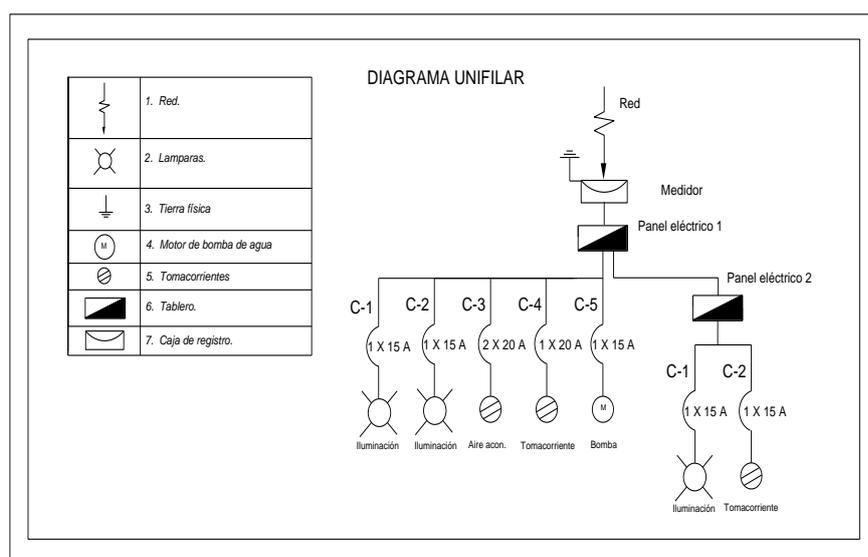


Figura 2.11. Diagrama unifilar del sistema actual

2.5.3. Análisis estadístico de la carga

Una vez encontrado la irradiancia solar de la bananera del Cantón Ventanas se procede a encontrar la curva de carga de la bananera “PRODUFRU S.A”, la cual se obtuvo mediante la visita a las instalaciones para realizar un estudio de las diferentes cargas existentes. En el tablero principal que consta de una instalación monofásica 220V, se instaló un analizador de redes FLUKE 435 serie II visto en el Anexo 40. Se determinó las corriente, voltajes y potencias de cada fase en un rango de 10 segundos durante 7 días seguidos, de tal forma se conoce el consumo total de potencia por las cargas, y de tal manera poder realizar un estudio estadístico para determinar la potencia máxima, mínima y la curva de carga diaria.

En el Anexo 40, se puede observar el proceso de la instalación del analizador de redes. En la Tabla 2.2, se presenta el consumo de potencia durante todo el día en intervalos de 1 hora para ingresar cargas en el software Homer Pro, mientras que en la Figura 2.12, se determina la curva de carga diaria de la bananera, con una carga pico de 1.980 kW durante el medio día en adelante. Desde las 20 horas hasta la 5 de la mañana el consumo está por debajo de los 900 kW, debido a las luminarias encendidas durante la noche.

Tabla 2.2. Carga diaria.

Hora	kW	Hora	kW
0	830	12	1.380
1	882	13	1.294
2	890	14	1.440
3	766	15	1.440
4	750	16	702
5	922	17	610
6	958	18	690
7	950	19	640
8	1.108	20	660
9	742	21	680
10	696	22	680
11	1.060	23	840

Mediante los cálculos se determinó que hay un consumo de 21.61 kWh/día, un mínimo de 600 W, promedio de 900,4 W, y una potencia pico de 1.980 kW, datos que podemos observar en el Anexo 42, y gráficamente en la figura 2.12.

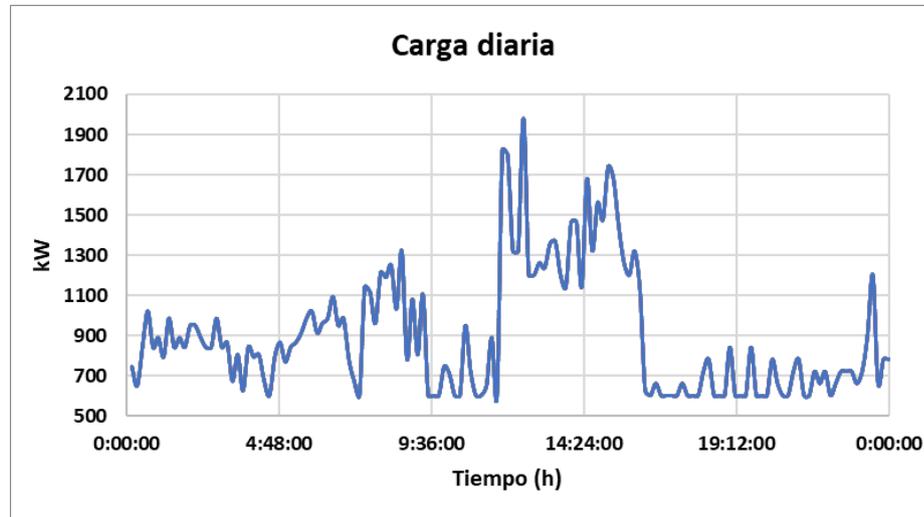


Figura 2.12. Carga de la Bananera (kW).

Ya que la bananera consta de una línea monofásica 220V, se puede observar en la Figura 2.13, el voltaje y la corriente de cada fase, como también la línea de neutro, datos que nos brindan la potencia consumida por las cargas en la bananera. En el Anexo 43, se puede observar la curva de la energía consumida por las cargas, de acuerdo al analizador de redes instalada en la bananera.

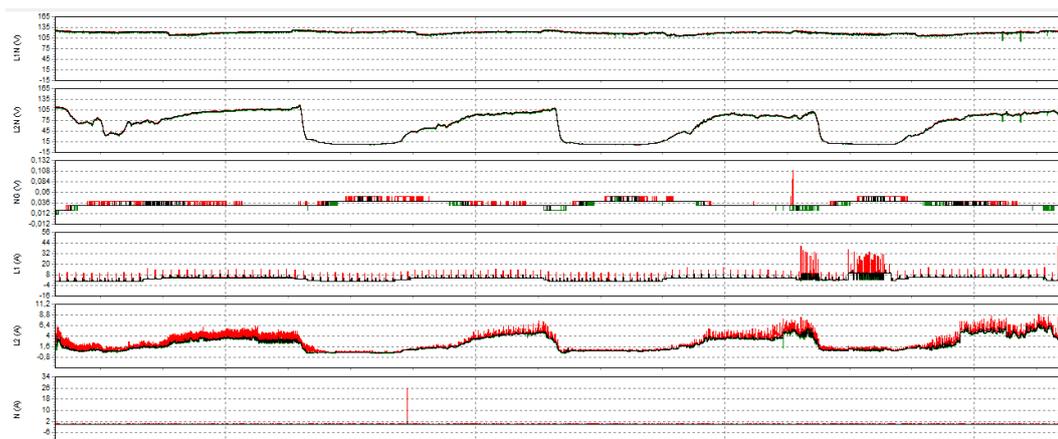


Figura 2.13. Carga de la Bananera.

A continuación, en la Figura 2.14, se presenta un diagrama de frecuencias de acuerdo a la potencia consumida por las cargas en un intervalo de 10 min.

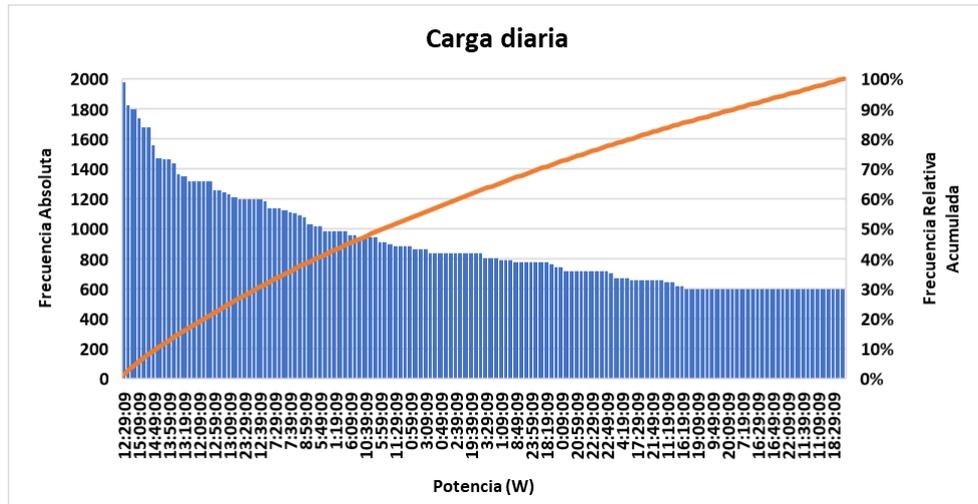


Figura 2.14. Carga de la Bananera.

De acuerdo a estudios realizados a centros de venta de artículos de energía solar se puede determinar costos como los que se observan en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Costos del sistema.

Nombre	Potencia	Unidad	Precio	Cantidad	Total
Panel JAM72S20	345	kW	\$ 180,00	13	\$ 2340,00
Conector MC4	-	-	\$ 6,00	13	\$ 78,00
Cable ZZ-F 6mm2	-	metros	\$ 2,50	20	\$ 50,00
Estructura Coplanar	-	-	\$ 200,00	1	\$ 200,00
Smart Meter	-	-	\$ 178,50	1	\$ 178,50
Otros	-	-	\$ 100,00	1	\$ 100,00
Sub-total					\$ 2946,50
INSTALACIÓN	25%				\$ 736,63
Total, PV					\$ 3683,13

Nombre	Potencia	Unidad	Precio	Cantidad	Total
Inversor Fronius	3	kW	\$ 1070,00	1	\$ 1070,00
Sub-total					\$ 1070,00
INSTALACIÓN	25%				\$ 267,50
Total, Inversor					\$ 1337,50
TOTAL					\$ 5020,63

Según centros de comercialización fotovoltaica como “Autosolar”, “Alibana”, se brindan descuentos del 10% o más, por lo que se espera que los costos de reposición

se reduzcan en un 10%, otra razón por la cual el reemplazo es menor, es debido a estudios realizados por artículos como “Las nuevas tecnologías en la primera infancia”, muestra que con el paso de los años se están cambiando a nuevas tecnologías, lo que está provocando que el precio del producto baje. En [25] establece que el costo de operación y mantenimiento es del 1% del precio del dispositivo cada año.

Se optó por el acceso a paneles fotovoltaicos para aprovechar la energía solar. En el momento en que el panel esté expuesto a la radiación solar, los demás contenidos de la luz solar transferirán energía a los electrones del material semiconductor, que podrá así romper la barrera de potencial de la conexión P-N y el semiconductor a través de un circuito externo. Esta energía eléctrica de corriente continua.

Como se puede observar en la Figura 2.15, se ingresó los datos del panel solar; la potencia que se pretende establecer, el costo del PV incluyendo equipos auxiliares e instalación, reemplazo y O&M, como también se le asignó una vida útil de 25 años de acuerdo a fabricantes de dichos equipos.

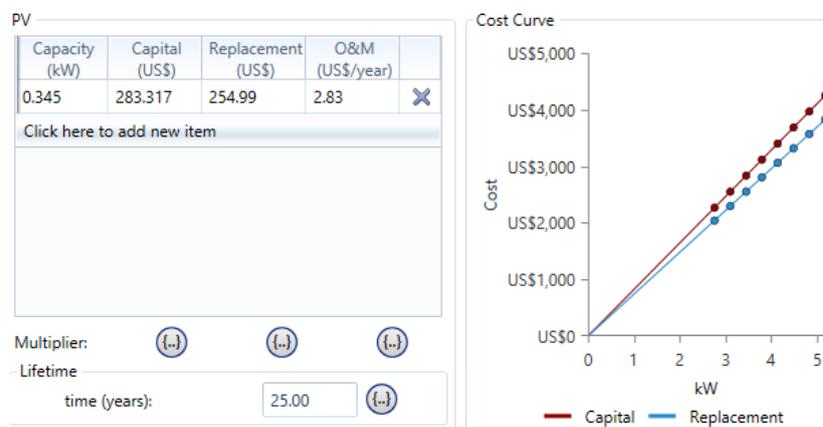


Figura 2.15. Ingreso de kW, capital, reemplazo y O&M del PV en HOMER Pro.

Se opta por la adquisición de inversores para alimentar la energía generada al panel solar y convertir la corriente continua generada por las celdas solares en corriente alterna para consumo legítimo en la red. En la Figura 2.16, se puede observar el ingreso de los respectivos parámetros designados por HOMER Pro, para el Convertidor/Inversor, teniendo en consideración una vida útil de 15 años de acuerdo a diseñadores de inversores.

Capacity (kW)	Capital (US\$)	Replacement (US\$)	O&M (US\$/year)
3	US\$1,337.50	US\$963.00	US\$10.70
Click here to add new item			

Capacity Optimization

HOMER Optimizer™

Search Space

Size (kW)

3

Inverter Input

Lifetime (years): 15.00

Efficiency (%): 96.50

Parallel with AC generator?

Rectifier Input

Relative Capacity (%): 0.00

Efficiency (%): 100.00

Figura 2.16. Ingreso de kW, capital, reemplazo y O&M del Inversor en HOMER Pro.

2.5.4. Cálculo de HOMER Pro

La herramienta de HOMER Pro, es un software que contiene algoritmos de programación dinámica (PD), en la cual usa modelos de análisis de sensibilidad y optimización para el cálculo de balanceo del sistema, para combinar tecnologías y componentes de una instalación de generación de energía.

En primera instancia calcula la radiación incidente en el conjunto fotovoltaico con las siguientes ecuaciones

$$\delta = 23.45^\circ \sin \left(360^\circ \frac{284+n}{365} \right) \quad (2.6)$$

n = El día del año

$$\omega = (t_s - 12hr)15^\circ/h \quad (2.7)$$

t_s = La hora solar [h]

$$\cos\theta_2 = \cos\phi\cos\delta\cos\omega + \sin\phi\sin\delta \quad (2.8)$$

θ_z = El ángulo cenital [°]

ϕ = La latitud [°]

δ = El ángulo horario [°]

$$G_{on} = G_{SC} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) \quad (2.9)$$

G_{on} = La radiación normal extraterrestre [kW/m²]

G_{SC} = La constante solar [1.367 kW/m²]

$$G_o = G_{on} \cos \theta_z \quad (2.10)$$

G_o = La radiación horizontal extraterrestre [kW/m²]

$$\bar{G}_o = \frac{12}{\pi} G_{on} \left[\cos \phi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180^\circ} \sin \phi \sin \delta \right] \quad (2.11)$$

\bar{G}_o = La radiación horizontal extraterrestre promediada durante el paso de tiempo [kW/m²]

ω_1 = El ángulo horario al comienzo del paso de tiempo [°]

ω_2 = El ángulo horario al final del paso de tiempo [°]

$$\bar{G} = \bar{G}_b + \bar{G}_d \quad (2.12)$$

\bar{G} = La radiación horizontal global en la superficie de la tierra promediada durante el paso de tiempo [kW/m²]

\bar{G}_b = La radiación del haz [kW/m²]

\bar{G}_d = La radiación difusa [kW/m²]

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_2} \quad (2.13)$$

$$A_i = \frac{G_b}{G_o} \quad (2.14)$$

$$f = \sqrt{\frac{\bar{G}_b}{\bar{G}}} \quad (2.15)$$

$$\bar{G}_T = (\bar{G}_b + \bar{G}_d A_i) R_b + \bar{G}_d (1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[1 + f \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] + \bar{G} \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2.16)$$

β = La pendiente de la superficie [°]

ρ_g = La reflectancia del suelo, que también se llama albedo [%]

Seguidamente resuelve el coeficiente de potencia de temperatura fotovoltaica con la ecuación #, utilizando la división de μ_{voc} y V_{mp} .

$$\alpha_p \approx \frac{\mu_{voc}}{V_{mp}} \quad (2.17)$$

μ_{voc} = El coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto [V/°C]

V_{mp} = La tensión en el punto de máxima potencia en condiciones de prueba estándar [V]

Una vez que determinó el parámetro anterior calcula la temperatura de la celda solar con las 2 siguientes ecuaciones.

$$\eta_{mp,STC} = \frac{Y_{PV}}{A_{PV}G_{T,STC}} \quad (2.18)$$

$\eta_{mp,STC}$ = La eficiencia del módulo fotovoltaico en condiciones de prueba estándar [%]

Y_{PV} = La salida de potencia nominal del módulo fotovoltaico en condiciones de prueba estándar [kW]

A_{PV} = La superficie del módulo fotovoltaico [m²]

$G_{T,STC}$ = La radiación en condiciones de prueba estándar [1 kW/m²]

$$T_c = \frac{T_a + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(\frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) \left[1 - \frac{\eta_{mp,STC}(1 - \alpha_p T_{c,STC})}{\tau \alpha} \right]}{1 + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(\frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) \left(\frac{\alpha_p \eta_{mp,STC}}{\tau \alpha} \right)} \quad (2.19)$$

T_a = La temperatura ambiente [°C]

$T_{c,NOCT}$ = La temperatura nominal de funcionamiento de la celda [°C]

$T_{a,NOCT}$ = La temperatura ambiente a la que se define la NOCT [20°C]

G_T = La radiación solar que incide sobre el conjunto fotovoltaico [kW/m²]

$G_{T,NOCT}$ = La radiación solar a la que se define la NOCT [0,8 kW/m²]

α_p = El coeficiente de temperatura de potencia [%/°C]

$T_{c,STC}$ = La temperatura de la celda bajo condiciones de prueba estándar [25°C]

τ = La transmitancia solar de cualquier cubierta sobre el conjunto fotovoltaico [%]

α = La absorbancia solar de la matriz fotovoltaica [%]

Una vez que se realizó los cálculos anteriores se hace uso de la ecuación para el cálculo de la potencia de salida de la matriz fotovoltaica se establece con la siguiente ecuación para la salida del campo fotovoltaico.

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{\bar{G}_T}{G_{T,STC}} \right) [1 + \alpha_p (T_c - T_{c,STC})] \quad (2.20)$$

Donde:

Y_{PV} = La capacidad nominal del campo fotovoltaico, es decir, su potencia de salida bajo condiciones de prueba estándar [kW].

f_{PV} = El factor de reducción de PV [%].

G_T = La irradiación solar incidente en el campo fotovoltaico en el intervalo de tiempo actual [kW / m²].

$G_{T,STC}$ = Radiación en tiempo de prueba [1 kW / m²].

α_p = El coeficiente de temperatura de potencia [% / °C].

T_C = La temperatura de la celda fotovoltaica en el intervalo de tiempo actual [°C].

$T_{C,STC}$ = Temperatura de la celda solar [25°C] bajo condiciones de prueba estándar.

En los que respecta al precio de la energía (COE), esta se determina mediante la siguiente ecuación vista a continuación.

$$COE = \frac{C_{ann.tot} - C_{boiler} H_{served}}{E_{served}} \quad (2.21)$$

$C_{ann.tot}$ = Costo total anualizado del sistema (\$/año)

C_{boiler} = Costo marginal de la caldera (\$/kWh)

H_{served} = Carga térmica total servida (kWh/año)

E_{served} = Carga eléctrica total servida (kWh/año)

El costo actual neto (NPC), es aquel costo de vida útil del sistema en la que está compuesto por componentes específicos como los cargos de instalación, operación e ingresos. Mientras que la fracción renovable (f_{ren}), es el porcentaje de aquella energía que se genera a través de las diferentes fuentes renovales en este caso de la energía solar, dicha ecuación se puede apreciar a continuación.

$$f_{ren} = 1 - \frac{E_{nonren} + H_{nonren}}{E_{served} + H_{served}} \quad (2.22)$$

E_{nonren} = Producción de energía eléctrica no renovable (kWh/año)

H_{nonren} = Producción de energía térmica no renovable H

Mientras que el costo de operación se da mediante la relación del costo total anual y el costo del capital total, como se expresa en la ecuación siguiente.

$$C_{operating} = C_{ann,tot} - C_{ann,cap} \quad (2.23)$$

$C_{ann,tot}$ = Costo total anualizado (\$/año)

$C_{ann,cap}$ = costo de capital anualizado total (\$/año)

2.5.5. Validación del modelo matemático

A continuación, en la Tabla 2.4, se presentan datos técnicos del panel solar utilizado para el modelamiento, la cual se realiza el cálculo a través de un modelo matemático diferente al que utiliza el software HOMER Pro, para su validación.

Tabla 2.4. Parámetros del módulo fotovoltaico

Type	Max. Power output (W)	Max. Power voltage (V)	Max. Power current	Open circuit voltage (V)	Short circuit current	Price (\$)
JAM72S20	345	38.39	8.99	47.05	9.54	180.00

Seguidamente se presenta los valores de coeficiente de temperatura del panel solar.

Temperature Coefficient of $I_{sc}(\alpha_{Isc})$ +0.044%/°C

Temperature Coefficient of $V_{oc}(\beta_{Voc})$ -0.272%/°C

Temperature Coefficient of $P_{max}(\gamma_{Pmp})$ -0.350%/ C

$T_{st} = 25^{\circ}\text{C}$

$I_{st} = 1000 \text{ W/m}^2$

En primera instancia se debe calcular la corriente del punto de funcionamiento óptimo del módulo en condiciones deseadas con las siguientes fórmulas [28].

$$i_{PV} = i_{PV} \left(1 - C_1 \left[\exp \left(\frac{V_{PV} - \Delta V}{C_2 V_{OC}} \right) - 1 \right] \right) + \Delta i \quad (2.24)$$

$$i_{PV} = 9.54 \left(1 - 0.941153 \left[\exp \left(\frac{35.7808 - (-2.6092)}{(-0.292171)47.05} \right) - 1 \right] \right) + (-7.93323) = 10.0354 \text{ A}$$

donde,

$$C_1 = \left(1 - \frac{i_{mp}}{i_{sc}} \right) \exp \left(- \frac{V_{mp}}{C_2 V_{OC}} \right) \quad (2.25)$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{8.99}{9.54} \right) \exp \left(- \frac{38.39}{(-0.292171)47.05} \right) = 0.941153$$

$$C_2 = \frac{V_{mp}/(V_{OC}-1)}{\ln\left(1-\frac{i_{mp}}{i_{SC}}\right)} \quad (2.26)$$

$$C_2 = \frac{38.39/(47.05 - 1)}{\ln\left(1 - \frac{8.99}{9.54}\right)} = -0.292171$$

Y el voltaje del punto de funcionamiento óptimo del módulo en condiciones arbitrarias (V) se da por.

$$V_{PV} = V_{mp} \left[1 + 0.0539 \log\left(\frac{I_T}{I_{st}}\right) \right] + \beta_0 \Delta T \quad (2.27)$$

$$V_{PV} = 38.39 \left[1 + 0.0539 \log\left(\frac{165}{1000}\right) \right] + (-0.300)(3.3) = 35.7808 \text{ V}$$

$$\Delta V = V_{PV} - V_{mp} \quad (2.28)$$

$$\Delta V = 35.7808 - 38.39 = -2.6092$$

$$\Delta i = \alpha_0 \left(\frac{I_T}{I_{st}}\right) \Delta T + \left(\frac{I_T}{I_{st}} - 1\right) i_{SC} \quad (2.29)$$

$$\Delta i = 0.06 \left(\frac{165}{1000}\right) 3.3 + \left(\frac{165}{1000} - 1\right) 9.54 = -7.93323$$

$$\Delta T = T_{cell} - T_{st} \quad (2.30)$$

$$\Delta T = 28.3 - 25 = 3.3$$

$$T_{cell} = T_A + 0.02I_T \quad (2.31)$$

$$T_{cell} = 25 + 0.02165 = 28.3$$

donde (i_{SC}) es la corriente de cortocircuito del módulo, (V_{mp}) es el voltaje de potencia máxima del módulo, (V_{OC}) es el circuito abierto voltaje del módulo, (i_{mp}) es la corriente de potencia máxima del módulo, (I_T) la radiación solar total en el panel inclinado, (I_{ST}) es radiación solar estándar (1000 W/m^2), (α_0) es la temperatura actual coeficiente de apertura del módulo, (β_0) es la temperatura del voltaje coeficiente del módulo y (T_A) es la temperatura ambiente [28].

La potencia de salida total del campo fotoeléctrico por hora se da de la siguiente manera:

$$P_{PV} = n_{PV}V_{PV}i_{PV} \quad (2.32)$$

$$P_{PV} = (13)(35.7808)(10.0354) = 4.5 \text{ kW}$$

Para determinar el costo nivelado de energía se debe aplicar la ecuación 2.18.

$$LEC = \frac{\left(\frac{C_{TOT}}{n}\right) + C_{run}}{\Sigma P_L} \quad (2.33)$$

$$LEC = \frac{\left(\frac{5020,62}{25}\right) + 613.92}{11115} = 0,073 \text{ (\$/kWh)}$$

2.5.6. Máxima transferencia de potencia del panel solar al sistema

Durante la investigación se utilizó un panel solar de 72 celdas, la cual en la Tabla 2.5, se presentan los valores de operación.

Tabla 2.5. Valores de tensión y corriente de funcionamiento del panel solar.

Voltaje (V)	Corriente (A)
0	9.54
30	9.35
40	8.4
41.76	7
43.4	5.2
43.9	4.6
44.35	4
44.85	3.3
45.28	2.7
46.3	1.2
47.05	0

Mediante la Tabla 2.5, se determinó la corriente de cortocircuito de 9.54 A, y un voltaje de circuito abierto de 47.05 V, la que se presenta en la Figura 2.17.

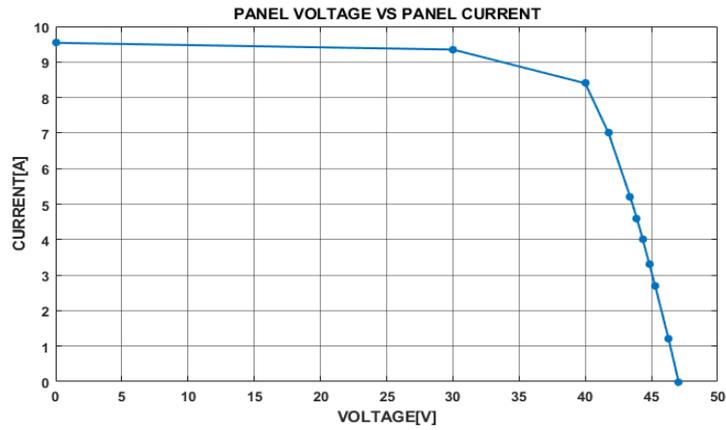


Figura 2.17. I-V curva característica de datos de la tabla 5.

Para evaluar la dependencia lineal del modelo, la Figura 2.18 muestra las curvas correspondientes a los valores de voltaje del panel dados en la Tabla 2.5, y el modelo descrita en la ecuación siguiente.

$$V_p = nNV_T \ln(I_{psc} - I_p) - nNV_T \ln(I_o) \quad (2.34)$$

Se puede probar una variación lineal de la gráfica, entonces se usa la ecuación en línea recta para expresar la ecuación 2.35.

$$y = mx + b \quad (2.35)$$

donde

$$m = nNV_T$$

$$x = \ln(I_{psc} - I_p)$$

$$b = nNV_T \ln(I_o)$$

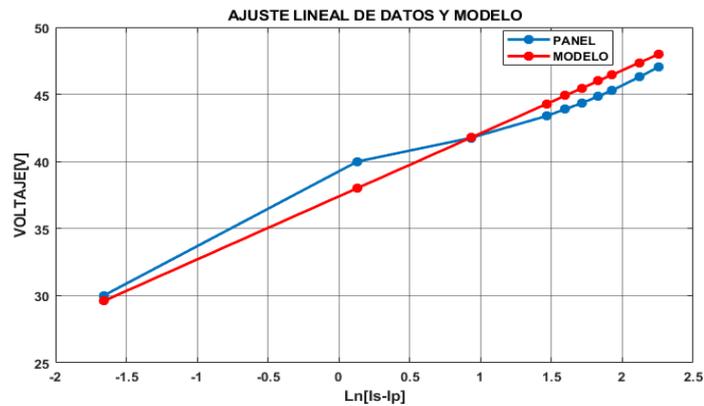


Figura 2.18. Ajuste lineal de datos de panel y modelo.

Para hacer una regresión lineal con los datos de la Tabla 2.5, se usa la caja de herramientas de ajuste de curvas de MATLAB, obteniendo los siguientes valores de m y b:

$$m=1,4012$$

$$b=11.1238$$

Con el valor de b y considerando el valor de $n = 13$ para celdas de silicio, $N = 72$ correspondiente al número de celdas solares y $y = 26\text{mV}$, se calcula el valor de la corriente de saturación obteniendo el siguiente valor.

$$I_o = (3.5)10^{-4}A$$

2.5.7. Pseudocódigo de la máxima transferencia de potencia

A continuación, se presenta un flujograma del pseudocódigo de la máxima transferencia de potencia del panel solar, a través de la herramienta Matlab, de tal manera se puede determinar cuál será el punto de mayor potencia que nos proporciona el sistema FV, dicho código se encuentra en el Anexo 57.

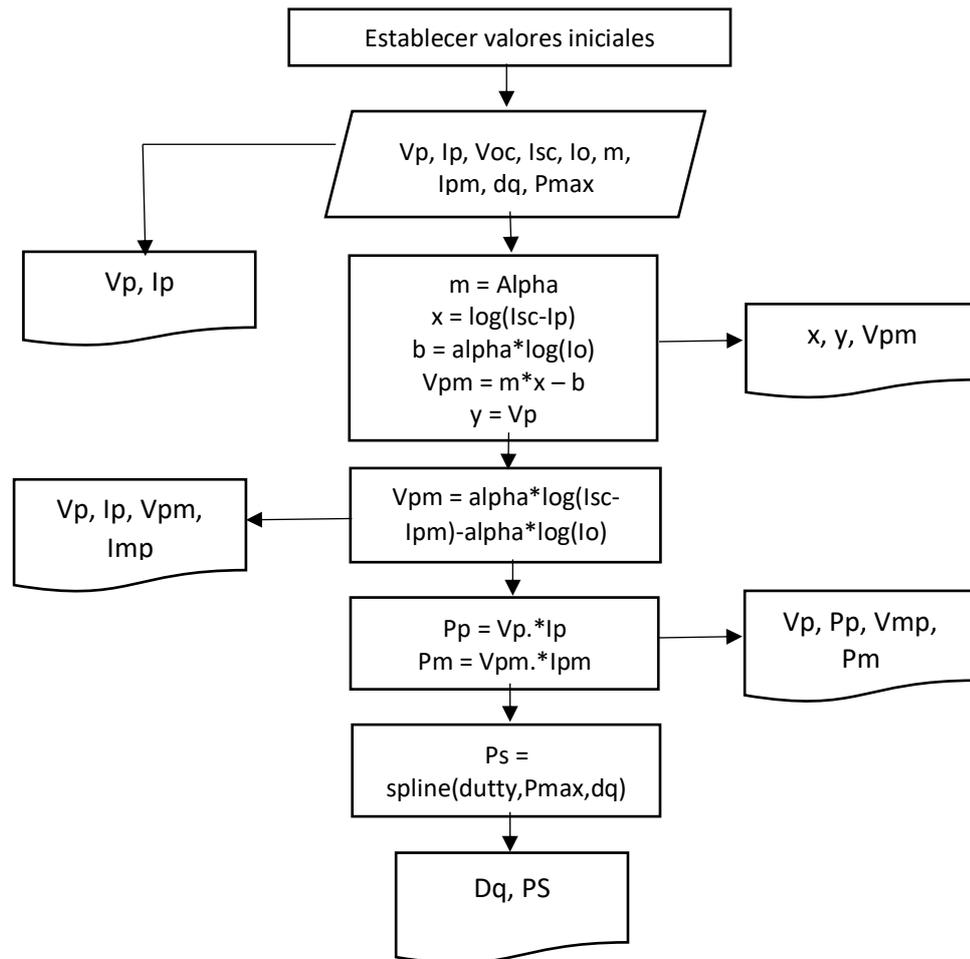


Figura 2.19. Diagrama de flujo del pseudocódigo de la máxima transferencia de potencia.

2.5.8. Simulación en Simulink/Matlab

Para la validación y confianza del modelamiento del sistema fotovoltaico, se realizó una simulación en Simulink, considerando las características del panel solar utilizados para esta investigación, también se utilizó el algoritmo MPPT para esta simulación, la cual se observa en la Figura 2.21, y el código en el Anexo 58.

2.5.9. Pseudocódigo del algoritmo del MPPT

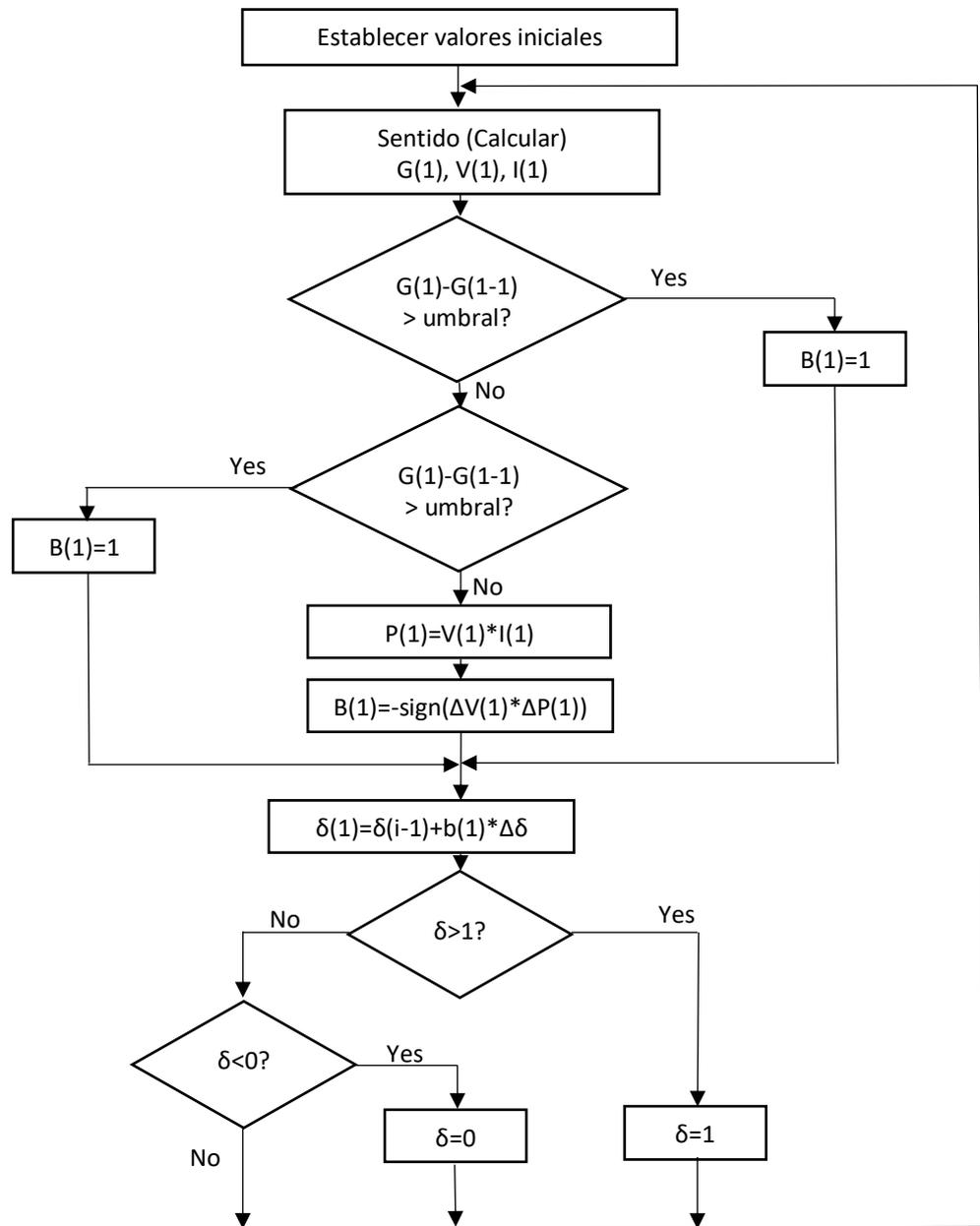


Figura 2.20. Diagrama de flujo del pseudocódigo algoritmo del MPPT.

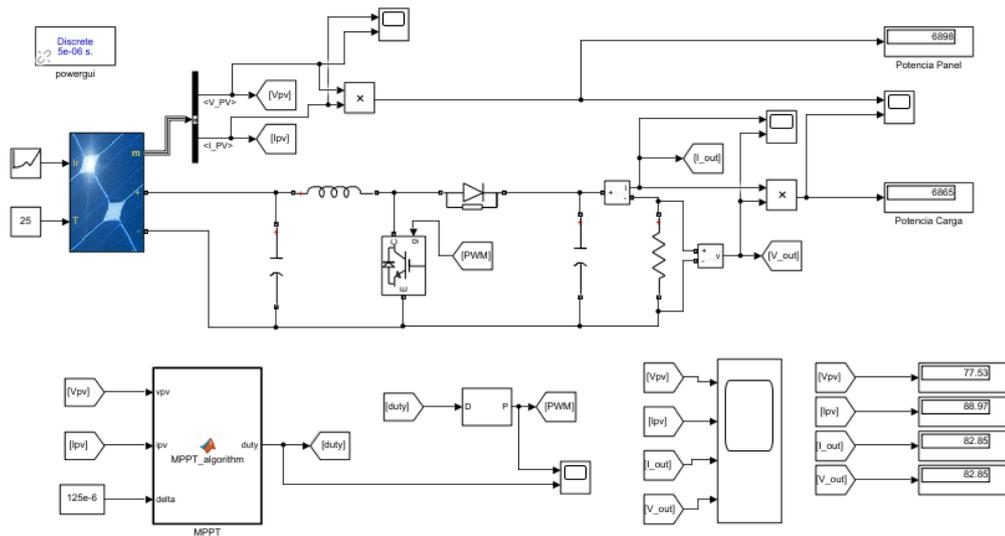


Figura 2.21. Modelo del sistema PV en Matlab.

Para conocer si el modelamiento propuesto sufre con las cargas de la bananera se realiza la validación con la simulación en el software Matlab, se considera algunos aspectos como la irradiancia solar, los parámetros del módulo fotovoltaico, la carga de la bananera, y tal modo realizar la simulación con el flujo de carga del día en el sistema y determinar la potencia de generación con el consumo de las cargas, como también conocer la curva de potencia necesaria de la red para cubrir la carga de la bananera en tiempos de escasez de irradiancia, aquel modelo se aprecia en la Figura 2.22.

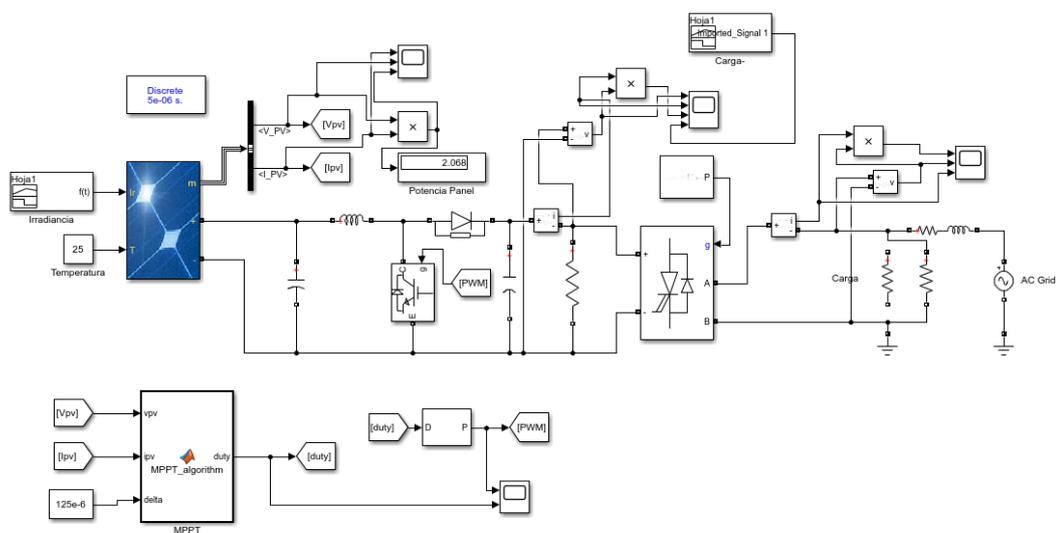


Figura 2.22. Modelo del sistema con el flujo de potencia en Matlab.

2.5.10. Factor de planta

De acuerdo a la radiación y la demanda de la bananera se determina cual es el factor de planta del sistema, teniendo en consideración que la radiación solar no existe en las 24 horas, y el sistema que se estudia es conectada a la red, por la que el factor de planta será menor o igual a 51%, esto dependiendo de la irradiancia o sombras que se presente en el transcurso del día, ya que el sistema está diseñado para el funcionamiento de todo el día.

$$\text{Factor de planta} = \frac{\# \text{ horas operacion}}{\# \text{ horas periodo}} \quad (2.36)$$

Con el estudio que se realizó con el piranómetro SMP-10 clase A, se determina que la irradiancia en la zona se da durante las 6:08 h, hasta las 18:29 h, obteniendo un tiempo de sol de 12.21 h, mientras que la carga es cubierta totalmente desde las 8:49 h, hasta las 17:02 h, con un total de 8:13 h.

$$\text{Factor de planta}_{12:21h} = \frac{4456,65 h}{8760 h} = 0.5088 = 50.8\%$$
$$\text{Factor de planta}_{8:13h} = \frac{3139 h}{8760 h} = 0.3388 = 33.88\%$$

Para una mayor profundidad de estudio del factor de planta se realiza el cálculo cuando hay mayor irradiancia solar y cuando hay menos, con respecto a los meses estudiados anteriormente. En primera instancia se toma en consideración el mes de abril, la cual cuenta con la mayor irradiancia solar, desde las 6:09 h, hasta las 18:29 h, obteniendo un tiempo de 12.20 h, mientras que la carga es cubierta totalmente desde las 7:49 h, hasta las 16:59 h, con un total de 9:10 h.

$$\text{Factor de planta}_{12:20h} = \frac{4453 h}{8760 h} = 0.5083 = 50.83\%$$
$$\text{Factor de planta}_{9:10h} = \frac{3321,5 h}{8760 h} = 0.3792 = 37.92\%$$

En segunda instancia se toma el mes de julio que cuenta con menos irradiancia solar, determinado que desde las 6:09 h, hasta las 18:39 h, con un tiempo de sol de 12.30 h, mientras que toda la carga es cubierta desde las 8:49 h, hasta las 16:19 h, con un total de 7:30 h.

$$Factor\ de\ planta_{12:30h} = \frac{4489,5\ h}{8760\ h} = 0.5125 = 50.8\%$$

$$Factor\ de\ planta_{8:11h} = \frac{2664,5\ h}{8760\ h} = 0.3042 = 30.42\%$$

2.5.11. Restricciones asociadas a la planta fotovoltaica

La cantidad de energía fotovoltaica disponible en el tiempo t , depende de la irradiancia solar del sector, la temperatura ambiente y las características de la planta fotovoltaica. La eficiencia de los paneles se calcula en función de la temperatura ambiente. La temperatura de la planta fotovoltaica se determina utilizando la ecuación 2.37.

$$t_{PV}(t) = t_a(t) + \frac{I_{poa}(t)}{800} (NOCT - 20) \quad (2.37)$$

La potencia generada AC después del inversor DC/AC está definida por el modelo fotovoltaico expresado en 2.38.

$$P_{GS}(t) = \frac{I_{poa}(t)}{1000} P_{pv_{nom}} (1 - \eta_T(t_{PV}(t) - 25)) \eta_{inv} \quad (2.38)$$

2.6. Conclusiones Capítulo II.

- Con la ayuda del instrumento piranómetro SMP-10 clase A, se logró obtener la irradiancia solar de la zona donde se estableció para el estudio del modelamiento del sistema fotovoltaico, la cual el mes con mayor irradiancia solar es el mes de abril con 7.28 (kWh/m²/día) y el menor el de julio con 4.05 (kWh/m²/día), como también se logró representar la frecuencia absoluta y la frecuencia relativa acumulada para un mayor énfasis de la data.
- Con la instalación de un analizador de redes en la bananera durante 7 días seguidos, se logró obtener la curva del consumo de carga de todos los equipos de la bananera, en la que se determinó una carga pico de 1.980 kW a partir del mediodía hasta las 3:30 de la tarde. Como también se conoció el tiempo de carga máxima y mínima durante todas las horas del día, y de tal forma poder conocer la variabilidad de la curva diaria de carga de la bananera a estudiar.
- Para el modelamiento en el software HOMER Pro, se consideró los datos de los anteriores objetivos específicos, la cual también se investigó los precios reales de los instrumentos a utilizar para este dimensionamiento. En la Tabla 2.3, se puede apreciar los precios de los dispositivos, que se consideró como referencia para ingresar al software, y de tal manera que el método número de esta herramienta nos ayude a determinar cuál es el modelo más eficiente con respecto al sistema fotovoltaico conectado a la red.
- Se desarrolló un pseudocódigo para encontrar la máxima transferencia de potencia por parte de los paneles solares, como también se desarrolló un modelo de sistema fotovoltaico en la herramienta Matlab/Simulink, con el fin de determinar la potencia del sistema en la salida de los paneles, como también en la red.

CAPÍTULO III

APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA

Una vez realizada la metodología detallada en el capítulo 2 para el modelamiento y validación del sistema fotovoltaico conectado a la red, se procede a mostrar los análisis de resultados.

3.1. Análisis de los resultados

De acuerdo a los datos obtenidos por el estudio realizado con el piranómetro SMP-10 clase A en la zona de la investigación, se determina que los datos de irradiancia solar encontrados son los que se visualiza en la Tabla 3.1, con la mayor radiación en el mes de abril 7.28 (kWh/m²/día) y el menor en julio (kWh/m²/día).

Tabla 3.1. Resultado de radiación solar.

RADIACIÓN SOLAR CANTÓN VENTANAS			
MES	TOMADOS kWh/m²/día	LA NASA kWh/m²/día	PROMEDIO kWh/m²/día
ENERO	5,02	4,21	4,62
FEBRERO	5,86	4,38	5,12
MARZO	5,97	4,76	5,36
ABRIL	7,28	4,64	5,96
MAYO	4,70	4,18	4,44
JUNIO	5,25	3,78	4,52
JULIO	4,05	3,81	3,93
AGOSTO	5,07	4,21	4,64
SEPTIEMBRE	5,21	4,32	4,76
OCTUBRE	4,69	3,97	4,33
NOVIEMBRE	4,58	4,21	4,39
DICIEMBRE	4,74	4,09	4,42

De acuerdo a los datos de radiación de la Tabla 3.1, se realiza una comparación con referencia a bases de datos como es LA NASA, y de tal manera se determinará la eficiencia de la radiación solar en la zona a estudiar, datos visualizados de forma gráfica en la Figura 3.1.

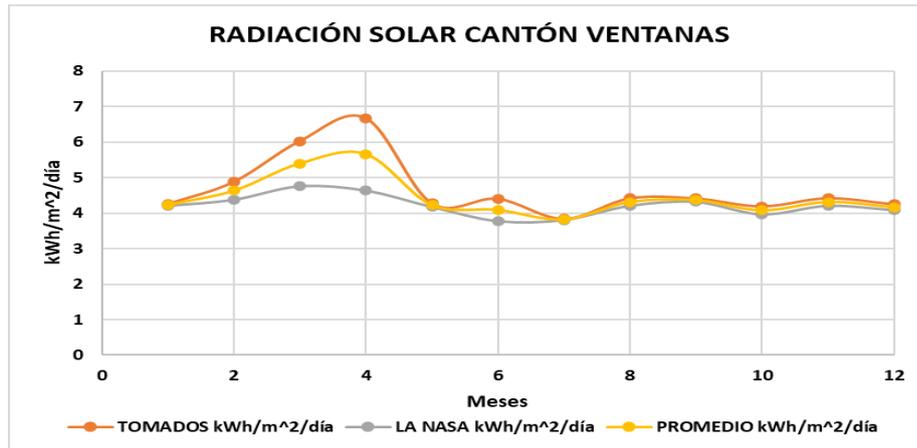


Figura 3.1. Radiación solar de la zona

Después de realizar el análisis a la data obtenida con el analizador de redes, que fue instalada en la entrada del tablero principal se determina las cargas de consumo vistas en la Figura 3.2, con un intervalo de 10 minutos, ya que el analizador de redes estudió con un intervalo de 10 segundos, se realizó una reducción de tiempo a 10 minutos, para una mayor visibilidad de la curva diaria de consumo.

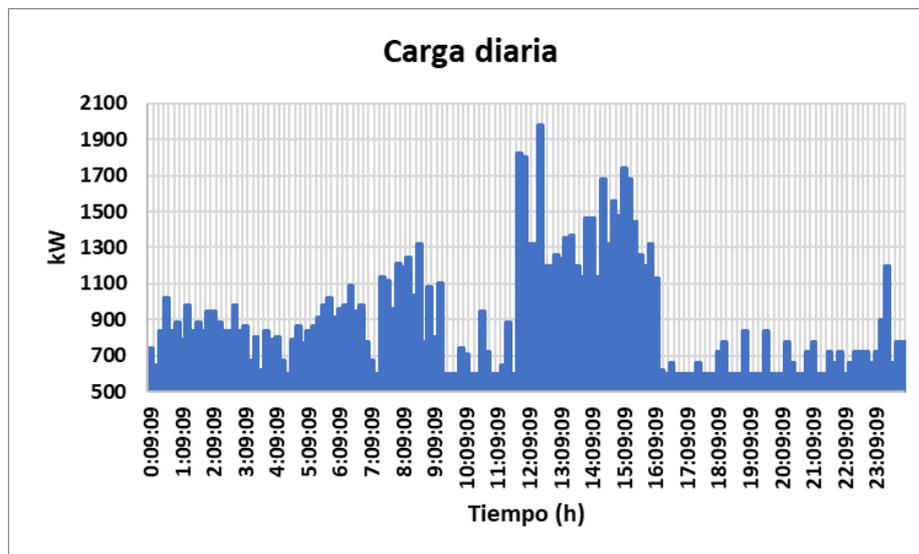


Figura 3.2. Radiación solar de la zona

Unos de los parámetros necesarios para el modelamiento del sistema es la carga eléctrica de la bananera, la cual se puede visualizar en la Figura 3.3, datos obtenidos gracias a la toma y mediciones de las cargas de la bananera.

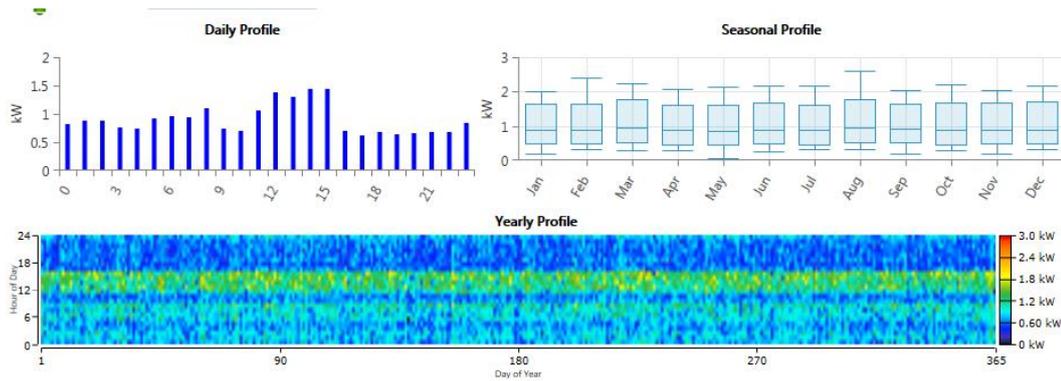


Figura 3.3. Curva de carga del sistema.

Con el modelamiento en el software HOMER Pro, se puede apreciar que la opción más factible que recomienda el software para la optimización del sistema es la que cuenta con una cantidad 4.49 kW de potencia por parte de la generación fotovoltaica, y un inversor de 3 kW, considerando una potencia de 3 kW de la red. En la Figura 3.4, se puede deducir de acuerdo a la irradiancia solar de la zona, se necesita una inversión inicial de \$5,020.72 para este sistema de optimización. Teniendo en consideración que aquel software nos brinda varias alternativas de optimización, pero para esta investigación se tomará en cuenta la opción 1.

A continuación, se justifica de forma matemática el resultado de potencia de HOMER Pro. En la figura 2.12, se obtuvo una potencia máxima de 1.980 kW, en la cual identificamos el mes con menor irradiancia (159 W/m^2), y multiplicamos por la cantidad de paneles, determinado la potencia de generación en el mes de menos irradiancia, con el fin y cubrir toda la carga durante el día.

$$P = P_R * N_{paneles} \quad (3.1)$$

$$P_{min} = 159 * 13 = 2.06kW$$

$$P_{max} = 345 * 13 = 4.49kW$$

Tabla 3.2. Costo anual.

Configuración óptima	PV (kW)	Costo del capital inicial (\$)	Costo de operación (\$/Yr)	Costo presente neto total (\$)	Costo de la energía (\$/kWh)	Fracción renovable
HOMER resultados	4.49	5.021	357,69	9.645	0.069	60.2

Optimization Results										
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.										
Architecture				Cost				System		JA 345
JA 345 (kW)	Grid (kW)	INVERTOR (kW)	NPC (US\$)	COE (US\$)	Operating cost (US\$/yr)	Initial capital (US\$)	Ren Frac (%)	Capital Cost (US\$)	Production (kWh/yr)	
4.49	3.00	3.00	US\$9,645	US\$0.0696	US\$357.69	US\$5,021	60.2	3,683	6,853	
4.49	6.00	3.00	US\$9,645	US\$0.0696	US\$357.69	US\$5,021	60.2	3,683	6,853	
4.49	4.00	3.00	US\$9,645	US\$0.0696	US\$357.69	US\$5,021	60.2	3,683	6,853	
4.49	5.00	3.00	US\$9,645	US\$0.0696	US\$357.69	US\$5,021	60.2	3,683	6,853	
3.80	6.00	3.00	US\$9,668	US\$0.0748	US\$403.33	US\$4,454	55.9	3,116	5,799	
3.80	5.00	3.00	US\$9,668	US\$0.0748	US\$403.33	US\$4,454	55.9	3,116	5,799	

Figura 3.4. Sistema PV conectado a la red.

Como se presenta en la Figura 3.5, se determina que para este sistema se necesita una inversión de \$5,020.72 para los paneles solares, considerando todos los elementos auxiliares y mano de obras de la instalación, con una vida útil estimada de 25 años de acuerdo a fabricantes de aquellos dispositivos, el costo de operación y mantenimiento será de \$475.60 durante los 25 años, obteniendo un total de inversión en los paneles solares (PV) de \$3,683.12. Para el inversor se necesita una inversión de \$1,337.50, pero debido a que estos dispositivos proporcionan una vida útil de 15 años, se realizará un reemplazo en aquel tiempo deducido, considerando un costo de operación y mantenimiento de \$138.32, obteniendo un total de inversión en el convertidor de \$1,807.50. De acuerdo al precio del kWh que brinda la empresa eléctrica se necesitará un valor de \$3,678.48 para satisfacer la demanda de la bananera, obteniendo un total de inversión en todo el sistema de \$9,644.71 a los 25 años.

Tabla 3.3. Costo total de la instalación.

Nombre	Capital	Operación	Reemplazo	Total
Panel	\$3,683.12	\$475.60	\$0.00	\$4,158.72
Red	\$0.100	\$3,678.38	\$0.00	\$3,678.48
Sistema de conversión	\$1,337.50	\$138.32	\$408.58	\$1,807.50
Sistema	\$5,020.72	\$4,292.31	\$736.78	\$9,644.71

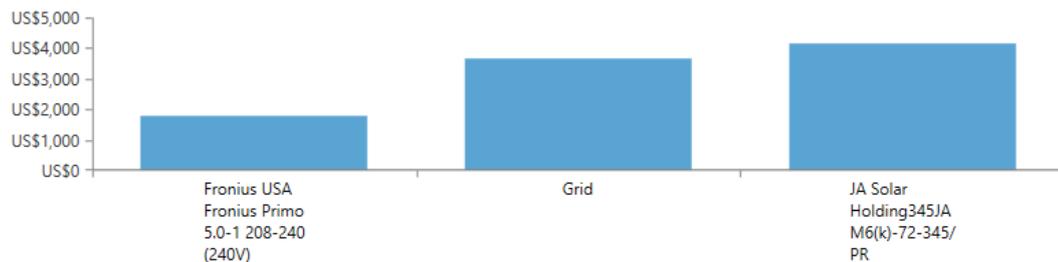


Figura 3.5. Costo total de la instalación.

En la Figura 3.6, se visualiza un diagrama de barra del movimiento del dinero como son; costo de la inversión, de operación y mantenimiento, y el cambio de la inversión a los 15 años.

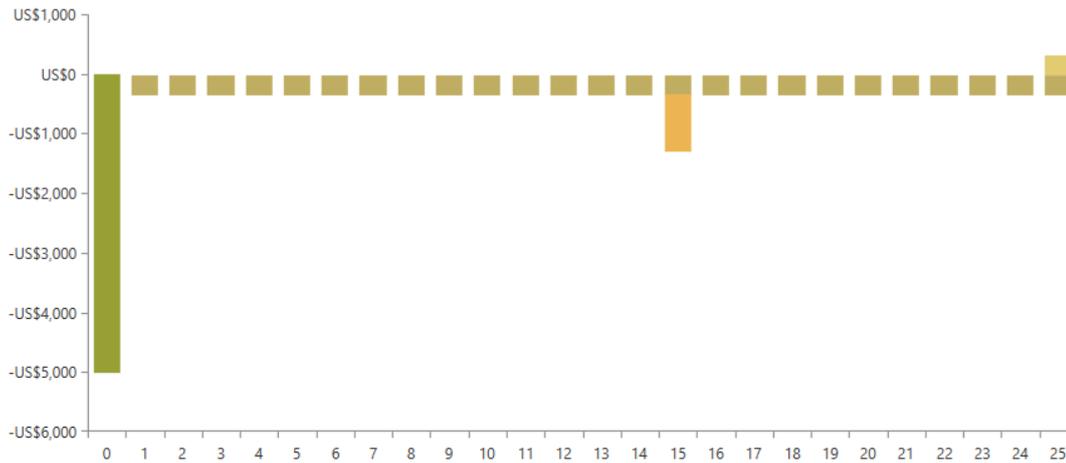


Figura 3.6. Resultados del flujo de efectivo nominales en HOMER Pro.

La figura 3.7 muestra la producción media mensual del sistema fotovoltaico de 6.853 kWh al año, con un consumo de red de 4.261 kWh al año, lo que equivale a un total de 11.115 kWh al año. Por otro lado, se puede reflejar en el diseño de la banda donde el color azul claro representa el sistema de paneles fotovoltaicos PV. También se llega al resultado del consumo de la carga primaria del sistema PV es de 7.888 kWh/año, y de la red de 2.832 kWh/año, con un total de 10.720 kWh/año.

En la Tabla 3.4 se detallan datos como; producción de la energía eléctrica en el año.

Tabla 3.4. Producción de energía durante el año.

Componente	Producción (kWh/año)	Porcentaje
Panel	6.853	61.7
Red	4.261	38.3
Total	11.115	100

Mientras que en la Tabla 3.5 se presenta el exceso de la energía durante el año.

Tabla 3.5. Excedente de electricidad.

Cantidad	Valor	Unidad
Exceso de electricidad	161	kWh/año

Una vez realizado el modelamiento del sistema fotovoltaico, en la Figura 3.7, se visualiza un diagrama de barra de la energía producida por el sistema fotovoltaico y la importada de la red.

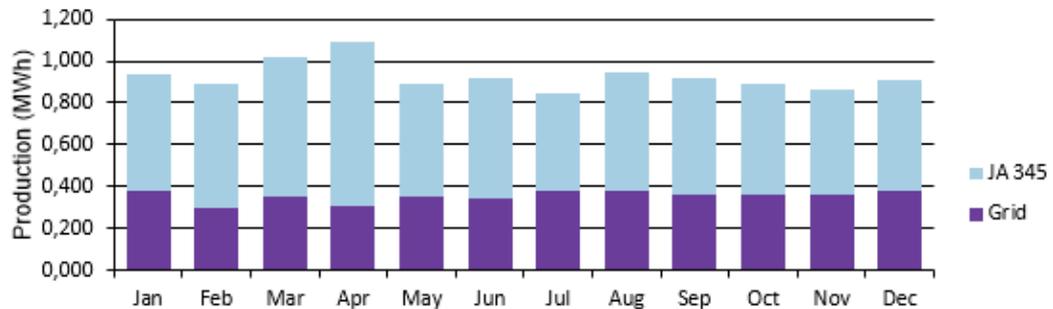


Figura 3.7. Resultados de producción eléctrica promedio mensual en HOMER Pro.

De acuerdo a la penetración renovable HOMER Pro, nos brinda algunos datos como se observa en la Figura 3.8. En las métricas basadas en la capacidad tanto en las renovables nominal como la utilizable tenemos un 100%. En lo que respecta a las métricas basadas en energía tenemos, una producción renovable total dividida por carga del 63.9%, la total dividida por generación un 61.7%, uno menos la producción total no renovable dividida por la carga del 100%.

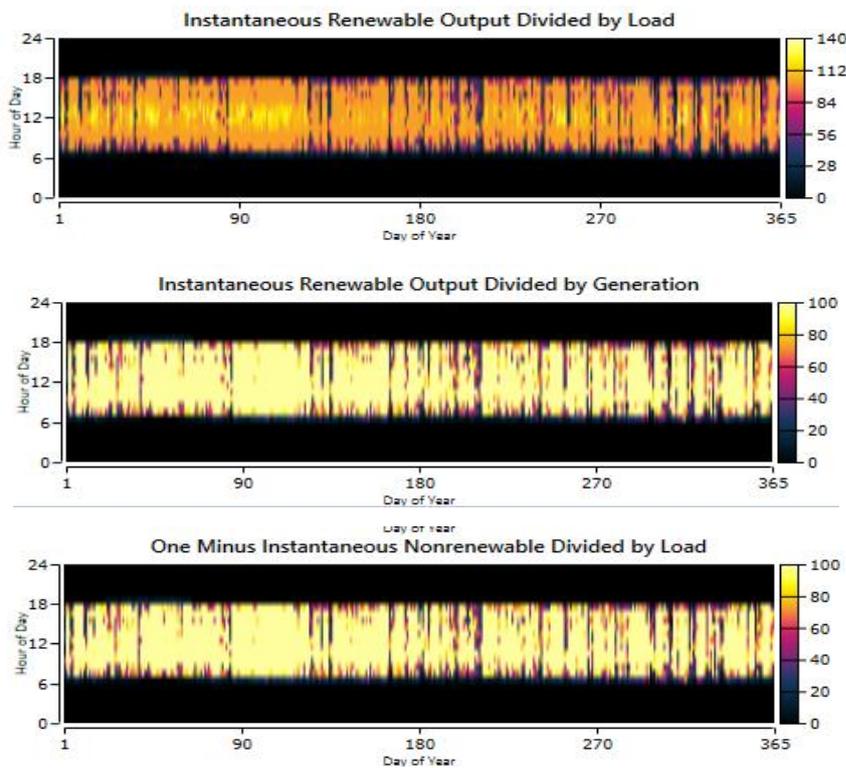


Figura 3.8. Resultados de la penetración renovable en HOMER Pro.

En la Tabla 3.6 se detalla la producción total renovable de la energía eléctrica.

Tabla 3.6. Producción total renovable de energía.

Métricas de base de energía	Valor	Unidades
Producción total renovable dividida por carga	63.9	%
Producción total renovable dividida por generación	61.7	%
Uno menos la producción no renovable total dividida por la carga	100	%

En la Figura 3.9, se aprecia la salida fotovoltaica del sistema, la cual se interpreta mediante un código de colores, que la salida de generación por parte del panel solar varía entre 0 kW y 4.49 kW de capacidad nominal, con una salida media de 0.782 kW y 18.8 kWh/d, y un factor de capacidad de 17.4%, obteniendo una producción total de 6,853 kWh/año. Considerando que su salida mínima es de 0 kW y la máxima de 4.06 kW.

En la Tabla 3.7 se detalla la producción de la energía eléctrica por parte del panel solar en el año.

Tabla 3.7. Producción de energía durante el año.

Cantidad	Valor	Unidad
Capacidad nominal	4.49	kW
Salida media	0.782	kW
Salida media	18.8	kWh/día
Factor de capacidad	17.4	%
Producción total	6,853	kWh/año
Salida máxima	4.06	kW
Costo nivelado	0.0469	\$/kWh

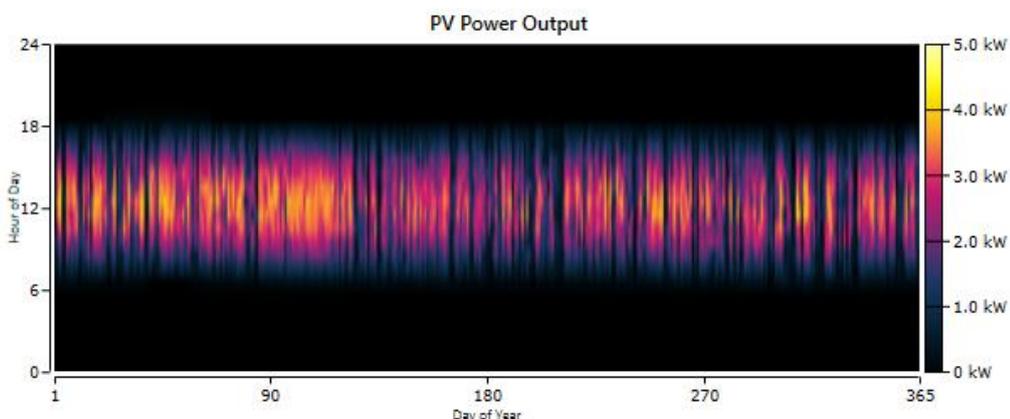


Figura 3.9. Resultados de salida PV en HOMER Pro.

En la Tabla 3.8, se observa un cuadro de información acerca de la demanda con la red durante todos los meses del año, estos resultados también se pueden apreciar de forma gráfica en la Figura 3.10.

Tabla 3.8. Demanda con la red durante los meses del año.

Mes	Energía comprada (kWh)	Energía vendida (kWh)	Energía neta comprada (kWh)	Carga máxima (kW)	Carga de energía \$	Cargo por demanda \$
Enero	380	237	144	2	\$26.22	\$0
Febrero	301	260	40	2	\$17.05	\$0
Marzo	354	286	68	2	\$21.11	\$0
Abril	309	380	-72	1	\$11.83	\$0
Mayo	353	210	143	1	\$24.78	\$0
Junio	343	239	103	1	\$22.29	\$0
Julio	382	163	219	1	\$30.04	\$0
Agosto	375	222	153	2	\$26.38	\$0
Septiembre	358	232	126	2	\$24.25	\$0
Octubre	363	200	163	1	\$26.31	\$0
Noviembre	365	193	172	2	\$26.88	\$0
Diciembre	379	210	169	2	\$27.40	\$0
Anual	4,261	2,832	1,429	2	\$284.54	\$0

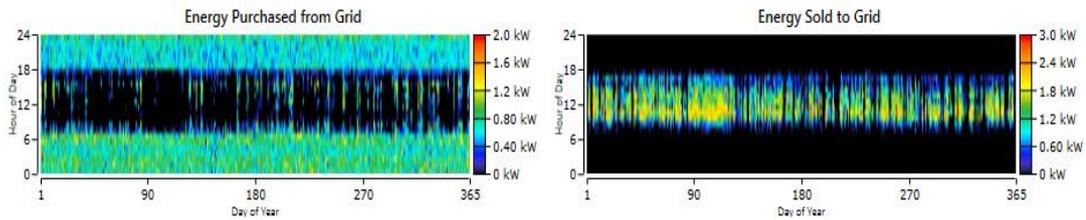


Figura 3.10. Resultados de la red en HOMER Pro.

Para que el sistema pueda funcionar en óptimas condiciones se debe contar con un inversor de 3 kW, como se puede apreciar en la Tabla 3.9, considerando una salida mínima de 0 kW, una media de 0.737 kW y una máxima de 3 kW.

Tabla 3.9. Producción de energía del inversor en el año.

Cantidad	Valor	Unidades
Tiempo de operación	4,406	h/día
Energía de salida	6,458	kWh/año
Energía de entrada	6,693	kWh/año
Perdidas	234	kWh/año
Capacidad	3.00	kW
Media Salida	0.737	kW
Mínima Salida	0	kW
Máximo Salida	3.00	kW

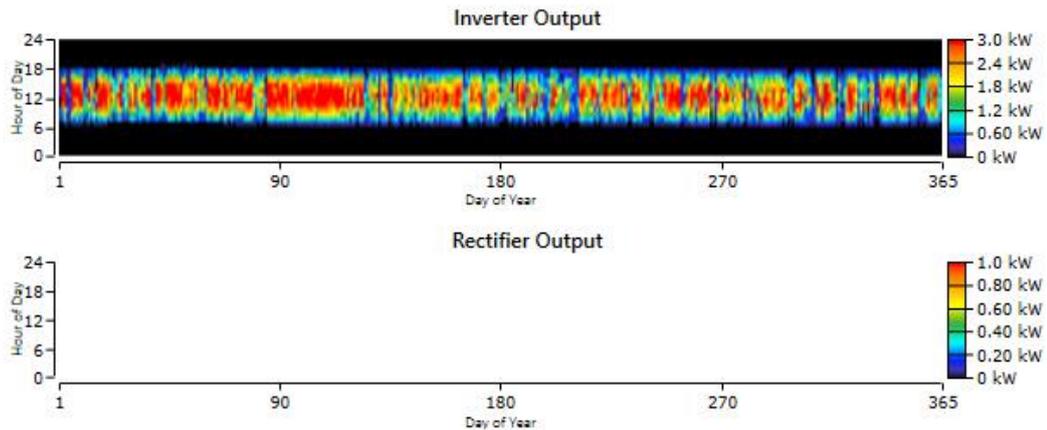


Figura 3.11. Resultados de la salida del inversor en HOMER Pro.

En la Tabla 3.10, podemos apreciar las emisiones de nuestro sistema fotovoltaico conectado a la red. La cual disminuirían un 2.693 kg/año por parte del dióxido de carbono, un 11.7 kg/año del dióxido de azufre, y un 5.71 kg/año por parte del óxido de nitrógeno.

Tabla 3.10. Emisiones.

Cantidad	Valor	Unidades
Dióxido de carbono	2,693	Kg/año
Monóxido de carbono	0	Kg/año
Hidrocarburos no quemados	0	Kg/año
Materia particulada	0	Kg/año
Dióxido de azufre	11.7	Kg/año
Óxido de nitrógeno	5.71	Kg/año

Especificación de resultado de HOMER Pro

De acuerdo a HOMER Pro el sistema de paneles solares será 4.49 kW, debido a que se utilizará 13 paneles para esta generación como observamos en la ecuación 3.1, considerando la potencia de cada panel de 345W.

$$N_p = (345W)(13) = 4.49kW \quad (3.2)$$

En lo que respecta al inversor se hace uso de 3 kW, debido a las cargas de la bananera que tiene una potencia pico de 2.6 kW, para la cual se determina que el inversor tiene que ser igual o mayor a la potencia determinada, dichos valores se pueden apreciar en las figuras 2.1 y 3.3.

3.1.1. Máxima transferencia de potencia del sistema fotovoltaico

Al reemplazar los valores de (m) , (I_{sc}) , (I_{pm}) y (I_o) en la ecuación 2.34, obtenemos el modelo matemático que describe el comportamiento del panel solar utilizado en esta investigación. Las Figuras 3.12 y 3.13 muestran las curvas características I-V y P-V del panel y del modelo obtenido, respectivamente.

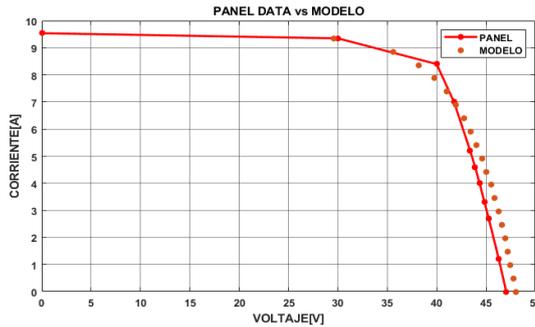


Figura 3.12. I-V curva característica del panel y modelo.

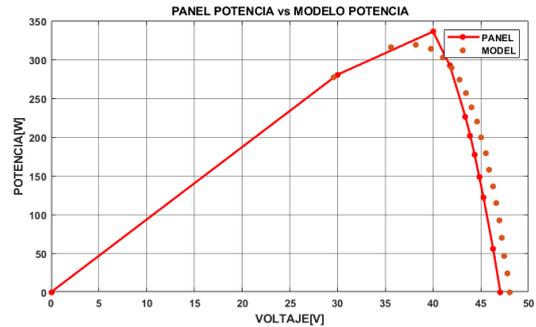


Figura 3.13. P-V Curva característica fotovoltaica del panel y modelo.

A partir de las figuras anteriores, existe una buena correlación entre los datos medidos y los obtenidos por el modelo matemático expresado por la ecuación 2.34.

Finalmente, en la Figura 3.14, se presenta la potencia suministrada por el panel solar para diferentes valores de ciclo de trabajo de la señal PWM⁶, siendo el valor de 0.88 donde el panel puede transferir la máxima potencia de 4.497 W.

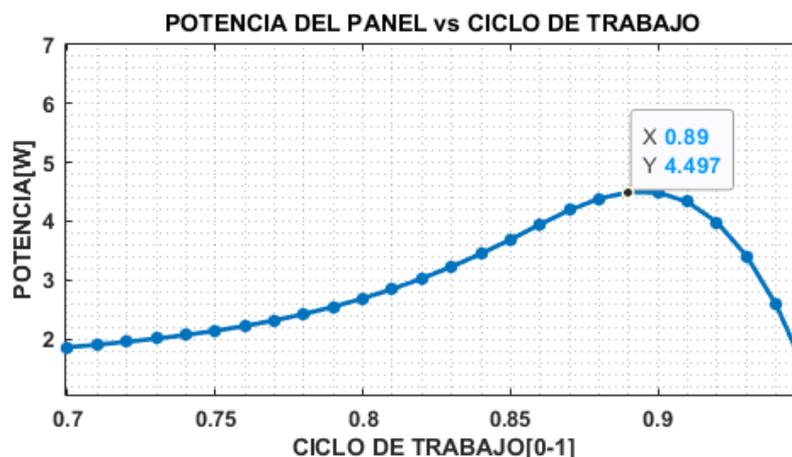


Figura 3.14. Transferencia de energía del panel a la batería frente al ciclo de trabajo de PWM.

⁶ Punto de máxima potencia.

3.1.2. Simulación y validación en Simulink/Matlab

Con los parámetros de la irradiancia solar y el arreglo de los paneles solares con sus características internas se determinó algunos aspectos de resultados en el diseño del sistema fotovoltaico en Matlab/Simulink, resultados que se visualizan en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11. Resultados de Simulink.

Voltaje del panel	Voltaje de MPPT	Corriente del panel	Corriente de MPPT	Potencia del panel	Potencia de MPPT
39.08	67.74	114.7	67.74	4483	4589

A continuación, en la Figura 3.15, se aprecia las curvas de corriente, voltaje y potencia con respecto al tiempo de stop de 3 segundos de establecimiento ingresados en Simulink para la ejecución del sistema y de tal manera poder conocer los valores específicos por parte del panel solar, como se visualiza en la Tabla 3.11. La corriente llega a 114.7 A, el voltaje alcanza los 39.08 V, y obteniendo una potencia de generación de los paneles de 4483 W.

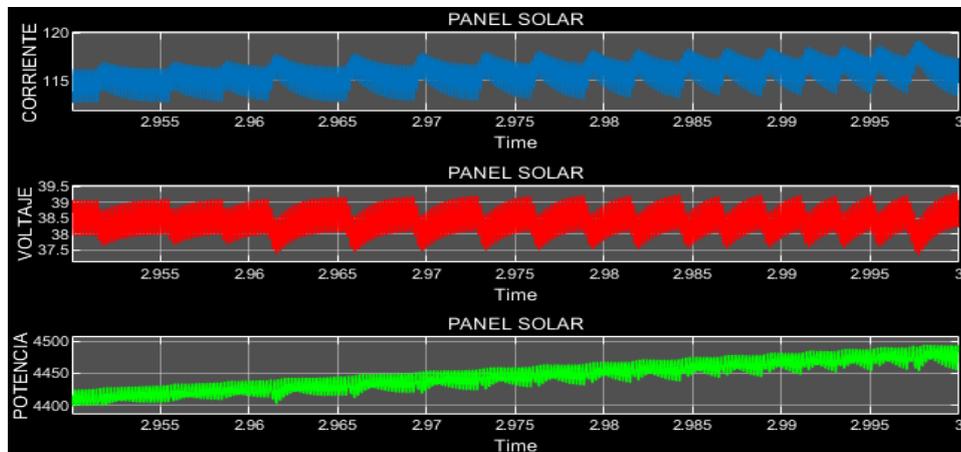


Figura 3.15. Corriente, voltaje y potencia del panel.

Para poder obtener la máxima potencia generadas por los paneles solares se consideró la aplicación del algoritmo MPPT en la simulación, para regular la cantidad de energía y aprovechar al máximo su potencia, dicha programación del algoritmo la visualizamos en el Anexo 56, en la Figura 3.16, se observa el voltaje determinado de 67.74 V, la corriente de 67.74 A, y la potencia (4589 W) del sistema.

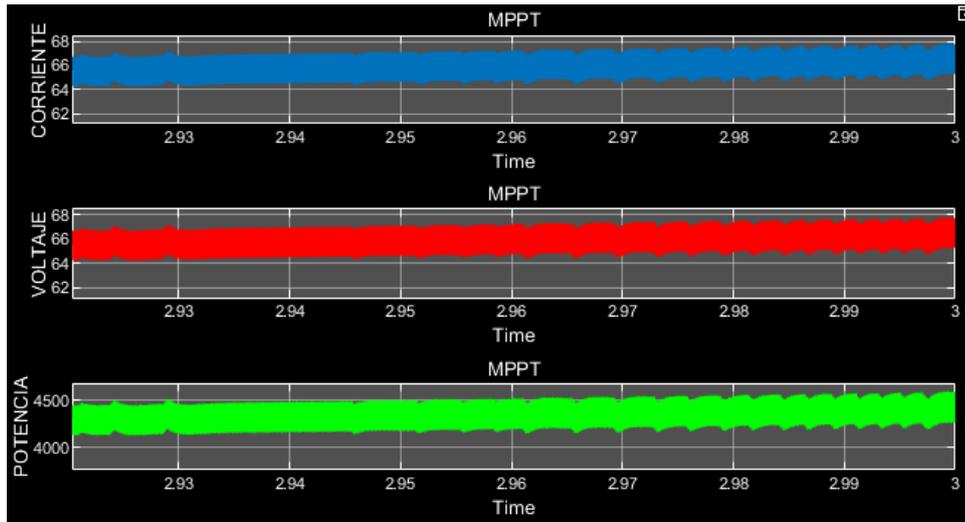


Figura 3.16. Corriente, voltaje y potencia del sistema.

Con el ingreso de la curva de irradiancia solar en el día, se determinó la potencia generada por los paneles solares mediante la simulación en el software Matlab con un arreglo del sistema de 4.49 kWp, como se observa en la Figura 3.17, la potencia asciende a partir de las 6 de la mañana alcanzando una potencia de 1Kw alrededor de las 7 de la mañana, y una potencia mayor a 2 kW en el transcurso del medio día.

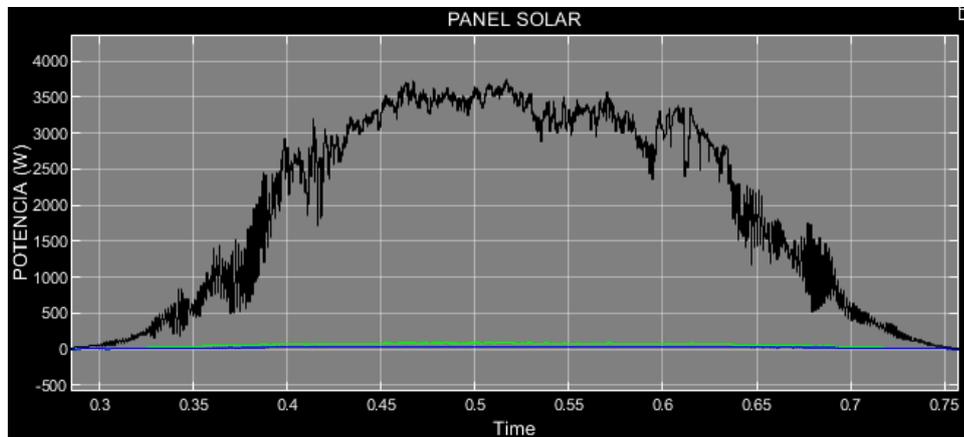


Figura 3.17. Potencia de generación del sistema FV.

Para analizar el abastecimiento de la potencia en el sistema se determina la potencia generada durante el día, y la potencia consumida por las cargas, de tal forma poder determinar si la potencia generada cubre con la carga. También se conoce si existe tiempo donde no cubre toda la carga por ineficiencia de irradiancia solar. También se observa que para satisfacer la carga durante la noche se hace uso de la energía de

la red por la no existencia de luz solar, como también hay tiempos en el día donde se genera mayor potencia de la consumida, la cual es inyectada a la red.

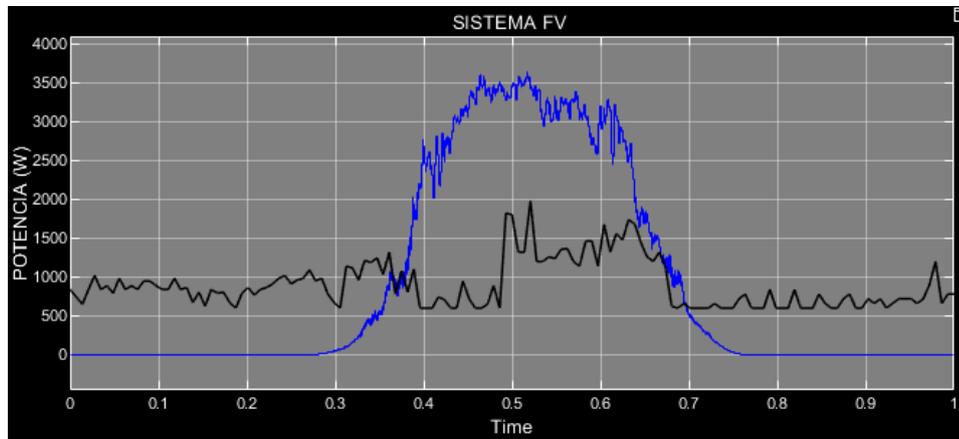


Figura 3.18. Potencia promedio generada y consumida por el sistema.

En la Figura 3.18, representa la curva de generación y consumo de la bananera y por ende en la hora de la noche la energía extraída es de la red. En la Figura 3.19, se determina la potencia excedente de generación, la que se dan durante las 8 hasta las 16 horas, dicha potencia se inyectará a la red para el respectivo consumo de otros usuarios.

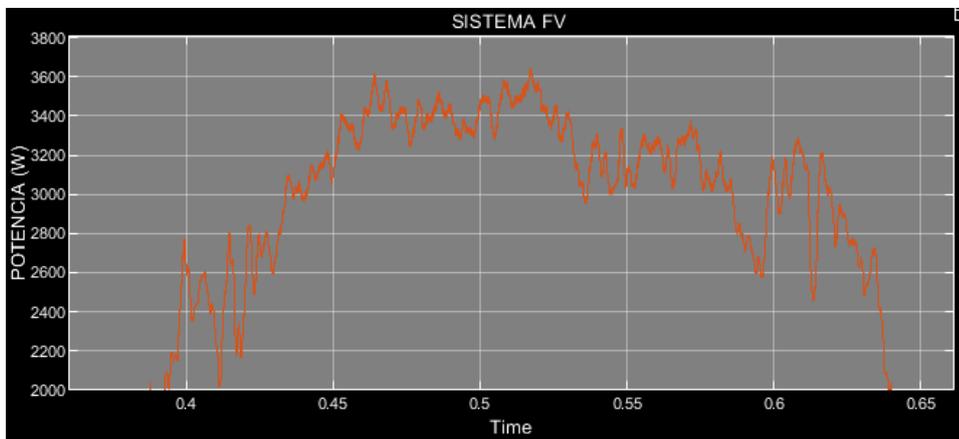


Figura 3.19. Potencia excedente de generación.

También se analizó el sistema con el mes de mayor irradiación (abril), en la cual la figura 3.20, se observa que la generación por parte del sistema fotovoltaico es aún más que el promedio de todos los meses que observamos anteriormente.

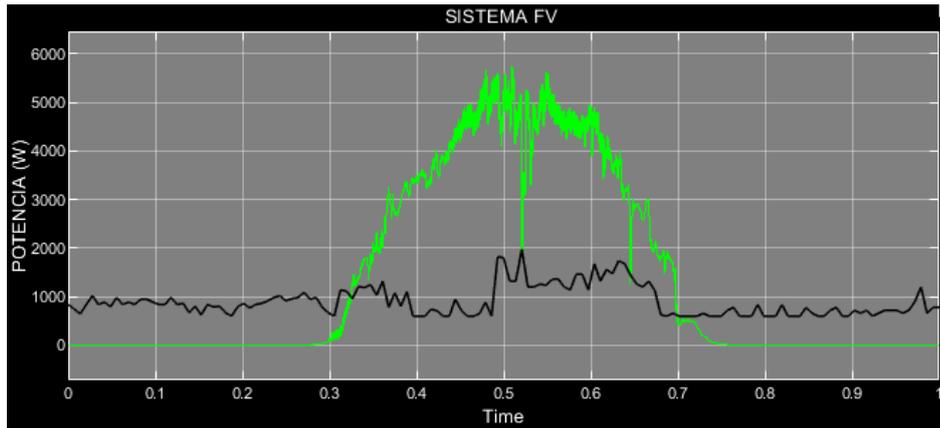


Figura 3.20. Potencia del mes de mayor irradiación generada y consumida por el sistema.

Mientras que en la figura 3.21, se observa el flujo de potencia del sistema en el mes de menor irradiación solar (julio), en la cual se determina que la generación si cubre con toda la demanda durante el día, dando por conclusión que el sistema propuesto cubrirá con toda la demanda incluso en el mes de poca irradiación de acuerdo al estudio realizado en esta investigación.

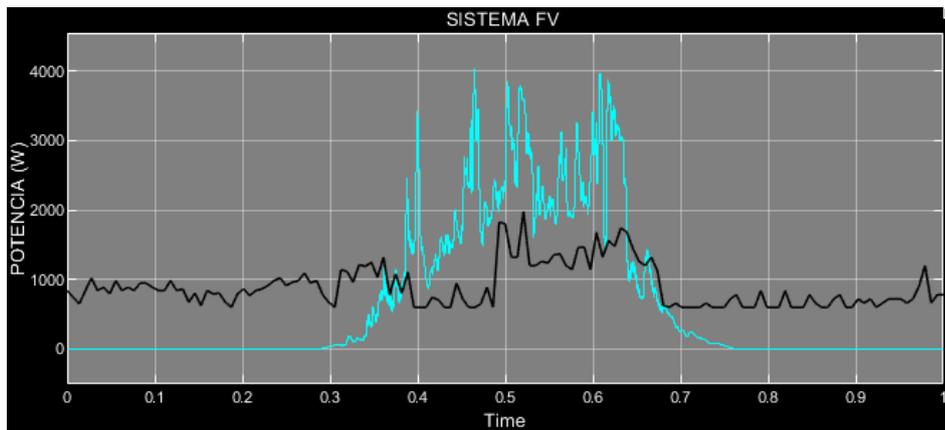


Figura 3.21. Potencia del mes de mayor irradiación generada y consumida por el sistema.

3.1.3. Diagrama unifilar del modelamiento del sistema

En la Figura 3.22, se puede determinar el antiguo sistema con los diferentes circuitos de carga, pero esta vez se aprecia el esquema completo del modelamiento del nuevo sistema fotovoltaico conectado a la red.

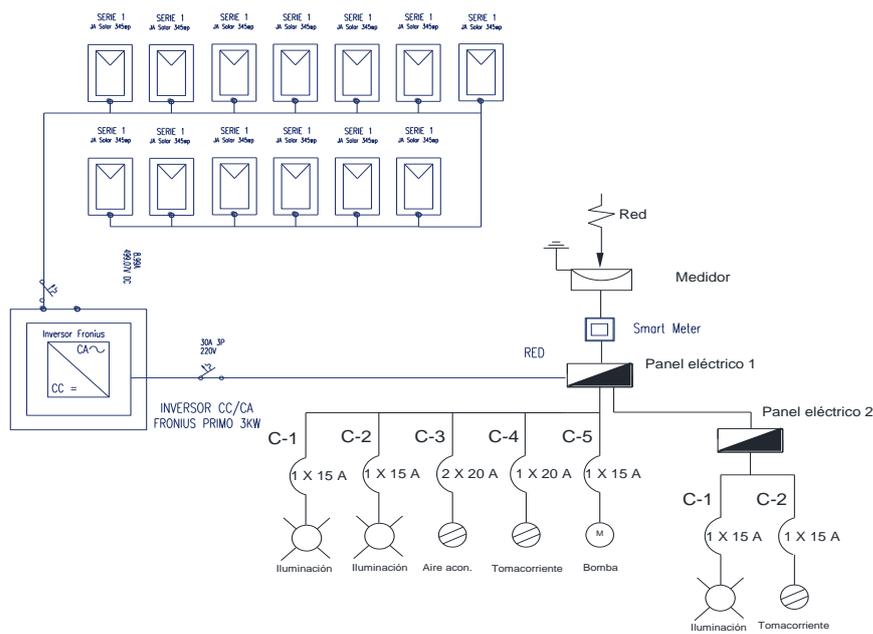


Figura 3.22. Diagrama unifilar del modelamiento del sistema

La siguiente Figura muestra el sistema fotovoltaico 3D creado con el software Sketch. De acuerdo a estudios realizados por el “Ing. José Alonso, experto en sistemas fotovoltaicos en la empresa Cambio Energético”, los paneles en el Ecuador se tendrían que colocar en 0 grados por están en el punto 0, pero por la facilidad de la auto limpieza del panel es recomendable colocar a 10 grados hacia el norte para tener mayor captación solar durante todo el día.

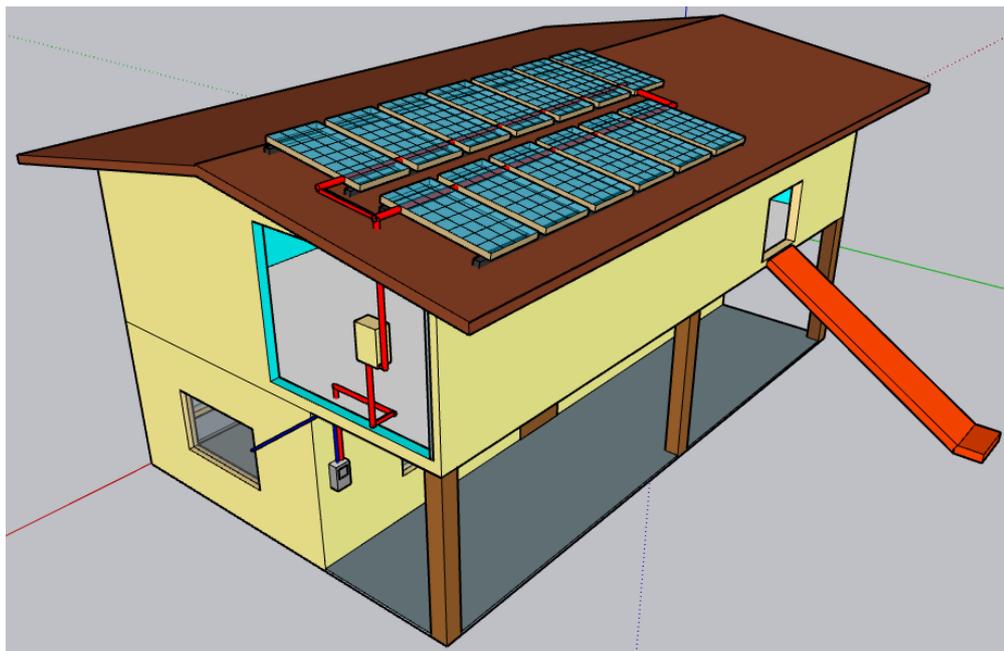


Figura 3.23. Diagrama unifilar del modelamiento del sistema

3.2. Resultados de validación del sistema fotovoltaico

Una vez terminado de realizar el cálculo mediante el software HOMER Pro, del código del modelo matemático en Matlab y de la simulación del sistema en Simulink, se puede obtener la validación del modelamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red con los siguientes datos de la Tabla 3.12.

Tabla 3.12. Validación del sistema fotovoltaico.

Configuración óptima	PV (kW)	Costo del capital inicial (USD)	Costo de operación (USD/Año)	Costo presente neto total (USD)	Costo de la energía (USD/kWh)
Resultados de HOMER	4.490	5.021	357,69	9.645	0.069
Resultado del código de simulación Matlab	4.490	5.021	357,69	9.751	0.073
Resultados de Simulink	4.497	-	-	-	-

Como se observó en la Tabla 3.12 se puede determinar que el Software HOMER Pro, nos brinda la mayor optimización del sistema fotovoltaico, con 4.49 kW y un precio de la energía de 0.069 (USD/kWh).

3.3 Validación técnica - económica de los resultados

A continuación, en la tabla 3.13, se visualiza un cuadro comparativo del precio a pagar sin el sistema fotovoltaico y con el sistema, observando que sin la implementación del sistema la bananera cancela \$1,111.50 a la empresa eléctrica, mientras que con la implementación del sistema fotovoltaico conectada a la red el precio sería solo de \$142.90 al año, ahorrándose \$968.60 por año.

Tabla 3.13. Comparación del pago sin el sistema y con el sistema.

	Sin el sistema PV	Con el sistema PV	Unidad
Precio	0.10	0.10	\$
Consumo	11115.00	1429.00	kWh/mes
Total, al año	1111.50	142.90	\$

Para comprender si el modelamiento tiene rentabilidad y establecer el último objetivo específico, es de suma importancia un análisis económico, que comprende varios factores, como los que veremos a continuación en la tabla 3.14.

De acuerdo al modelo matemático del software HOMER Pro, brindo la mejor opción de optimización del sistema, la cual cuenta con una inversión de \$5020.72, y un ahorro de \$968.5 de la energía que produce por cada año, obteniendo un costo de mantenimiento de \$14.30, como se aprecia en la tabla 3.14, considerando que la el estudio se lo realiza por 25 años de vida útil.

Tabla 3.14. Flujo de costo.

Años	Pagos	Ahorros	Ahorros 2	Total	Flujo de caja
0	5020,72	-	-	-	-5020,72
1	14,30	685,3	283,2	-4052,22	968,5
2	14,30	685,3	283,2	-3098,02	1937,00
3	14,30	685,3	283,2	-2143,82	2905,50
4	14,30	685,3	283,2	-1189,62	3874,00
5	14,30	685,3	283,2	-235,42	4842,50
6	14,30	685,3	283,2	718,78	5811,00

Mediante la tabla 3.14, se puede determinar el VAN y TIR del sistema, mediante la ecuación 3.2, se determina el valor actual neto con un valor de \$54,007.2, y con la ecuación 3.3, se determina la tasa interna de retorno con un 55%, obtenido un payback de 5.18 años, estableciendo un interés 12% de tasa de descuento.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (3.3)$$

I_0 = Inversión inicial

F_t = Flujos de caja futuros

k = Tasa de descuento

n = Tiempo

$$TIR = \frac{\text{Costo inicial}}{(\text{Costo anual} * \text{Años})} \quad (3.4)$$

Tabla 3.15. Rentabilidad del sistema.

Tasa de descuento	12%
VAN	\$ 54.007,2
TIR	55%

Payback	5,18 años
----------------	------------------

3.4. Conclusiones del III capítulo

- Se determinó que la irradiancia solar tomada en la zona de estudio es un poco más elevada que los centros meteorológicos, debido a que se realizó el estudio expresó en la zona, considerando su pico de mes más elevado en el mes de abril, y el más bajo en el mes de julio.
- Se realizó varias formas de modelos matemáticos para validar el modelamiento con el software HOMER Pro, la que nos brindó varias opciones de optimización la cual se determinó la primera opción, con una generación fotovoltaica de 4.49 kW y un inversor de 3 kW, para suplir parte de la energía consumida por la bananera, con una inversión inicial de \$5,021, teniendo una producción de 6.853 y una compra de 4.261 kWh/año.
- Con el flujo de potencia de carga en el sistema se puede concluir que la generación fotovoltaica si cubre casi toda la demanda de la bananera durante las horas de radiación solar, hay veces que se genera más de lo consumido la cual es inyectada a la red, pero también hay tiempos en la cual se debe importar de la red durante el día.
- De acuerdo al estudio económico del modelamiento del sistema fotovoltaico se determinó que el retorno de la inversión se lo establecería a los 5.18 años, con un VAN de \$55.007,2 y un TIR del 55%.
- El sistema fotovoltaico conectado a la red quedaría con orientación hacia el norte con 10° de inclinación para su autolimpieza, por estar en el punto 0 del planeta de acuerdo al movimiento solar en la tierra.

CONCLUSIONES

- Por medio del estudio de arte referencial se logró determinar todos los parámetros necesarios para el modelamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red, y de tal forma llegar a encontrar el modelo matemático incorporado en el software HOMER Pro, para poder realizar el dimensionamiento del sistema óptimo, también se determinó la validación del modelamiento con diferentes métodos utilizados en Matlab/Simulink.
- Con el instrumento piranómetro SMP-10 clase A, se obtuvo la irradiancia solar de la zona con un máximo de 7.28 (kWh/m² /día) en el mes de abril y un mínimo de 4.05 (kWh/m² /día) en julio, determinado el análisis de las curvas de frecuencias absolutas y acumuladas como se muestra en la Table 2.1. Mediante la toma de datos con el analizador de carga se halló la curva de carga de la bananera “PRODUFRU S.A” en el Cantón Ventanas durante 7 días, determinando el tiempo de carga máxima y mínima durante el día, con un máximo de 1.980 kW y un mínimo de 600 W, con un consumo de 21.61 kWh/día vista en la Figura 2.12.
- Por medio del software HOMER Pro, se logró encontrar el método más eficiente del modelamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red, la cual se determinó la mejor opción con una generación fotovoltaica de 4.49 kW de energía fotovoltaica y una conversión por parte del inversor de 3 kW, y de tal manera poder cubrir la mayor parte de la energía que se pueda aprovechar, de acuerdo a varios factores como los precios de los equipos, operación y mantenimiento (O&M), reemplazo y mano de obra. El precio de la energía del sistema equivale a \$0.069 (COE), con un costo de capital inicial de \$5,021, y un costo de operación y mantenimiento de 357.6 (\$/año), produciendo 6853 (kWh/año). También se realizó en la figura 3.22 el diagrama unifilar de como quedaría la propuesta del sistema. Como también se llega a concluir que la energía generada por el sistema fotovoltaico cubre toda la demanda durante el día, a veces se genera más de lo consumido la cual se inyecta a la red, y tiempos

que se debe importar de la red debido a los escasos de irradiancia solar durante la noche.

- De acuerdo al estudio técnico económico realizado para los 25 años de vida del sistema fotovoltaico, se obtiene una demanda de 11.115 kWh/año, con un costo de \$0.069 de la energía generada, y un costo de ahorro de anual de \$968.60, la cual el tiempo de retorno del dinero se da en un periodo de tiempo de 5.18 años, con un TIR de 55% y un VAN de \$12.851.88 ubicado en la Tabla 3.15, teniendo en cuenta que este tipo de sistema deben ser manipulados por personas capacitadas para evitar un mal uso y generar gastos innecesarios.

RECOMENDACIONES

- Para el modelamiento de un sistema fotovoltaico es de suma importancia revisar a fondo sobre el estudio de arte, como artículos científicos de revistas confiables y reconocidas, para no tener complicaciones al momento de realizar el modelamiento con todos los parámetros necesarios que se adquieren.
- Se debe determinar todos los parámetros que sean de importancia para el modelamiento, de tal forma desarrollar en un software adecuado que brinde un algoritmo confiable para la solución del problema planteado. Y considerar todos los parámetros como irradiancia solar real de la zona a estudiar, consumo de carga diaria estudiada mínimo 7 días seguidos, precios reales de los instrumentos, etc., para determinar el sistema de una forma real y óptima.
- Con la implementación de bancos de baterías se obtendría una mejor confiabilidad del sistema la cual nos permita almacenar la energía y utilizarla en tiempos de ausencia de los rayos solares como también el de la red, considerando la búsqueda de centros de ventas que nos garantice la viabilidad económica del sistema. Para optimizar un modelamiento de un sistema fotovoltaico se debe acudir a herramientas que nos ayuden a modelar dicho sistema, en la cual conste de un algoritmo confiable para la determinación de los resultados esperados, como pueden ser Homer Pro o PVsyst.
- Es importante saber que el sistema, fotovoltaico sea rentable, la cual se debe realizar un estudio técnico económico la cual permita conocer el tiempo de retorno de la inversión que se realizará, considerando que para un sistema fotovoltaico es indispensable conocer qué se necesita una inversión una poco alta.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. C. Pisco, Á. I. Torres, and D. A. Figueroa, “Diseño de un sistema híbrido aislado para abastecer una hacienda en el Cantón Quevedo Hacienda Quirola - Bananera,” 2021, vol.13, n.2, pp.311-317. *Epub 02-Abr-2021. ISSN 2218-3620.*
- [2] C. Meriem, C. Asma, M. Mohamed, S. Aicha, R. Energies, and R. Energies, “Study of a photovoltaic system connected to the network and simulated by the code pvsyst,” pp. 0–4, 2016, doi: 10.1109 / NAWDMPV.2014.6997605.
- [3] S. Mehta and P. Basak, “A case study on PV assisted microgrid using HOMER pro for variation of solar irradiance affecting cost of energy,” *PIICON 2020 - 9th IEEE Power India Int. Conf.*, 2020, doi: 10.1109/PIICON49524.2020.9112894.
- [4] W. Guapucal, “Estudio de factibilidad para el sistema de generación fotovoltaica aplicada a la fundación ‘children of the andes humanitarian, pp. 1–114, 2021.
- [5] M. G. Mago-Ramos, L. Vallés-Defendine, J. J. Olaya-Flórez, and C. Palomino-Naranjo, “Aplicación del modelo de control en espacios de estado a partir de las pérdidas totales obtenidas del porcentaje de carbono de la chapa de acero al silicio,” *Iteckne*, vol. 13, no. 2, p. 127, 2016, doi: 10.15332/iteckne.v13i2.1477.
- [6] H. Ramos and R. Luna, “Diseño de un sistema fotovoltaico integrado a la red para el área De estacionamiento de la Universidad Tecnologica De Salamanca,” p. 101, 2017.
- [7] Y. Shi, Y. Sun, J. Liu, and X. Du, “Model and stability analysis of grid-connected PV system considering the variation of solar irradiance and cell temperature,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 132, no. May, p. 107155, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107155.
- [8] B. Marion, “Evaluation of clear-sky and satellite-derived irradiance data for determining the degradation of photovoltaic system performance,” *Sol. Energy*, vol. 223, no. May, pp. 376–383, Jul. 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.05.071.

- [9] T. Ma, H. Yang, and L. Lu, “Solar photovoltaic system modeling and performance prediction,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 36, pp. 304–315, Aug. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.04.057.
- [10] Homer Energy, “HOMER Help Manual,” 2015.
- [11] and D. A. F. J. C. Pisco, Á. I. Torres, “Design of an isolated hybrid system to supply Hacienda Quirola,” pp. 311–317, 2021, doi: ISSN 2218-3620.
- [12] S. M. Thibaud, J. J. Roberts, and P. O. Prado, “Sistema Híbrido de Generación con Energías Renovables para un Establecimiento Rural Aislado,” *Conf. Pap.*, no. November, p. 10, 2016.
- [13] B. V. Lukutin, E. B. Shandarova, and I. L. Fuks, “Energy efficiency of photovoltaic power plants in stand-alone power supply systems,” 2016, pp. 0–4, doi: 10.1109/ICIEAM.2016.7911430.
- [14] E. E. Henao-Bravo, D. A. Márquez-Viloria, J. P. Villegas-Ceballos, S. I. Serna-Garcés, C. A. Ramos-Paja, and D. González-Montoya, “Modelo matemático de sistemas fotovoltaicos para búsqueda distribuida del punto de máxima potencia,” *TecnoLógicas*, vol. 19, no. 37, p. 107, Jul. 2016, doi: 10.22430/22565337.88.
- [15] A. G. Vera Dávila, J. C. Delgado-Ariza, and S. B. Sepúlveda-Mora, “Validación del modelo matemático de un panel solar empleando la herramienta Simulink de Matlab,” *Rev. Investig. Desarro. E Innovación*, vol. 8, no. 2, p. 343, 2018, doi: 10.19053/20278306.v8.n2.2018.7972.
- [16] X. Zhang, D. Shirmohammadi, F. Soudi, and C. S. Cheng, “A distribution short circuit analysis approach using hybrid compensation method,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 4, pp. 2053–2059, doi: 10.1109/59.476075.
- [17] D. Guasch, “Modelado y Análisis de Sistemas Fotovoltaicos,” p. 224, 2016.
- [18] G. González, J. Zambrano, and E. Estrada, “Estudio, diseño e implementación de un sistema de energía solar en la comuna Puerto Roma de la isla Mondragon del Golfo de Guayaquil, Provincia del Guayas,” p. 127, 2018, doi: 10.20868/UPM.thesis.39079.
- [19] D. V. Salas, “Diseño De Un Sistema Fotovoltaico Para El Suministro De Energía Eléctrica a 15 Computadoras Portátiles En La PUCP,” *Pontif. Univ. Católica del Perú*, p. 7, 2016, doi: 10.13140/RG.2.2.23754.16323.

- [20] K. Hosokawa, R. Sei, T. Yachi, and Y. Watanabe, "Power Generation Characteristics of Solar Matching Photovoltaic System and Estimation of Its Power Generation," in *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)*, Jun. 2018, pp. 1198–1203, doi: 10.1109/PVSC.2018.8548128.
- [21] J. R. Narváez Altamiranda, F. D. J. Aguas Lastre, and J. M. Oviedo Cuéter, "Diseño y dimensionamiento de plantas solares autónomas para viviendas típicas de la zona rural del Departamento de Córdoba," vol. 2, no. 2, p. 15, May 2016, doi: 10.15765/e.v2i2.173.
- [22] G. F. Sánchez Galarza, "Diseño y construcción de una trituradora de papel ecológica eléctrica alimentada por energía solar". p. 147, 2016.
- [24] B. Acurio; M. Aguirre, "Materiales semiconductores," p. 4, 2016.
- [25] P. Cossoli, A. Firman, M. Cáceres, and A. Busso, "Micro-inversores: principales topologías," *Extensionismo, Innovación y Transf. Tecnológica*, vol. 2, no. 0379, p. 14, Jun. 2015, doi: 10.30972/eitt.20276.
- [26] A. Arellanes, E. Rodriguez, R. Orosco, J. Perez, and J. Beristain, "Three-phase grid-tied photovoltaic inverter with reactive power compensation capability," vol. 2017-Janua, no. Ropec, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/ROPEC.2017.8261635.
- [27] D. Sera, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, "PV panel model based on datasheet values," in *2007 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, Jun. 2016, no. March, pp. 2392–2396, doi: 10.1109/ISIE.2007.4374981.
- [28] E. M. A. Mokheimer, A. Al-Sharafi, M. A. Habib, and I. Alzaharnah, "A new study for hybrid PV/Wind off-grid power generation systems with the comparison of results from homer," *Int. J. Green Energy*, vol. 12, no. 5, pp. 526–542, 2015, doi: 10.1080/15435075.2013.833929.

ANEXOS

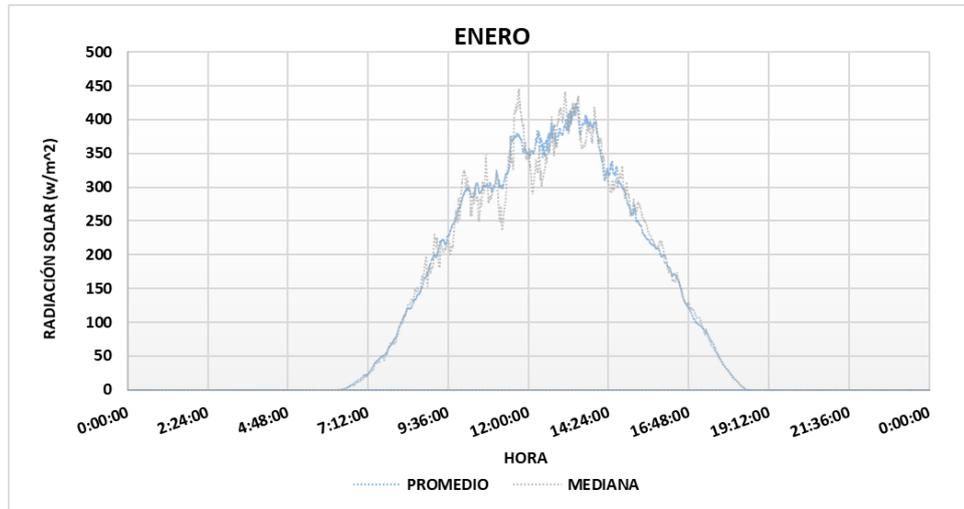
Anexo 1: Publicación de esta investigación en la Revista Ingeniería Investigación y Desarrollo.

DOI: <https://doi.org/10.19053/1900771X.v22.n1.2022.14456>

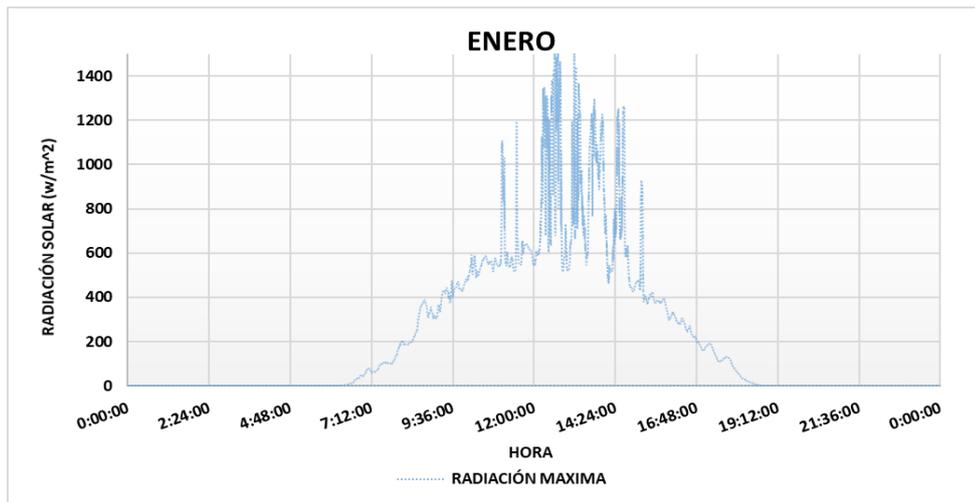
Anexo 2: Datos del piranómetro de la medición de la irradiancia solar.

.data.hdr	Channels	#	Ch.1	Ch.1	Ch.1	Ch.1	Ch.1	Ch.2	Ch.2	Ch.2	Ch.2	Ch.2	
.data.hdr	Date	Time	#Samples	Status	Radiation	Temperature	Power	#Samples	Status	Radiation	Temperature	Power	
.data.hdr				Flags	I (W/m2)	T (K)	P (V)		Flags	I (W/m2)	T (K)	P (V)	
.data	04/01/2020	12:24:11	1		1002	305.15	13.0		1		425	304.65	12.9
.data	04/01/2020	12:24:12	1		1013	305.15	13.0		1		425	304.65	12.9
.data	04/01/2020	12:24:13	1		1021	305.15	13.0		1		424	304.65	12.9
.data	04/01/2020	12:24:14	1		1025	305.15	13.0		1		424	304.65	12.9
.data	04/01/2020	12:24:15	1		1028	305.15	13.0		1		424	304.65	12.9
.data	04/01/2020	12:24:16	1		1033	305.15	13.0		1		424	304.65	12.9
.data	04/01/2020	12:24:17	1		1037	305.15	13.0		1		424	304.65	12.9
.data	04/01/2020	12:24:18	1		1038	305.15	13.0		1		424	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:19	1		1034	305.15	13.0		1		423	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:20	1		1024	305.15	13.0		1		423	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:21	1		1017	305.15	13.0		1		423	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:22	1		1014	305.15	13.0		1		422	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:23	1		1016	305.15	13.0		1		422	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:24	1		1017	305.15	13.0		1		422	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:25	1		1021	305.15	13.0		1		422	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:26	1		1024	305.15	13.0		1		422	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:27	1		1025	305.15	13.0		1		421	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:28	1		1027	305.15	13.0		1		421	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:29	1		1030	305.15	13.0		1		421	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:30	1		1029	305.15	13.0		1		421	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:31	1		1024	305.25	13.0		1		420	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:32	1		1014	305.25	13.0		1		420	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:33	1		998	305.25	13.0		1		420	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:34	1		969	305.25	13.0		1		419	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:35	1		927	305.25	13.0		1		419	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:36	1		885	305.25	13.0		1		418	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:37	1		846	305.25	13.0		1		418	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:38	1		823	305.25	13.0		1		418	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:39	1		817	305.25	13.0		1		417	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:40	1		823	305.25	13.0		1		417	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:41	1		834	305.25	13.0		1		417	304.75	12.9
.data	04/01/2020	12:24:42	1		844	305.25	13.0		1		417	304.75	12.9

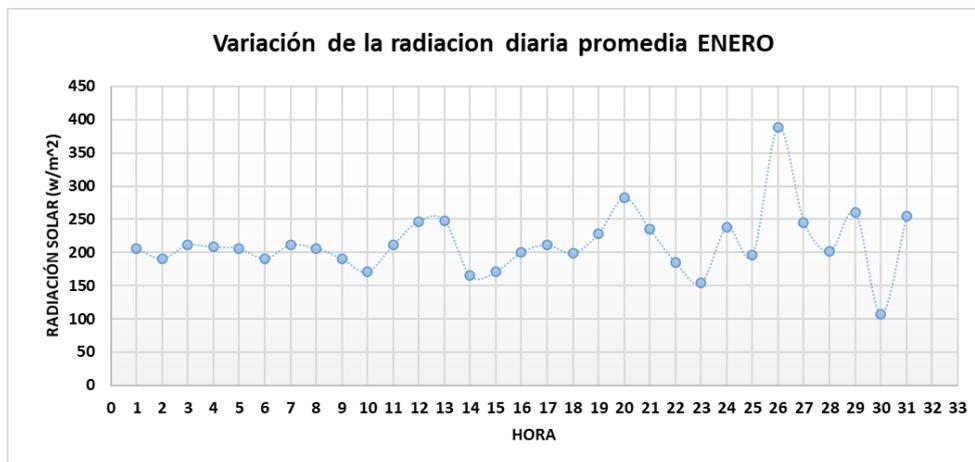
Anexo 3: Curva de irradiancia solar ENERO.



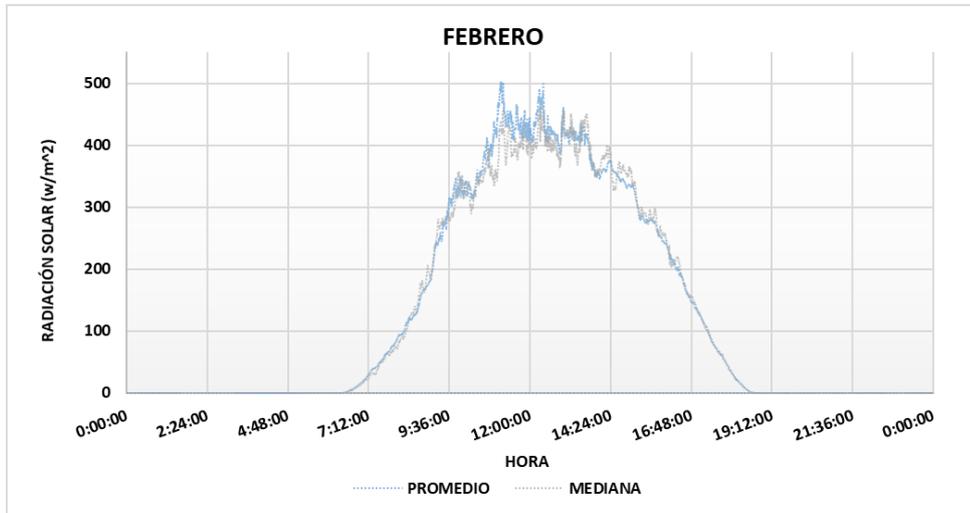
Anexo 4: Curva de irradiancia solar Máxima ENERO.



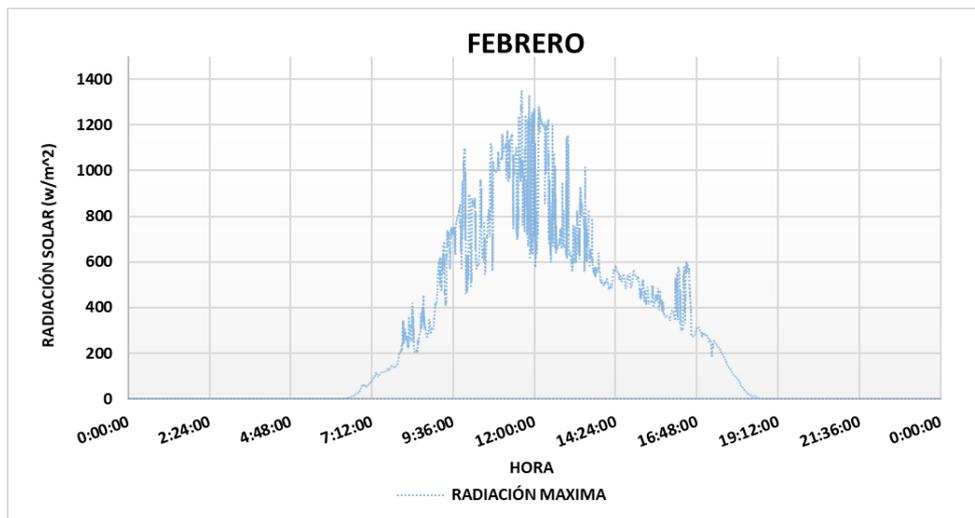
Anexo 5: Radiación diaria promedia ENERO.



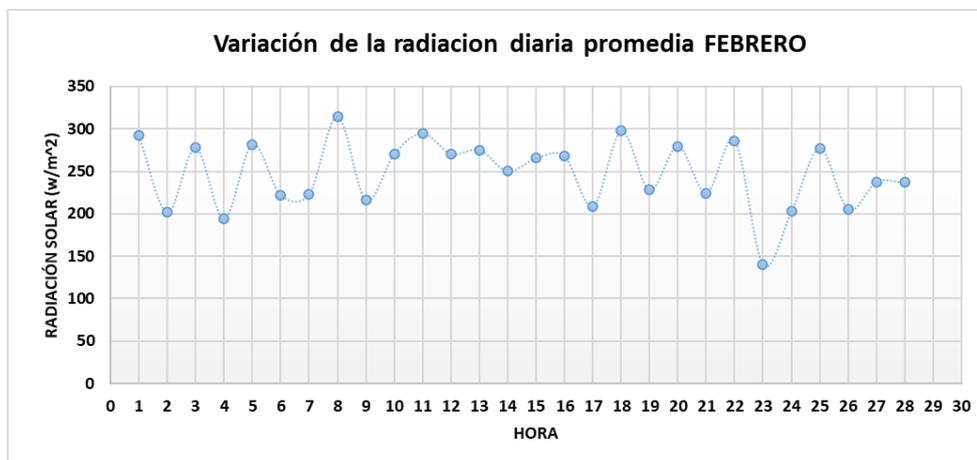
Anexo 6: Curva de irradiancia solar FEBRERO.



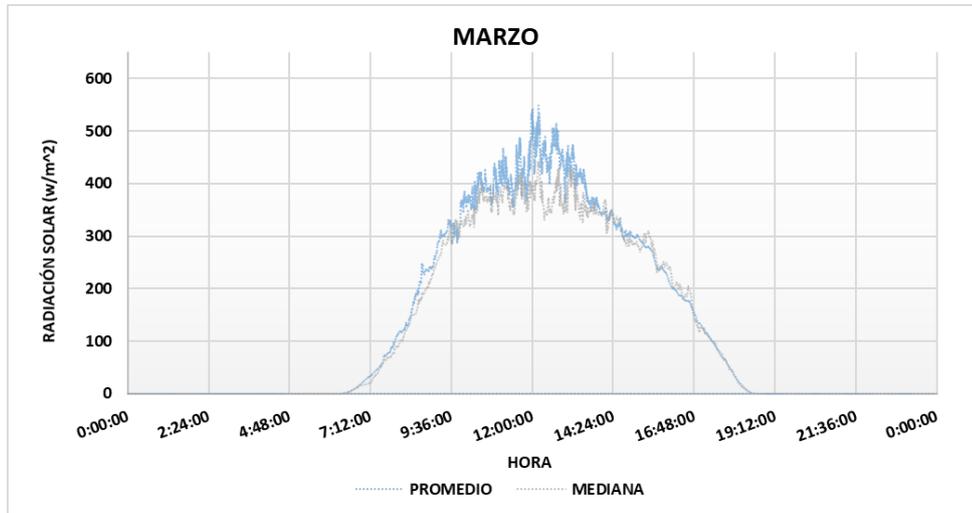
Anexo 7: Curva de irradiancia solar Máxima FEBRERO.



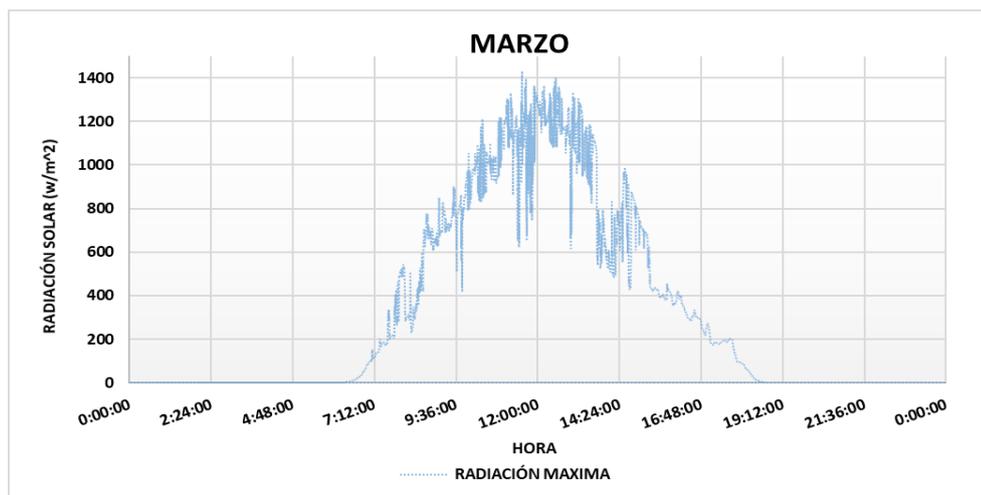
Anexo 8: Radiación diaria promedio FEBRERO.



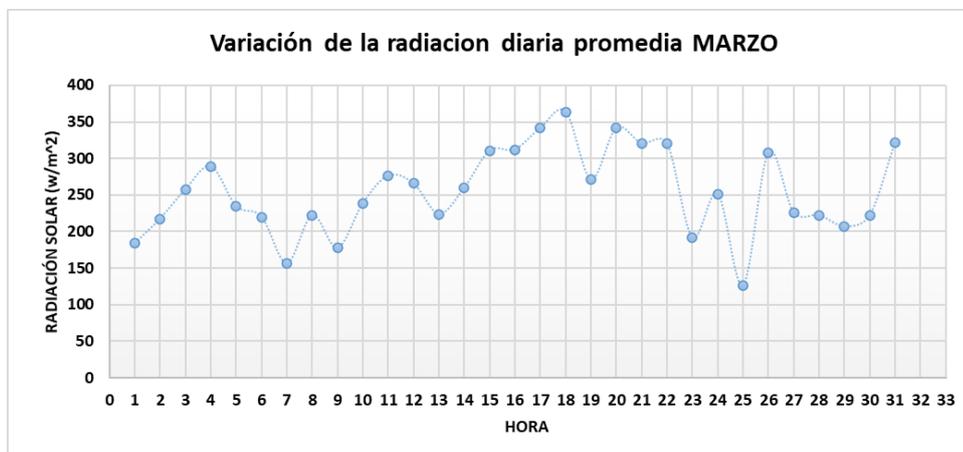
Anexo 9: Curva de irradiancia solar MARZO.



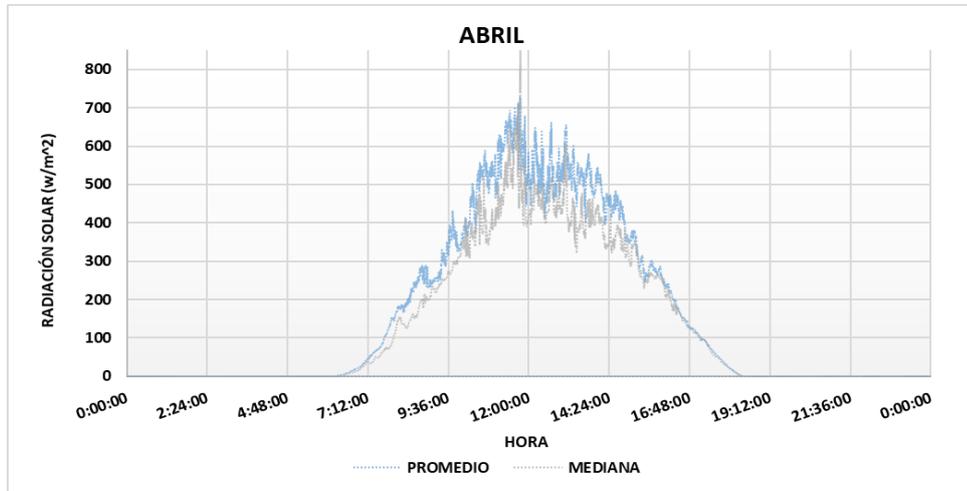
Anexo 10: Curva de irradiancia solar Máxima MARZO.



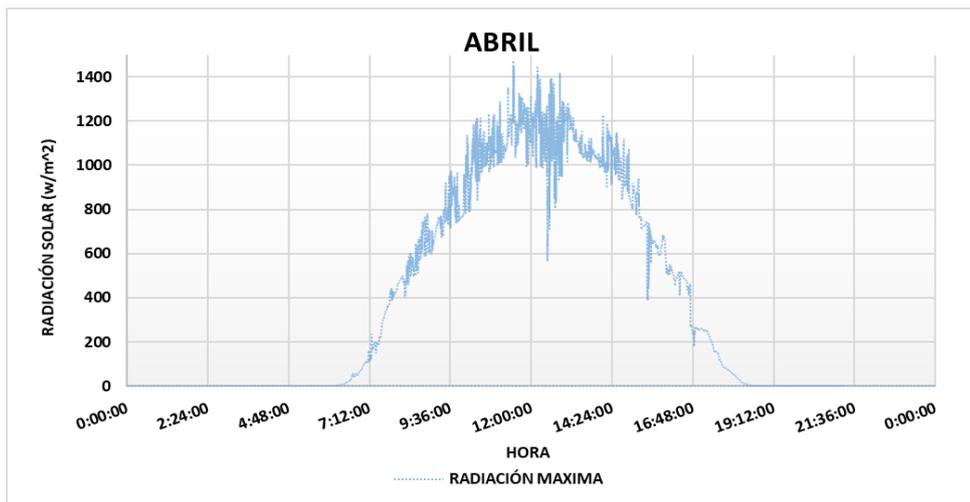
Anexo 11: Radiación diaria promedio MARZO.



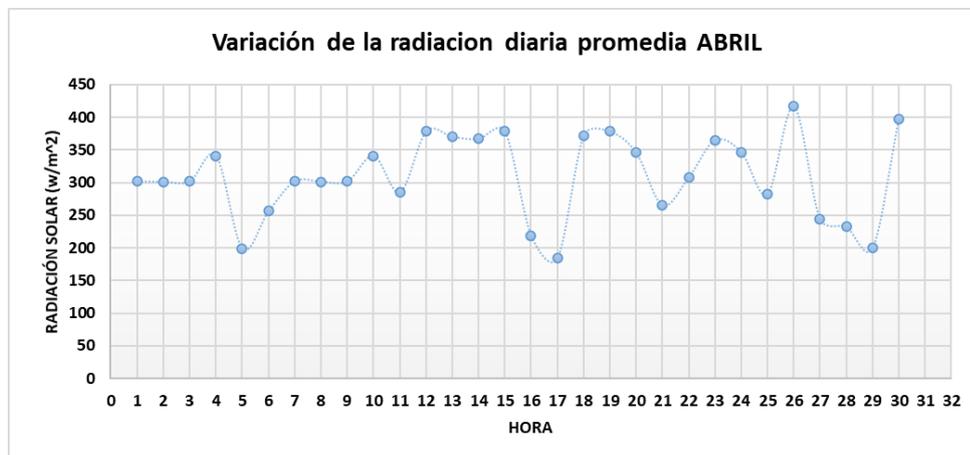
Anexo 12: Curva de irradiancia solar ABRIL.



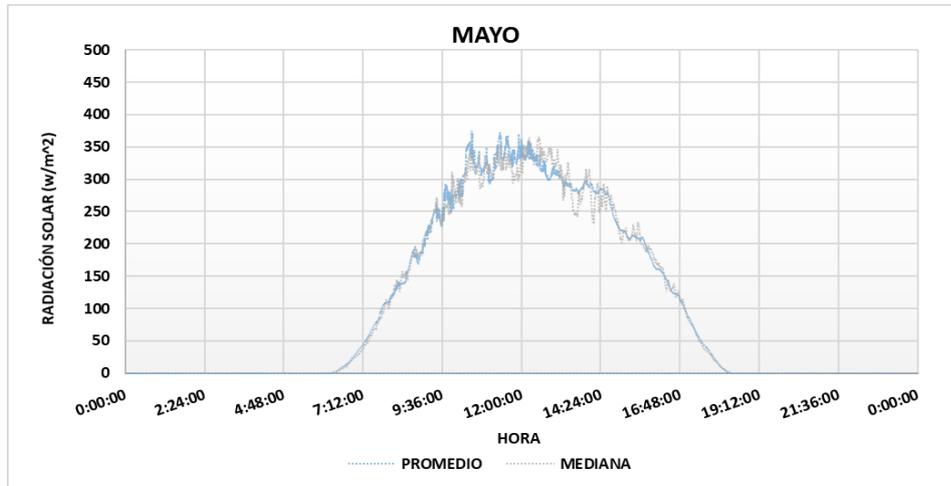
Anexo 13: Curva de irradiancia solar Máxima ABRIL.



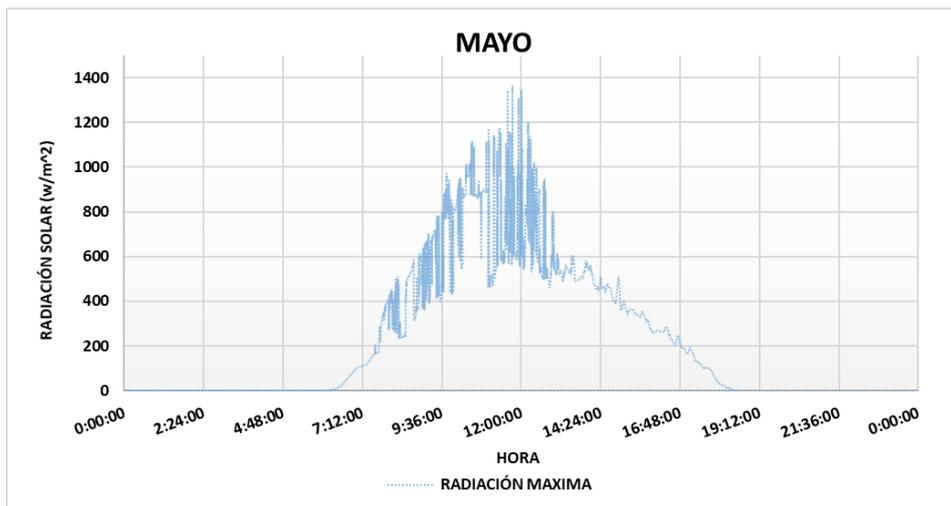
Anexo 14: Radiación diaria promedia ABRIL.



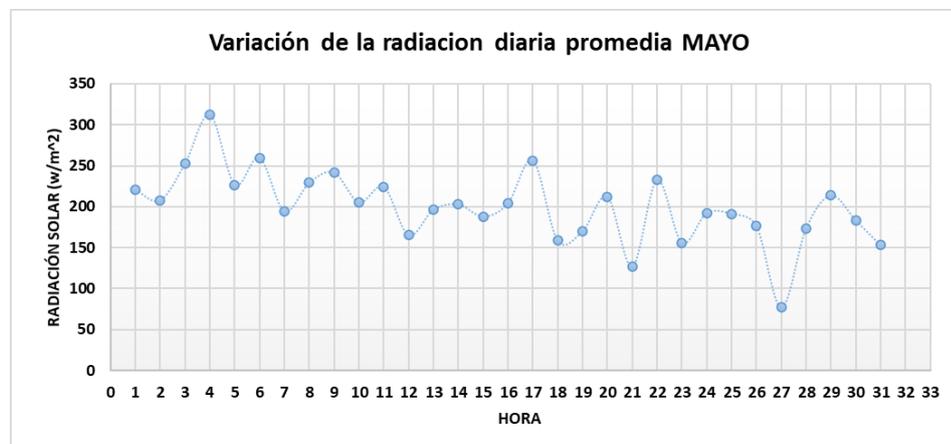
Anexo 15: Curva de irradiancia solar MAYO.



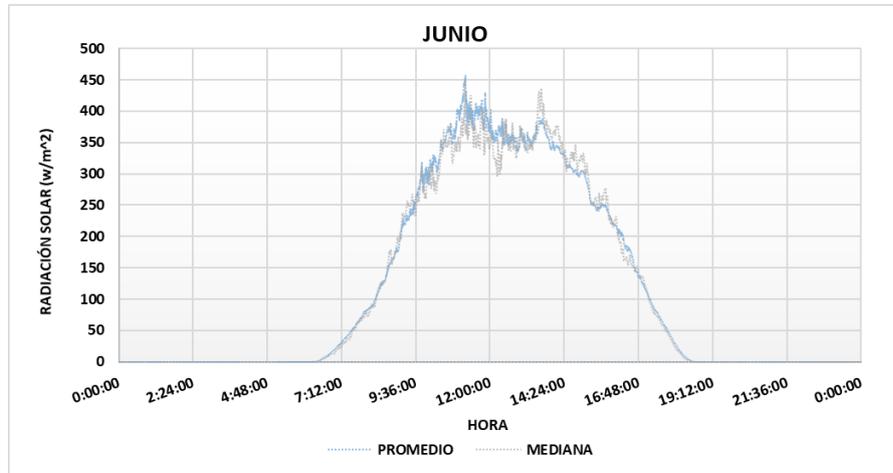
Anexo 16: Curva de irradiancia solar Máxima MAYO.



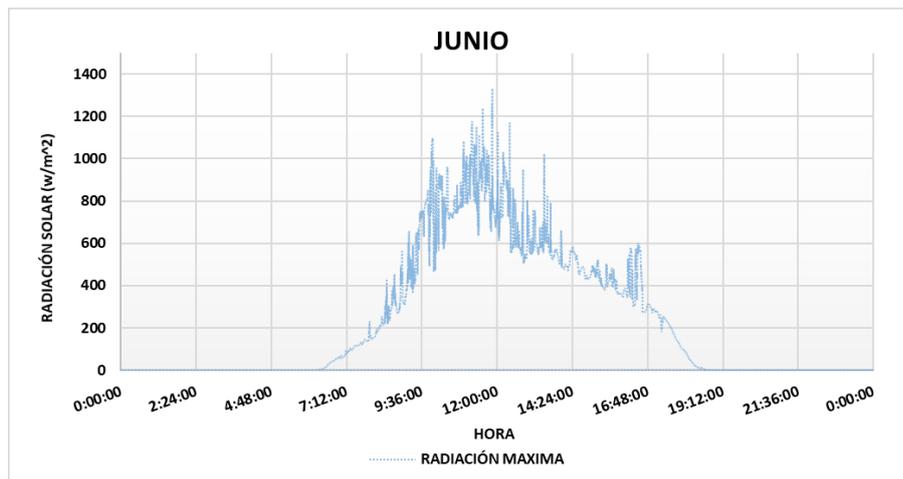
Anexo 17: Radiación diaria promedia MAYO.



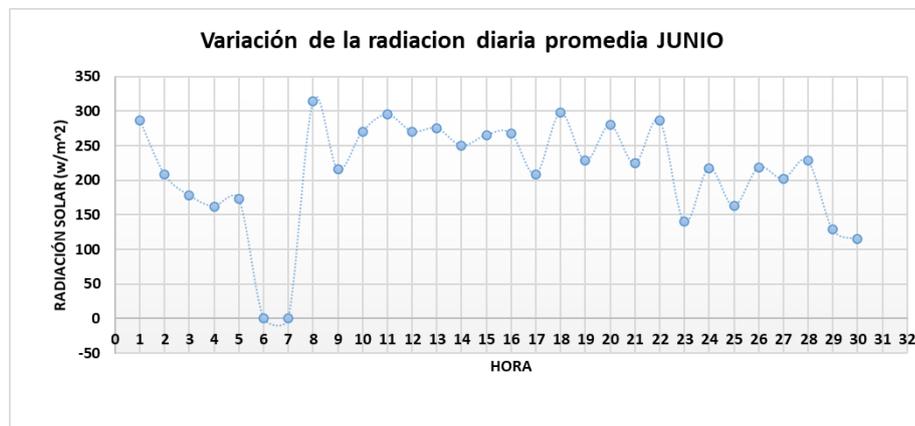
Anexo 18: Curva de irradiancia solar JUNIO.



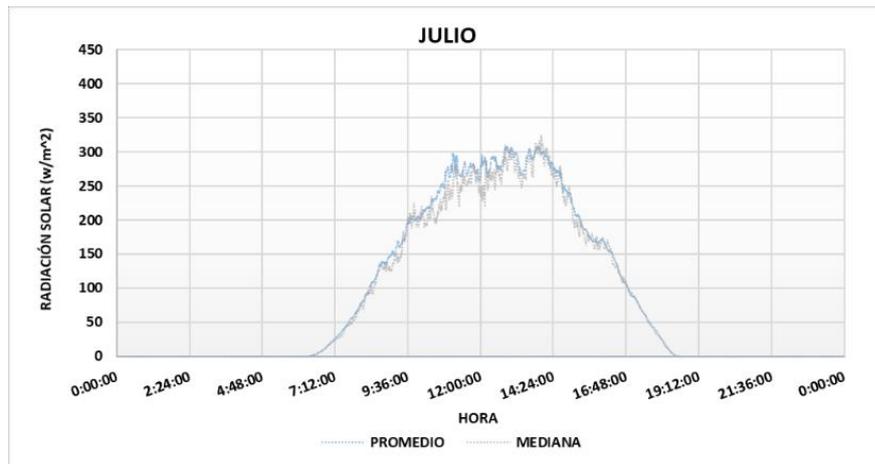
Anexo 19: Curva de irradiancia solar Máxima JUNIO.



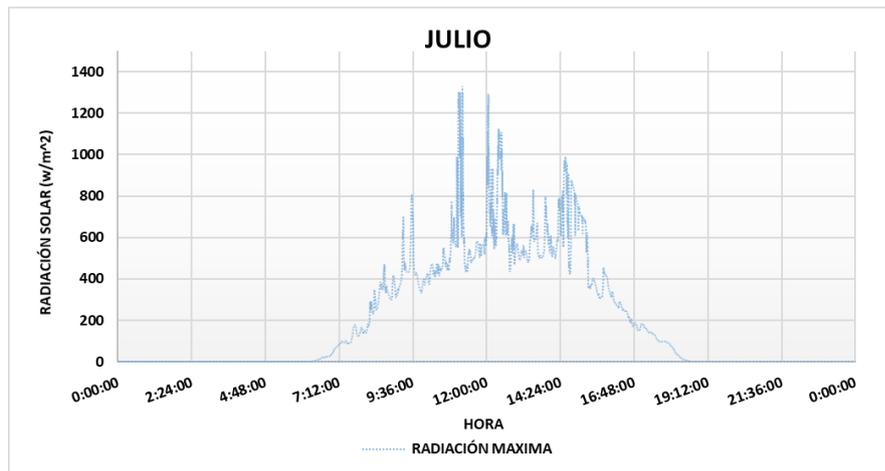
Anexo 20: Radiación diaria promedia JUNIO.



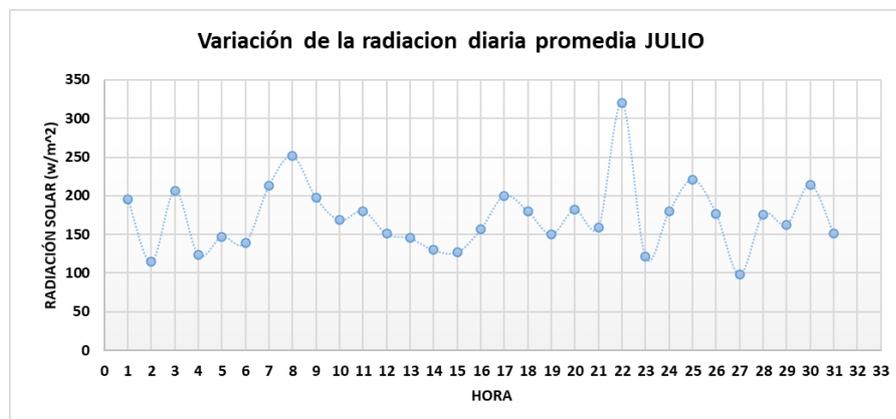
Anexo 21: Curva de irradiancia solar JULIO.



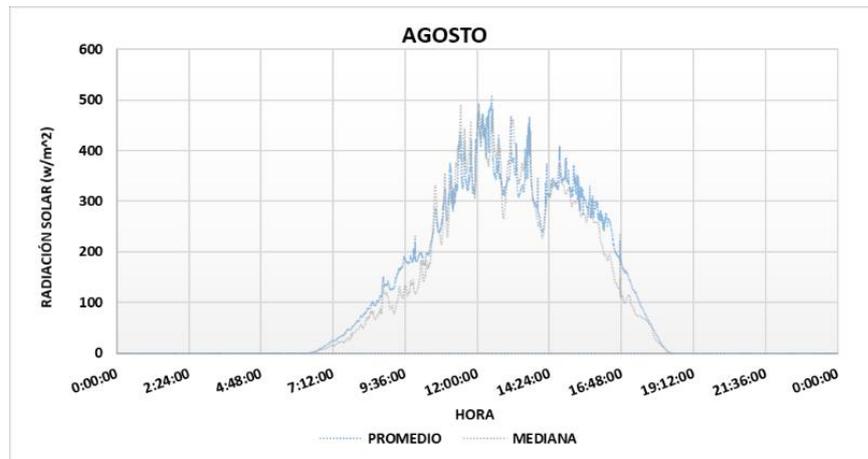
Anexo 22: Curva de irradiancia solar Máxima JULIO.



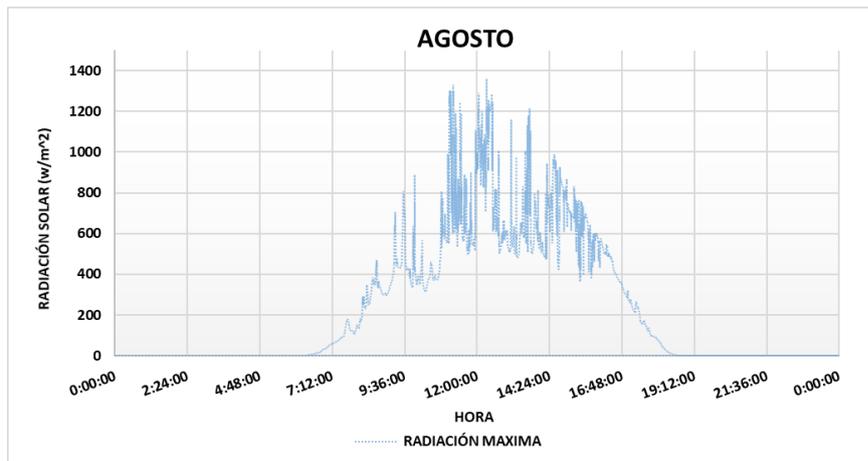
Anexo 23: Radiación diaria promedio JULIO.



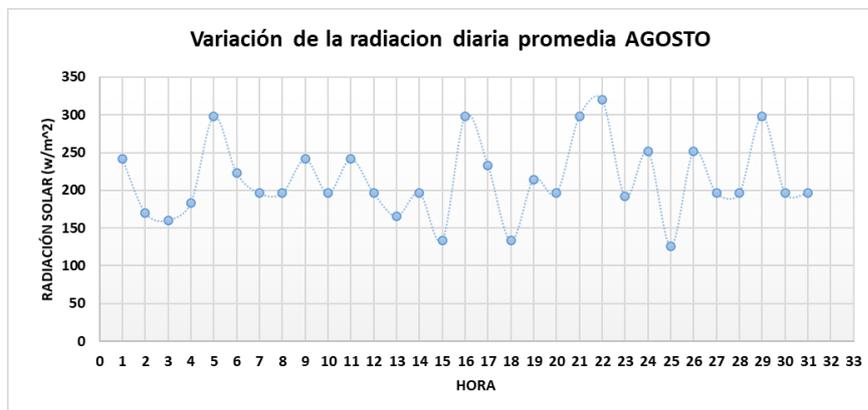
Anexo 24: Curva de irradiancia solar AGOSTO.



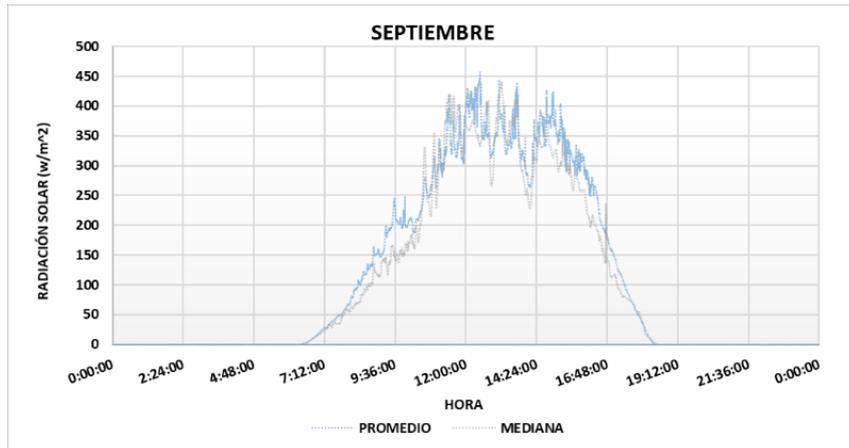
Anexo 25: Curva de irradiancia solar Máxima AGOSTO.



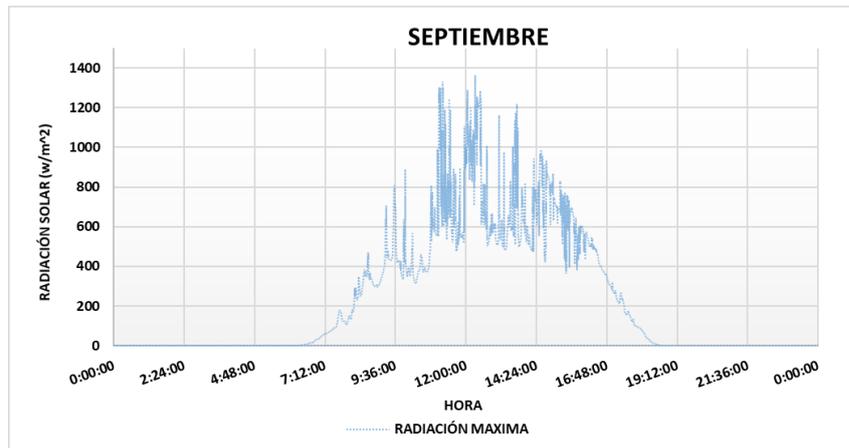
Anexo 26: Radiación diaria promedio AGOSTO.



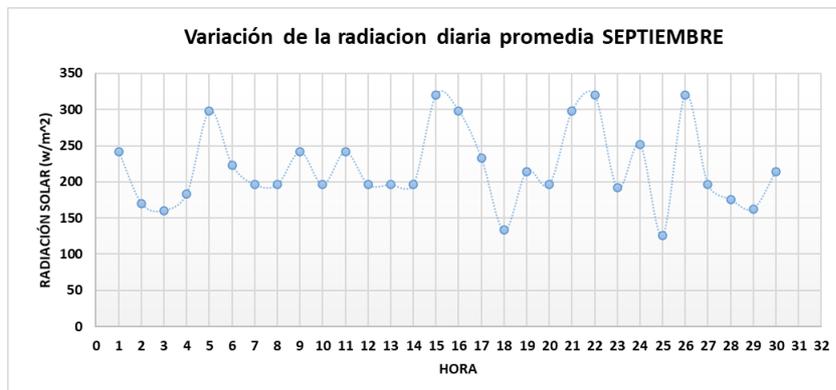
Anexo 27: Curva de irradiancia solar SEPTIEMBRE.



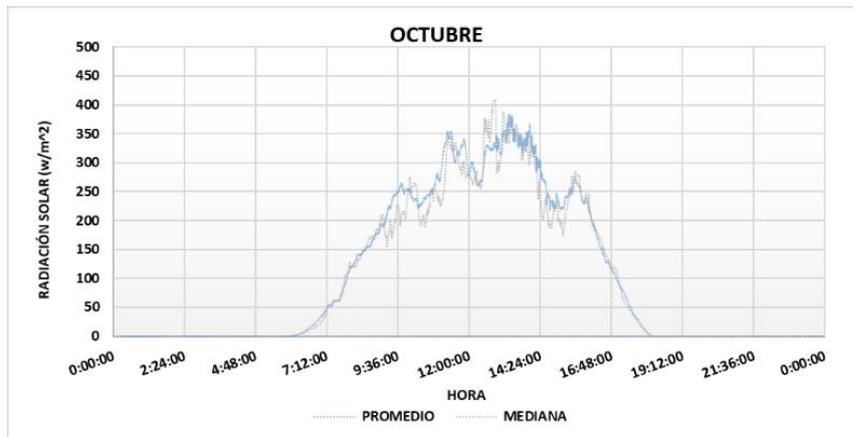
Anexo 28: Curva de irradiancia solar Máxima SEPTIEMBRE.



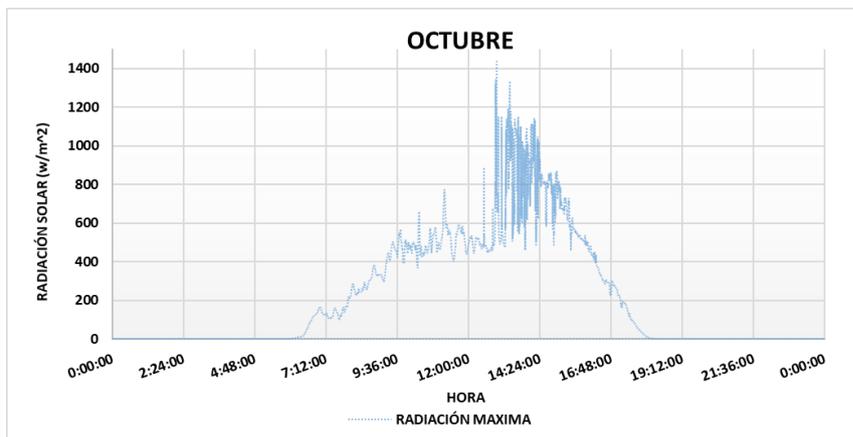
Anexo 29: Radiación diaria promedio SEPTIEMBRE.



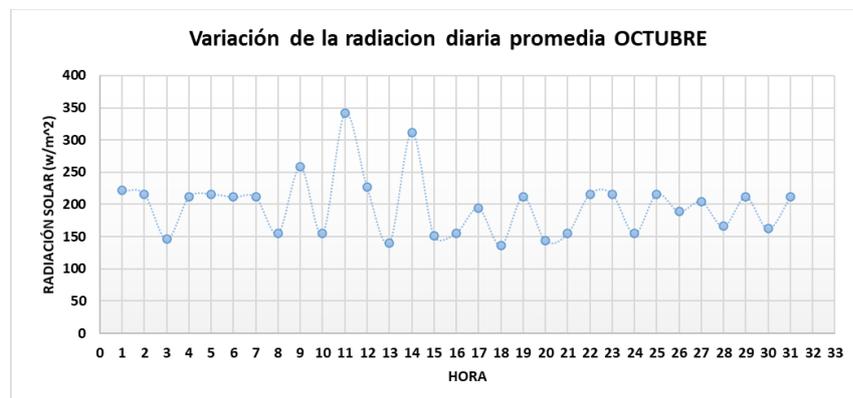
Anexo 30: Curva de irradiancia solar OCTUBRE.



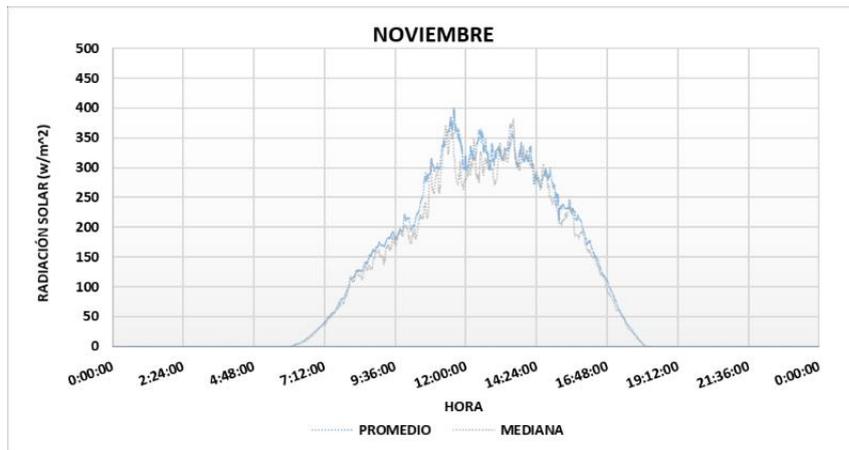
Anexo 31: Curva de irradiancia solar Máxima OCTUBRE.



Anexo 32: Radiación diaria promedio OCTUBRE.



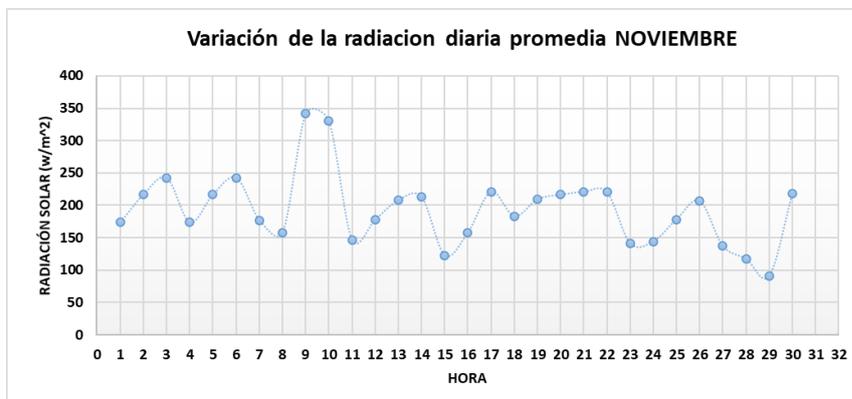
Anexo 33: Curva de irradiancia solar NOVIEMBRE.



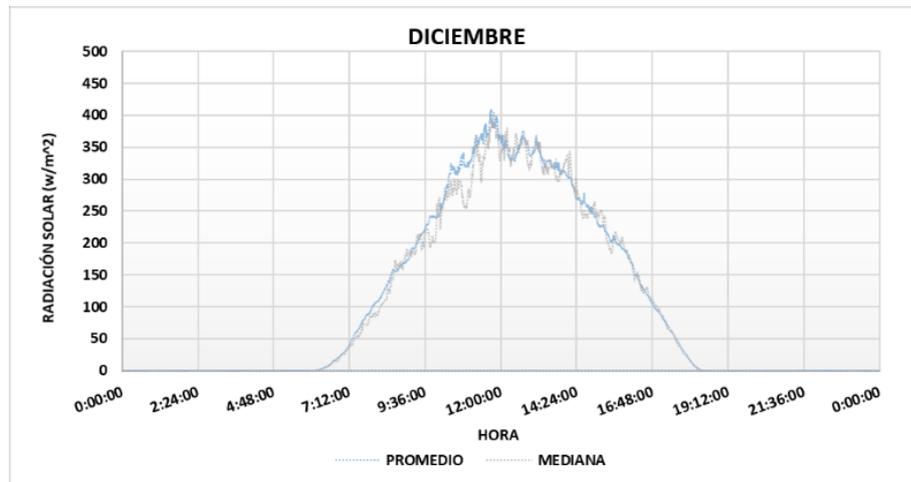
Anexo 34: Curva de irradiancia solar Máxima NOVIEMBRE.



Anexo 35: Radiación diaria promedio NOVIEMBRE.



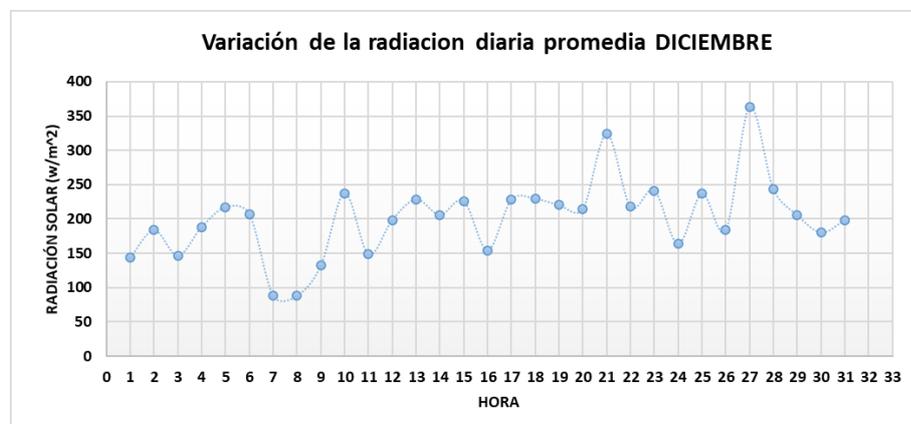
Anexo 36: Curva de irradiancia solar DICIEMBRE.



Anexo 37: Curva de irradiancia solar Máxima DICIEMBRE.



Anexo 38: Radiación diaria promedio DICIEMBRE.



Anexo 39: Tabla de frecuencias.

Tiempos de Espera	Frecuencia absoluta	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Frecuencia porcentual	Frecuencia porcentual acumulada	Porción de la Torta
[0,074; 13,074)	3664	0,082231748	0,08	8,2%	8,2%	29,60
[13,074; 26,074)	1643	0,036874116	0,12	3,7%	11,9%	13,27
[26,074; 39,074)	1465	0,032879233	0,15	3,3%	15,2%	11,84
[39,074; 52,074)	1211	0,02717867	0,18	2,7%	17,9%	9,78
[52,074; 65,074)	1262	0,028323271	0,21	2,8%	20,7%	10,20
[65,074; 78,074)	1017	0,022824696	0,23	2,3%	23,0%	8,22
[78,074; 91,074)	958	0,02150055	0,25	2,2%	25,2%	7,74
[91,074; 104,074)	997	0,022375833	0,27	2,2%	27,4%	8,06
[104,074; 117,074)	1044	0,023430662	0,30	2,3%	29,8%	8,44
[117,074; 130,074)	981	0,022016743	0,32	2,2%	32,0%	7,93
[130,074; 143,074)	912	0,020468164	0,34	2,0%	34,0%	7,37
[143,074; 156,074)	792	0,017774985	0,36	1,8%	35,8%	6,40
[156,074; 169,074)	755	0,016944588	0,37	1,7%	37,5%	6,10
[169,074; 182,074)	1141	0,025607649	0,40	2,6%	40,0%	9,22
[182,074; 195,074)	853	0,019144018	0,42	1,9%	42,0%	6,89
[195,074; 208,074)	882	0,019794869	0,44	2,0%	43,9%	7,13
[208,074; 221,074)	1064	0,023879525	0,46	2,4%	46,3%	8,60
[221,074; 234,074)	685	0,015373566	0,48	1,5%	47,9%	5,53
[234,074; 247,074)	2266	0,050856207	0,53	5,1%	52,9%	18,31
[247,074; 260,074)	1177	0,026415602	0,56	2,6%	55,6%	9,51
[260,074; 273,074)	1439	0,032295711	0,59	3,2%	58,8%	11,63
[273,074; 286,074)	1399	0,031397985	0,62	3,1%	62,0%	11,30
[286,074; 299,074)	731	0,016405952	0,64	1,6%	63,6%	5,91
[299,074; 312,074)	966	0,021680095	0,66	2,2%	65,8%	7,80
[312,074; 325,074)	1626	0,036492583	0,69	3,6%	69,4%	13,14
[325,074; 338,074)	2358	0,052920978	0,75	5,3%	74,7%	19,05
[338,074; 351,074)	1272	0,028547703	0,78	2,9%	77,6%	10,28
[351,074; 364,074)	2882	0,064681195	0,84	6,5%	84,0%	23,29
[364,074; 377,074)	3322	0,074556186	0,91	7,5%	91,5%	26,84
[377,074; 390,074)	2419	0,054290011	0,97	5,4%	96,9%	19,54
[390,074; 403,074)	1319	0,029602532	1,00	3,0%	99,9%	10,66
[403,074; 416,074]	55	0,001234374	1,00	0,1%	100,0%	0,44
Total	44557	1		100%		360,00

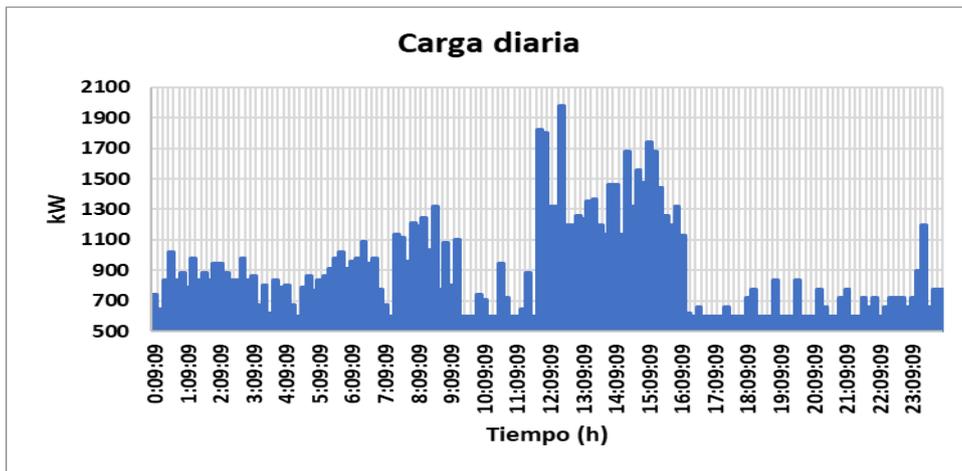
Anexo 40: Instalación del analizador de redes en la Bananera “PRODUFRU S.A”.



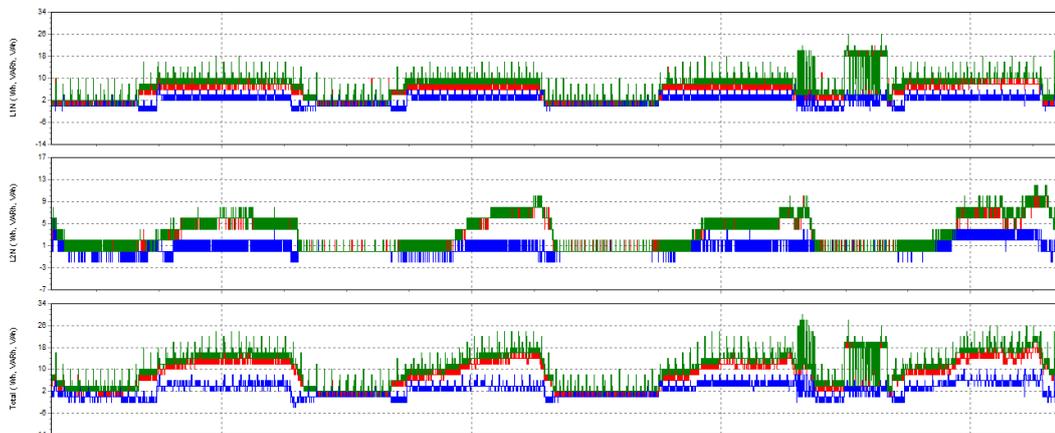
Anexo 41: Resultados del analizador de redes en la bananera “PRODUFRU S.A”.

Fecha	Función	L1N(V) / L1(A) Min	L1N(V) / L1(A) Med	L1N(V) / L1(A) Max	L2N(V) / L2(A) Min	L2N(V) / L2(A) Med	L2N(V) / L2(A) Max	Total Min	Total Med	Total Max
29/03/2022 7:35:09 10 Imseg	Potencia Activa	1 kW (f)	1 kW (f)	1,2 kW (f)	400 W (f)	400 W (f)	400 W (f)	1,2 kW (f)	1,2 kW (f)	1,8 kW (f)
29/03/2022 7:36:09 10 Imseg	Potencia Activa	1 kW (f)	1 kW (f)	1 kW (f)	400 W (f)	400 W (f)	400 W (f)	1,2 kW (f)	1,2 kW (f)	1,8 kW (f)
29/03/2022 7:37:09 10 Imseg	Potencia Activa	0,2 kW (f)	0,8 kW (f)	1 kW (f)	400 W (f)	400 W (f)	400 W (f)	0,6 kW (f)	1,2 kW (f)	1,8 kW (f)
29/03/2022 7:38:09 10 Imseg	Potencia Activa	0,2 kW (f)	0,2 kW (f)	0,2 kW (f)	400 W (f)	400 W (f)	400 W (f)	0,6 kW (f)	0,6 kW (f)	0,6 kW (f)
29/03/2022 7:39:09 10 Imseg	Potencia Activa	0,2 kW (f)	0,2 kW (f)	0,2 kW (f)	400 W (f)	400 W (f)	400 W (f)	0,6 kW (f)	0,6 kW (f)	0,6 kW (f)
29/03/2022 7:40:09 10 Imseg	Potencia Activa	0,2 kW (f)	0,2 kW (f)	0,2 kW (f)	200 W (f)	400 W (f)	400 W (f)	0,6 kW (f)	0,6 kW (f)	0,6 kW (f)
29/03/2022 7:41:09 10 Imseg	Potencia Activa	0,2 kW (f)	0,2 kW (f)	0,2 kW (f)	400 W (f)	400 W (f)	400 W (f)	0,6 kW (f)	0,6 kW (f)	0,6 kW (f)
29/03/2022 7:42:09 10 Imseg	Potencia Activa	0,2 kW (f)	0,2 kW (f)	0,2 kW (f)	400 W (f)	400 W (f)	400 W (f)	0,6 kW (f)	0,6 kW (f)	0,6 kW (f)
29/03/2022 7:43:09 10 Imseg	Potencia Activa	0,2 kW (f)	1 kW (f)	2,6 kW (f)	400 W (f)	400 W (f)	600 W (f)	0,6 kW (f)	1,2 kW (f)	3 kW (f)
29/03/2022 7:44:09 10 Imseg	Potencia Activa	1 kW (f)	1 kW (f)	1,2 kW (f)	400 W (f)	400 W (f)	400 W (f)	1,8 kW (f)	1,8 kW (f)	1,8 kW (f)
29/03/2022 7:45:09 10 Imseg	Potencia Activa	1 kW (f)	1 kW (f)	1 kW (f)	400 W (f)	400 W (f)	400 W (f)	1,8 kW (f)	1,8 kW (f)	1,8 kW (f)
29/03/2022 7:46:09 10 Imseg	Potencia Activa	0,2 kW (f)	0,8 kW (f)	1 kW (f)	400 W (f)	400 W (f)	600 W (f)	0,6 kW (f)	1,2 kW (f)	1,8 kW (f)
29/03/2022 7:47:09 10 Imseg	Potencia Activa	0,2 kW (f)	0,2 kW (f)	0,2 kW (f)	400 W (f)	400 W (f)	600 W (f)	0,6 kW (f)	0,6 kW (f)	0,6 kW (f)
29/03/2022 7:48:09 10 Imseg	Potencia Activa	0,2 kW (f)	0,2 kW (f)	0,2 kW (f)	400 W (f)	400 W (f)	400 W (f)	0,6 kW (f)	0,6 kW (f)	0,6 kW (f)
29/03/2022 7:49:09 10 Imseg	Potencia Activa	0,2 kW (f)	0,2 kW (f)	0,2 kW (f)	400 W (f)	400 W (f)	400 W (f)	0,6 kW (f)	0,6 kW (f)	0,6 kW (f)
29/03/2022 7:50:09 10 Imseg	Potencia Activa	0,2 kW (f)	0,2 kW (f)	0,2 kW (f)	400 W (f)	400 W (f)	400 W (f)	0,6 kW (f)	0,6 kW (f)	0,6 kW (f)
29/03/2022 7:51:09 10 Imseg	Potencia Activa	0,2 kW (f)	1 kW (f)	2,6 kW (f)	400 W (f)	400 W (f)	600 W (f)	0,6 kW (f)	1,2 kW (f)	3 kW (f)

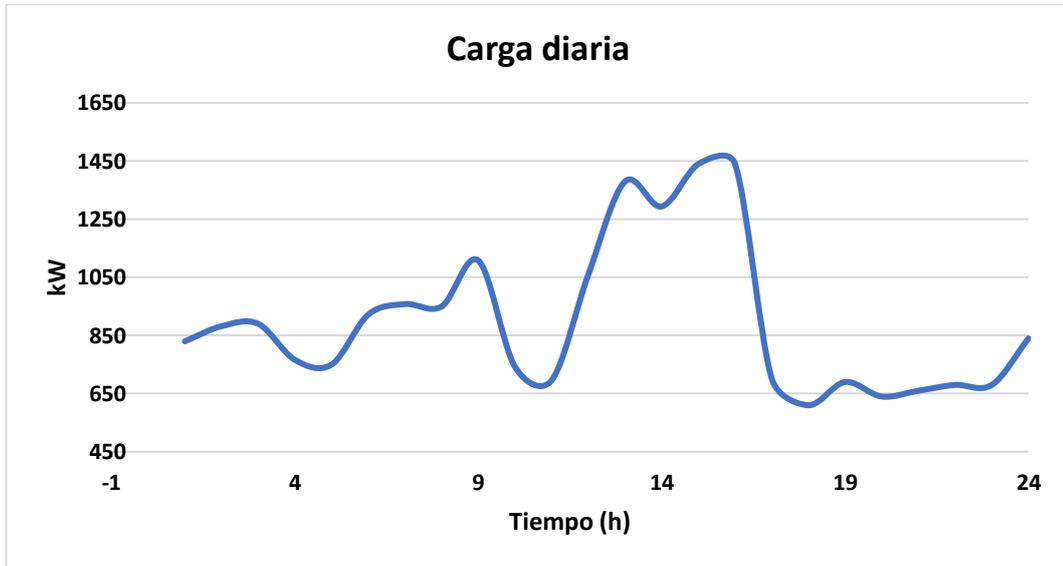
Anexo 42: Diagrama de barra de la carga.



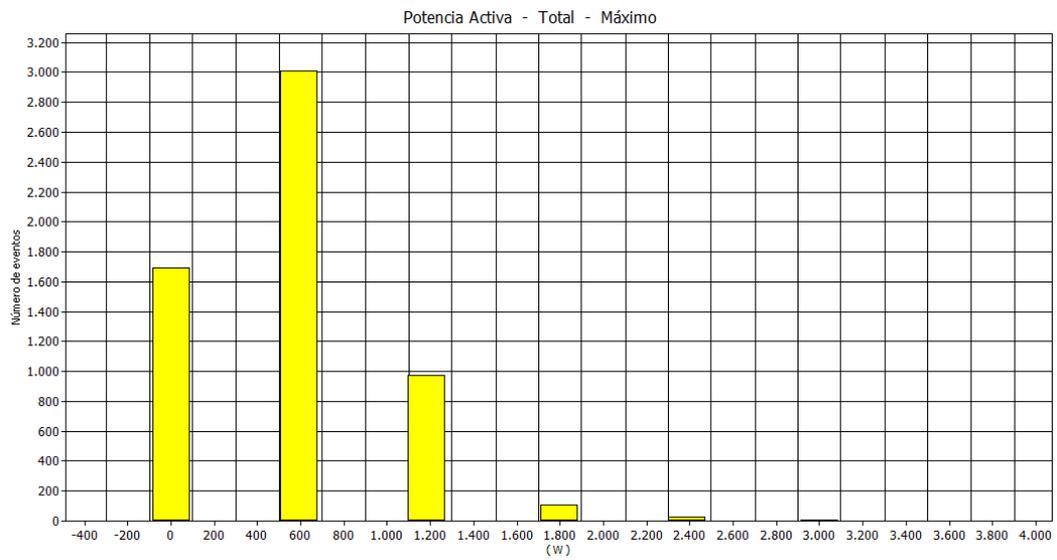
Anexo 43: Energía diaria consumida por la Bananera “PRODUFRU S.A”.



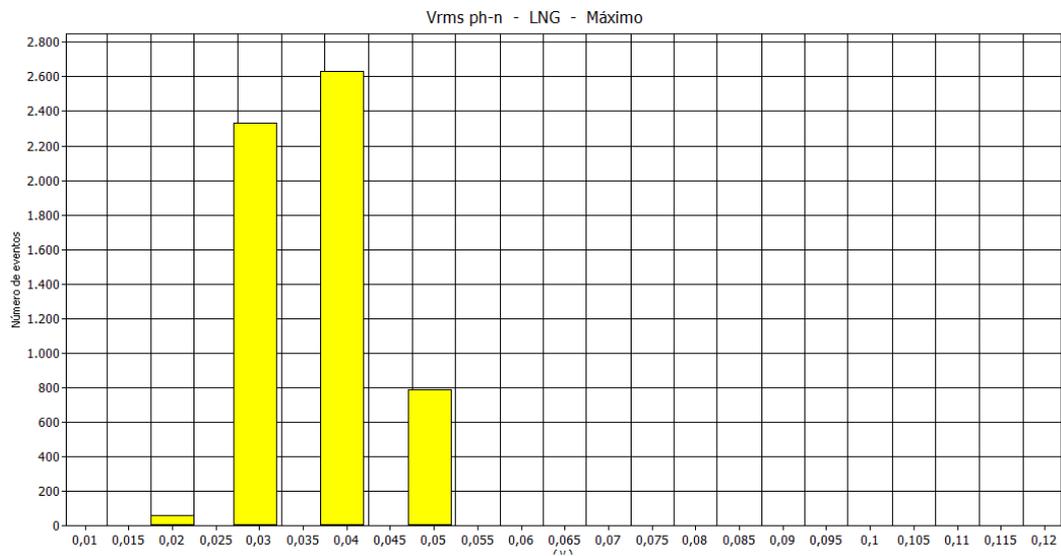
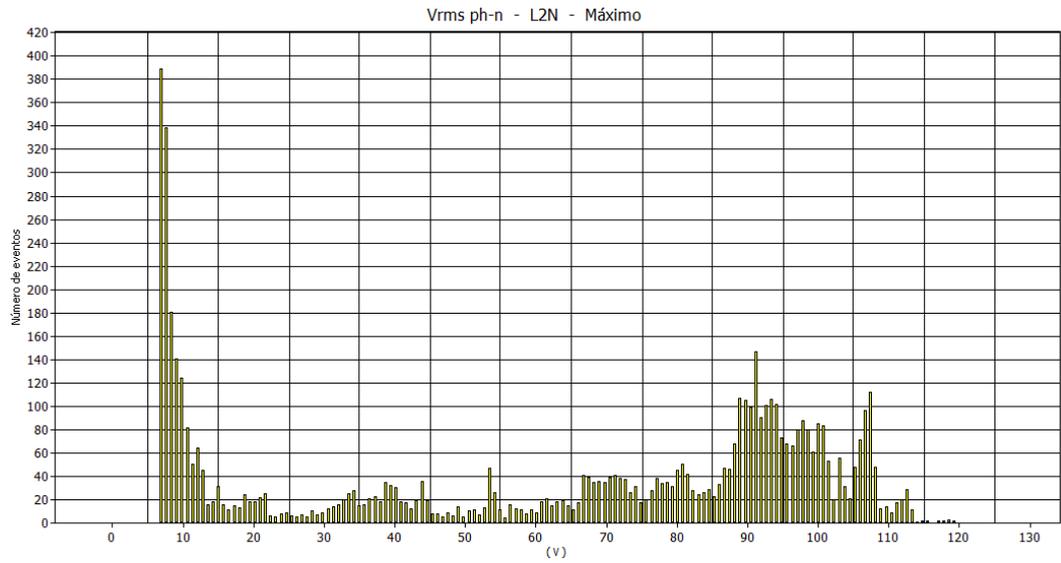
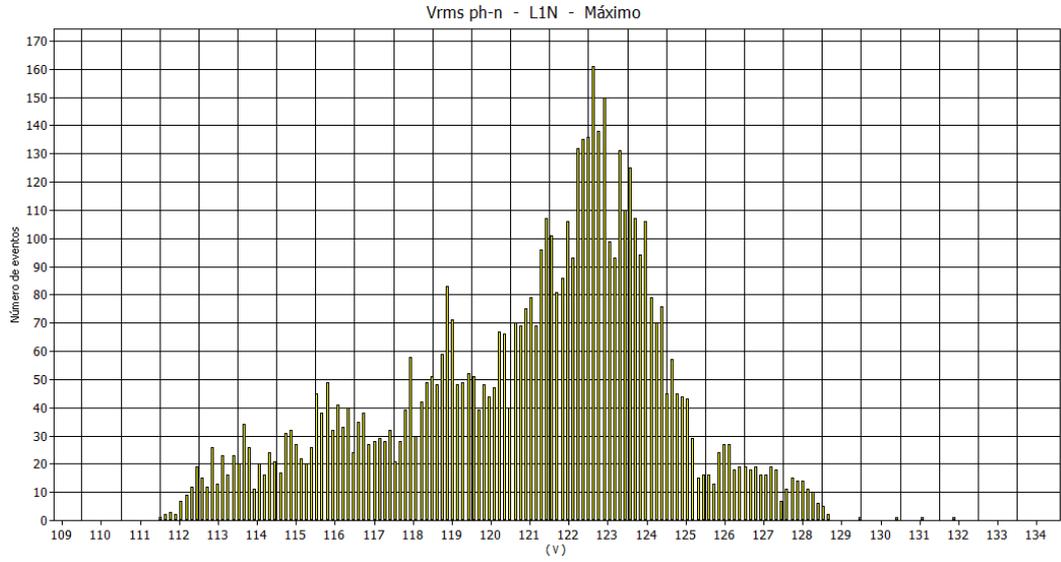
Anexo 44: Curva de carga diaria promedio durante 7 días.



Anexo 45: Eventos de potencia activa total.



Anexo 46: Eventos Vrms ph-n de las líneas.



Anexo 47: Factores de intereses.

Table 4-2. 12% Interest factors.

Period <i>n</i>	Single- payment compound- amount F/P	Single- payment present- worth P/F	Uniform series compound- amount F/A	Sinking-fund payment A/F	Capital recovery A/P	Uniform- series present- worth P/A
	Future value of \$1	Present value of \$1	Future value of uniform series of \$1	Uniform series whose future value is \$1	Uniform series with present value of \$1	Present value of uniform series of \$1
	$(1+i)^n$	$\frac{1}{(1+i)^n}$	$\frac{(1+i)^n \pm 1}{i}$	$\frac{i}{(1+i)^n \pm 1}$	$\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n \pm 1}$	$\frac{(1+i)^n \pm 1}{i(1+i)^n}$
1	1.120	0.8929	1.000	1.00000	1.12000	0.893
2	1.254	0.7972	2.120	0.47170	0.59170	1.690
3	1.405	0.7118	3.374	0.29635	0.41635	2.402
4	1.574	0.6355	4.779	0.20923	0.32923	3.037
5	1.762	0.5674	6.353	0.15741	0.27741	3.605
6	1.974	0.5066	8.115	0.12323	0.24323	4.111
7	2.211	0.4523	10.089	0.09912	0.21912	4.564
8	2.476	0.4039	12.300	0.08130	0.20130	4.968
9	2.773	0.3606	14.776	0.06768	0.18768	5.328
10	3.106	0.3220	17.549	0.05698	0.17698	5.650
11	3.479	0.2875	20.655	0.04842	0.16842	5.938
12	3.896	0.2567	24.133	0.04144	0.16144	6.194
13	4.363	0.2292	28.029	0.03568	0.15568	6.424
14	4.887	0.2046	32.393	0.03087	0.15087	6.628
15	5.474	0.1827	37.280	0.02682	0.14682	6.811
16	6.130	0.1631	42.753	0.02339	0.14339	6.974
17	6.866	0.1456	48.884	0.02046	0.14046	7.120
18	7.690	0.1300	55.750	0.01794	0.13794	7.250
19	8.613	0.1161	63.440	0.01576	0.13576	7.366
20	9.646	0.1037	72.052	0.01388	0.13388	7.469
21	10.804	0.0926	81.699	0.01224	0.13224	7.562
22	12.100	0.0826	92.503	0.01081	0.13081	7.645
23	13.552	0.0738	104.603	0.00956	0.12956	7.718
24	15.179	0.0659	118.155	0.00846	0.12846	7.784
25	17.000	0.0588	133.334	0.00750	0.12750	7.843
26	19.040	0.0525	150.334	0.00665	0.12665	7.896
27	21.325	0.0469	169.374	0.00590	0.12590	7.943
28	23.884	0.0419	190.699	0.00524	0.12524	7.984
29	26.750	0.0374	214.583	0.00466	0.12466	8.022
30	29.960	0.0334	241.333	0.00414	0.12414	8.055
35	52.800	0.0189	431.663	0.00232	0.12232	8.176
40	93.051	0.0107	767.091	0.00130	0.12130	8.244
45	163.988	0.0061	1358.230	0.00074	0.12074	8.283
50	289.002	0.0035	2400.018	0.00042	0.12042	8.304
55	509.321	0.0020	4236.005	0.00024	0.12024	8.317
60	897.597	0.0011	7471.641	0.00013	0.12013	8.324
65	1581.872	0.0006	13173.937	0.00008	0.12008	8.328
70	2787.800	0.0004	23223.332	0.00004	0.12004	8.330
75	4913.056	0.0002	40933.799	0.00002	0.12002	8.332
80	8658.483	0.0001	72145.692	0.00001	0.12001	8.332

Anexo 48: Planilla del servicio eléctrico.

1

Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP • SUCURSAL: 9 de Noviembre 2022 y General Barona Telf: 052730089 • Babahoyo - Ecuador
R.U.C. 096859920001 / CONTRIBUYENTE ESPECIAL / RESOLUCIÓN N° 65 del 17-Marzo-2009



Matriz: Km. 6 1/2 Vía a la Costa,
Edificio GRADE Calbos, piso 3
Guayaquil - Ecuador
Telf: (04) 3727 310

Factura No. 057-001-005591609
No Autorización 2506202201096859902000120570010055916091004103911
Ambiente PRODUCCION
Emisión NORMAL
Fecha de autorización 2015/ENE/19



No. de Control: 41039
Valor a pagar: 135,79

INFORMACIÓN DEL CONSUMIDOR

Fecha de Emisión: 2022/JUN/25

Fecha de Vencimiento: 2022/JUL/11

SUMINISTRO: 41039 PRODUFRU S A

Código Único Eléctrico Nacional: 1000041039 Cédula / R.U.C.: 0993064890001

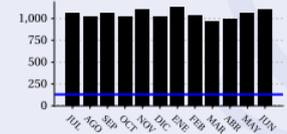
Dirección servicio: FRASCATTI VIA HCDA
Plan/Geocódigo: 12-07-22-310-100200 Tarifa: CO COMERCIAL BV
Provincia - Cantón - Parroquia: LOS RIOS - VENTANAS - ZAPOTAL
Dirección notificación: FRASCATTI VIA HCDA

1. FACTURACIÓN SERVICIO ELÉCTRICO Y ALUMBRADO PÚBLICO

Medidor: 1001768269 Desde: 21-May-22 Hasta: 22-Jun-22 Días Facturados: 32 Tipo Consumo: null
Factor de multiplicación: 1,000 Factor Corrección: 1,000 Factor Potencia: 1,000 Constante: 0,00

Descripción	LECTURAS				Unid.	Valores
	Actual	Anterior	Consumo	Unid.		
Eng. Activa	35759.00	34658.00	1101	kWh	110.10	

Consumos



1.1 SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG

CARGO POR COMERCIALIZACION	1.41
CARGO POR ENERGIA	110.10
SERVICIO DE ALUMBRADO PUBLICO	8.95
SUBTOTAL SERVICIO ELÉCTRICO (SE):	120.46
SUBTOTAL ALUMBRADO PÚBLICO (AP):	0.00

1.2 OTROS PAGOS SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG

SUBTOTAL OTROS:	0.00
------------------------	-------------

TOTAL SERVICIO ELÉCTRICO, SERVICIO ALUMBRADO PÚBLICO Y OTROS (1): 120.46

2. VALORES PENDIENTES

CONCEPTO	VALOR
Planillas anteriores	0.00
TOTAL VALORES PENDIENTES (2):	0.00

3. RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (SE)-PLANES FINANCIAMIENTO

ESTOS VALORES NO FORMAN PARTE DE LOS INGRESOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA

CONCEPTO	VALOR
RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (3):	0.00

SUBSIDIOS DEL GOBIERNO

Cocción y calentamiento	0.00
Tarifa de dignidad	0.00
Total	0.00



TOTAL	
Servicio Eléctrico-Alumbrado Público (1)	120.46
Valores Pendientes (2)	0.00
Recaudación Terceros SE (3)	0.00
TOTAL SECTOR ELECTRICO (A) (1+2+3)	120.46

La presente factura no constituye título traslativo de dominio, sino

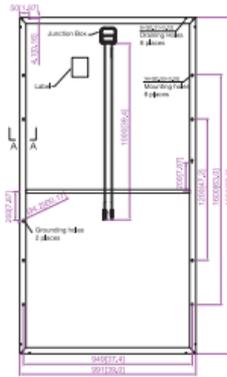


lave acceso

Anexo 49: Datasheet del PV de estudio.



Engineering Drawings



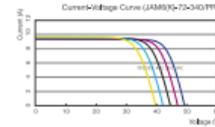
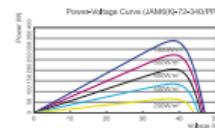
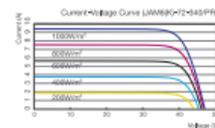
■ customized cable length available upon request

MECHANICAL PARAMETERS	
Cell (mm)	Almost Full Square Mono 156.75x156.75
Weight (kg)	26.5 (approx)
Glass Thickness	4 mm
Dimensions (L×W×H) (mm)	1956×991×45
Cable Cross Section Size (mm ²)	4
No. of Cells and Connections	72 (6×12)
Junction Box	IP67, 3 diodes
Connector	MC4 Compatible/Amphenol UTX
Packaging Configuration	23 Per Pallet

WORKING CONDITIONS	
Maximum System Voltage	DC 1000V (UL)
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse	15A
Maximum Static Load, Front	5400Pa (112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back	2400Pa (50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Fire Performance	Type 1
Application Class	Class A

TYPE	ELECTRICAL PARAMETERS				
	JAM6(K) -72-340/IPR	JAM6(K) -72-345/IPR	JAM6(K) -72-350/IPR	JAM6(K) -72-355/IPR	JAM6(K) -72-360/IPR
Rated Maximum Power at STC (W)	340	345	350	355	360
Open Circuit Voltage (Voc/V)	46.86	47.05	47.24	47.45	47.66
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	38.18	38.39	38.58	38.76	38.96
Short Circuit Current (Isc/A)	9.46	9.54	9.61	9.69	9.78
Maximum Power Current (Imp/A)	8.91	8.99	9.07	9.16	9.24
Module Efficiency [%]	17.54	17.80	18.06	18.28	18.57
Power Tolerance (W)	-0~+5W				
Temperature Coefficient of Isc (dIsc)	+0.080%/°C				
Temperature Coefficient of Voc (dVoc)	-0.300%/°C				
Temperature Coefficient of Pmax (dPmp)	-0.380%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5				

I-V CURVE



TYPE	NOCT				
	JAM6(K) -72-340/IPR	JAM6(K) -72-345/IPR	JAM6(K) -72-350/IPR	JAM6(K) -72-355/IPR	JAM6(K) -72-360/IPR
Max Power (Pmax) [W]	248.57	252.23	255.89	259.55	263.20
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	43.18	43.39	43.61	43.84	44.08
Max Power Voltage (Vmp) [V]	35.06	35.33	35.59	35.81	36.03
Short Circuit Current (Isc) [A]	7.68	7.74	7.81	7.88	7.95
Max Power Current (Imp) [A]	7.09	7.14	7.19	7.25	7.31
Condition	Under Normal Operating Cell Temperature, Irradiance of 800 W/m ² , spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s				

Anexo 50: Datasheet del inversor de estudio.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS PRIMO

/ El inversor comunicativo para la optimización de la gestión de energía









/ Tecnología SnapInverter / Comunicación de datos integrada / Diseño SuperFlex / Seguimiento inteligente GMPP / Smart Grid Ready / Inyección cero

/ Dentro de la gama SnapInverter y con un rango de potencia entre 3,0 y 8,2 kW, el inversor monofásico Fronius Primo es el equipo perfecto para cubrir las necesidades de cualquier hogar. Gracias a su doble MPPT y su innovador diseño SuperFlex, es capaz de sacar el máximo rendimiento de las instalaciones en tejado. Con el sistema de montaje SnapInverter, la instalación y mantenimiento son más fáciles que nunca. El inversor Fronius Primo puede completarse de manera opcional con un Fronius Smart Meter, que es un equipo que envía la información más completa al sistema de monitorización, consiguiendo además que el inversor no inyecte energía a la red eléctrica.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

DATOS DE ENTRADA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Máxima corriente de entrada ($I_{G, \text{máx.}} / I_{G, \text{máx.}}\}$)			12 A / 12 A		
Máxima corriente de cortocircuito por serie EV (MPP/MPP ₂)			18 A / 18 A		
Mínima tensión de entrada ($U_{G, \text{mín.}}$)			80 V		
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{G, \text{arranque}}$)			80 V		
Tensión de entrada nominal ($U_{G, \text{c}}$)			710 V		
Máxima tensión de entrada ($U_{G, \text{máx.}}$)			1.000 V		
Rango de tensión MPP ($U_{MPP, \text{mín.}} - U_{MPP, \text{máx.}}$)		200 - 800 V		210 - 800 V	240 - 800 V
Número de seguidores MPP			2		
Número de entradas CC			2 + 2		
Máxima salida del generador EV ($P_{G, \text{máx.}}$)	4,5 kW _{gen}	5,3 kW _{gen}	5,5 kW _{gen}	6,0 kW _{gen}	6,9 kW _{gen}

DATOS DE SALIDA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Potencia nominal CA ($P_{ac, \text{c}}$)	3.000 W	3.500 W	3.680 W	4.000 W	4.600 W
Máxima potencia de salida	3.000 VA	3.500 VA	3.680 VA	4.000 VA	4.600 VA
Corriente de salida CA ($I_{ac, \text{máx.}}$)	13,0 A	15,2 A	16,0 A	17,4 A	20,0 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)			1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)		
Frecuencia (rango de frecuencia)			50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Coefficiente de distorsión no lineal			< 5 %		
Factor de potencia ($\cos \phi_{ac, \text{c}}$)			0,85 - 1 ind. / cap.		

Anexo 51: Datasheet del conductor de estudio.



FEATURES

- ⚡ Electrical performance**
 Low voltage 1,5/1,5 1kV (1,8) kV DC.
 1,0/1,0 kV (U₀/U_i).
- 📄 Based on**
 EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502.
- 🔄 Standards and approvals**
 TÜV / RETIE / RoHS / CE.
- 🌐 CPR (Construction Products Regulation)**
 C_{ca}-s1b, d2, a1.
- 🌡 Thermal performance**
 Maximum service temperature: 120°C.
 Maximum short-circuit temperature: 250°C (max. 5 s).
 Minimum service temperature: -40°C (fixed and protected installations).
- 🔥 Fire performance**
 Flame non-propagation based on EN 60332-1 and IEC 60332-1-2.
 Fire non-propagation based on EN 50399.
 Reaction to fire CPR: C_{ca}-s1b, d2, a1, according to EN 50575.
 LSHF (Low Smoke Zero Halogen) based on UNE-EN 60754-1 and IEC 60754-1.
 Low smoke emission based on EN 61034 and IEC 61034: Light transmittance > 60%.
 Low corrosive gases emission based on UNE-EN 60754-2 and IEC 60754-2.
- 📏 Mechanical performance**
 Minimum bending radius: x5 cable diameter.
 Impact resistance: AG2 Medium severity.
- 🧴 Chemical performance**
 Chemical & Oil resistance: Excellent.
 Grease & mineral oils resistance: Excellent.
UV UV Resistant based on EN 50618.
O₃ Ozone resistant based on EN 50618.
- 💧 Water performance**
 Water presence: AD8 submerged.
- ⊕ Other**
 Meter by meter marking.
 Estimated lifetime 25 years based on EN 50618.
 Optional: rodent proof and termite proof.
- 🌞 Installation conditions**
 Open Air.
 Buried.
 On conduit.
- 📦 Packaging**
 Available in rolls (lengths of 100 m) and reels.

SOLAR CABLES

TOPSOLAR® PV
HIZ222-K



TOPSOLAR® PV
HIZ222-K DUAL



TOPSOLAR® PV
AL 1500 V



TOPSOLAR® PV
AL 2kV PV WIRE



Anexo 52: Datasheet de los conectores MC4.



Hoja técnica

Fotovoltaico PV-STICK VPE200

Weidmüller Interface GmbH & Co. KG
Klingenbergstraße 16
D-32758 Detmold
Germany
Fon: +49 5231 14-0
Fax: +49 5231 14-292083
www.weidmueller.com

Datos técnicos

Dimensiones y pesos

Peso neto 15,312 g

Temperaturas

Gama de temperatura, montaje, min. 10 °C
Temperatura permanente de trabajo, max. 85 °C
Temperatura permanente de trabajo, min. -40 °C
Gama de temperatura, montaje, max. 40 °C

Datos técnicos

Corriente nominal	30 A	Diámetro del cable exterior, máx.	7,5 mm
Diámetro del cable exterior, mín.	5,5 mm	Grado de polución	3 (2 en el área sellada)
Homologaciones	TÜV Rheinland (IEC 62852)	Sección de conexión del conductor, máx.	6 mm ²
Sección de conexión del conductor, mín.	4 mm ²	Tensión nominal	1500 V DC (IEC)
Tipo de cable	2 Pfg 1169/08.07, EN 50618:2014	Tipo de protección	IP65, cerrado, IP2x abierto

Clasificaciones

ETIM 6.0	EC002928	eClass 6.2	22-57-02-90
eClass 9.0	22-57-92-03	eClass 9.1	27-44-01-07

Homologaciones en línea

Homologaciones



ROHS Conformidad

Descargas

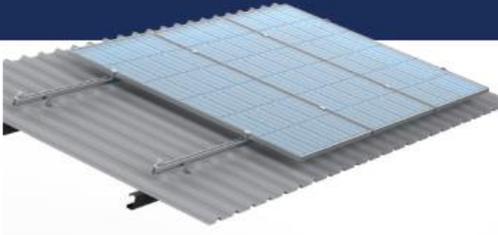
Datos de ingeniería [STEP](#)
Documentación del usuario [Instruction Sheet](#)

Anexo 53: Datasheet de la estructura coplanar.

Ficha técnica:
L feet

Presiona Esc para salir de pantalla completa





Especificaciones

Materiales: aluminio anodizado 6005 T5
Acero inoxidable 304

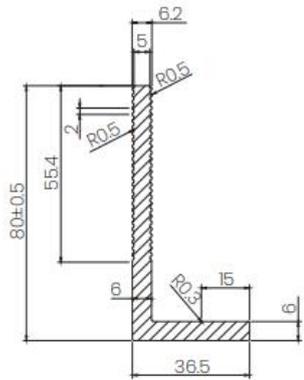
Velocidad del viento: hasta 45 m/s

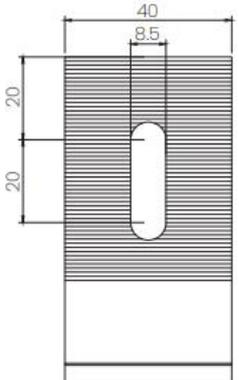
Carga de nieve: hasta 50 cm

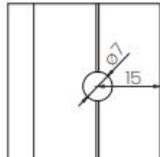
Accesorios

Cantidad/ paneles	 L feet	 Rail	 Empalme de rail	 Abrazadera intermedia	 Abrazadera final
1 panel	4	2	-	-	4
2 paneles	6	4	2	2	4
3 paneles	8	6	4	4	4
4 paneles	8	8	6	6	4
5 paneles	10	10	8	8	4
6 paneles	12	12	10	10	4

Medidas









Anexo 54: Datasheet del contador inteligente de estudio.

FRONIUS SMART METER TS

Contador bidireccional para la gestión inteligente de energía



Fronius Smart Meter TS es un contador bidireccional que optimiza el autoconsumo, controla los diferentes flujos de energía y registra la curva de consumo. Gracias a la medición de alta precisión y la rápida comunicación a través del interface Modbus RTU, la limitación de potencia, cuando hay límites configurados, es más rápida y precisa que con el controlador S0.

Junto con Fronius Solar.web, ofrece una visión detallada del consumo de energía. En combinación con las soluciones de almacenamiento Fronius, este dispositivo garantiza una coordinación perfecta de diferentes flujos de energía, optimizando así la energía total. El Smart Meter TS es perfecto para su uso junto con los inversores GEN24 Plus y Tauro, así como con otros inversores que contengan un Fronius Datamanager 2.0.

FRONIUS SMART METER TS

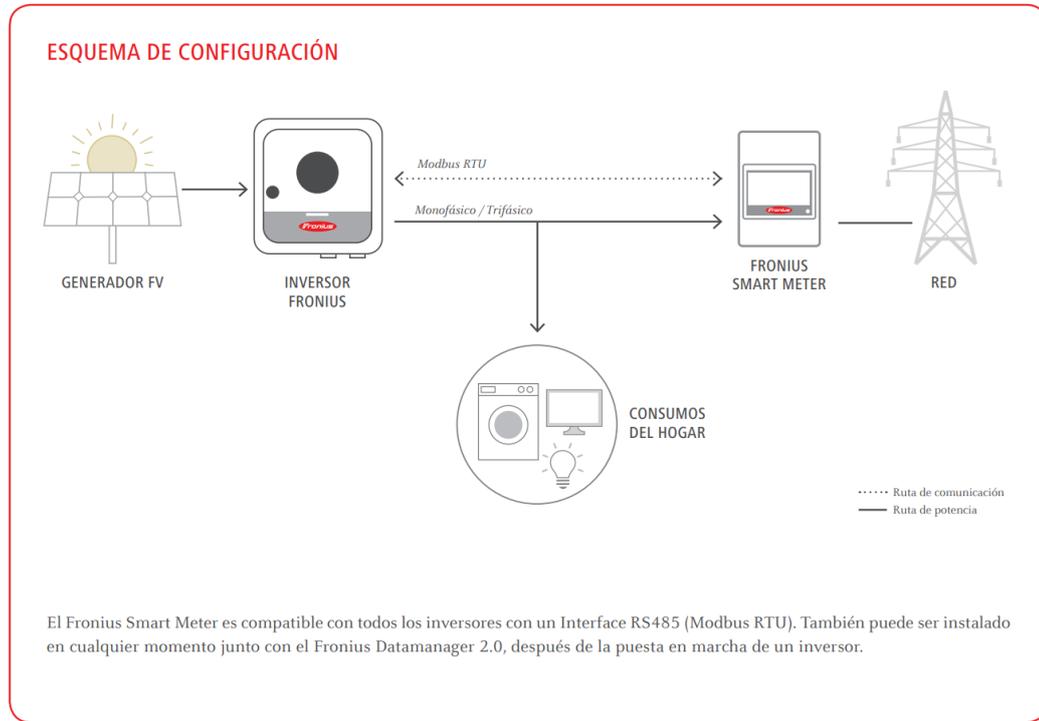
DATOS TÉCNICOS	FRONIUS SMART METER TS 100A -1	FRONIUS SMART METER TS 65A -3	FRONIUS SMART METER TS 5KA -3
Tensión nominal	230 V	208 - 400 V	220 - 480 V
Tolerancia	-30% - +20%	-20% - +20%	-20% - +15%
Frecuencia nominal		50 a 60 Hz	
Rango de frecuencia de red		45 a 65 Hz	
Máxima corriente	1 x 100 A	3 x 65 A	3 x 5000 A
Sección de cable de alimentación	1 - 25 mm ²	1 - 16 mm ²	1 - 4 mm ²
Sección de cable neutro	1 - 25 mm ²	0,05 - 1,5 mm ²	1 - 4 mm ²
Sección de cable de comunicación		0,05 - 1,5 mm ²	
Consumo de energía		<=1W	
Intensidad de inicio	40 mA	20 mA	10 mA
Clase de protección		1	
Precisión de energía activa		Clase 1 (EN62053-21) / Clase B (EN50470-3)	
Precisión de energía reactiva		Clase 2 (EN 62053-23)	
Sobrecorriente de corta duración	3000A/10ms	1950A/10ms	25A/500ms
Montaje		Interior (Carril DIN)	
Carcasa	2 módulos DIN 43880	3 módulos DIN 43880	3 módulos DIN 43880
Tipo de protección		IP 51 (marco frontal), IP 20 (terminales)	
Rango de temperatura de operación		-25 a +65°C	
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	91,5 x 35,8 x 63,0 mm	91,5 x 53,8 x 63,0 mm	91,5 x 53,8 x 63,0 mm
Interface para el inversor		Modbus RTU (RS485)	
Display		3 x 8 dígito / Pantalla táctil	

VENTAJAS

- / Limitación de potencia rápida y precisa
- / Junto con Fronius Solar.web ofrece una visión detallada del consumo de energía
- / Gestión de energía con solución de almacenamiento Fronius
- / Identificación de oportunidades para optimizar el sistema FV
- / Monitorización y análisis de cargas



Anexo 55: Configuración el contador inteligente.



Anexo 56: Flujo del dinero del sistema.

Nominal																							
Fronius USA Fronius Primo 3.0-1 208-240 (240V)																							
Capital	-US\$1.338	US\$0																					
Operating	US\$0	-US\$111																					
Salvage	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
Fuel	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
Replacement	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
Fronius USA Fronius	-US\$1.338	-US\$111																					
Grid																							
Capital	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
Operating	US\$0	-US\$285																					
Salvage	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
Fuel	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
Replacement	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
Grid Total	US\$0	-US\$285																					
JA Solar Holding345JAM6(k)-72-345/PR																							
Capital	-US\$3.683	US\$0																					
Operating	US\$0	-US\$37																					
Salvage	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
Fuel	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
Replacement	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
JA Solar Holding345	-US\$3.683	-US\$37																					
Nominal Total	-US\$5.021	-US\$332																					
Discounted																							
Fronius USA Fronius Primo 3.0-1 208-240 (240V)																							
Capital	-US\$1.338	US\$0																					
Operating	US\$0	-US\$110	-US\$110	-US\$99	-US\$89	-US\$88	-US\$87	-US\$87	-US\$86	-US\$86	-US\$85	-US\$85	-US\$85	-US\$84	-US\$84	-US\$84	-US\$84	-US\$83	-US\$83	-US\$83	-US\$83	-US\$83	-US\$83
Salvage	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
Fuel	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
Replacement	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
Fronius USA Fronius	-US\$1.338	-US\$110	-US\$110	-US\$99	-US\$89	-US\$88	-US\$87	-US\$87	-US\$86	-US\$86	-US\$85	-US\$85	-US\$85	-US\$84	-US\$84	-US\$84	-US\$84	-US\$83	-US\$83	-US\$83	-US\$83	-US\$83	-US\$83
Grid																							
Capital	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
Operating	US\$0	-US\$269	-US\$254	-US\$240	-US\$226	-US\$214	-US\$202	-US\$191	-US\$180	-US\$170	-US\$161	-US\$152	-US\$143	-US\$135	-US\$128	-US\$121	-US\$114	-US\$108	-US\$102	-US\$96	-US\$91	-US\$86	-US\$81
Salvage	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
Fuel	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
Replacement	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
Grid Total	US\$0	-US\$269	-US\$254	-US\$240	-US\$226	-US\$214	-US\$202	-US\$191	-US\$180	-US\$170	-US\$161	-US\$152	-US\$143	-US\$135	-US\$128	-US\$121	-US\$114	-US\$108	-US\$102	-US\$96	-US\$91	-US\$86	-US\$81
JA Solar Holding345JAM6(k)-72-345/PR																							
Capital	-US\$3.683	US\$0																					
Operating	US\$0	-US\$35	-US\$33	-US\$31	-US\$29	-US\$28	-US\$26	-US\$25	-US\$23	-US\$22	-US\$21	-US\$20	-US\$19	-US\$17	-US\$17	-US\$16	-US\$15	-US\$14	-US\$13	-US\$12	-US\$11	-US\$10	-US\$9
Salvage	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
Fuel	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
Replacement	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0	US\$0
JA Solar Holding345	-US\$3.683	-US\$35	-US\$33	-US\$31	-US\$29	-US\$28	-US\$26	-US\$25	-US\$23	-US\$22	-US\$21	-US\$20	-US\$19	-US\$17	-US\$17	-US\$16	-US\$15	-US\$14	-US\$13	-US\$12	-US\$11	-US\$10	-US\$9
Discounted Total	-US\$5.021	-US\$314	-US\$296	-US\$280	-US\$264	-US\$249	-US\$236	-US\$223	-US\$210	-US\$199	-US\$187	-US\$177	-US\$167	-US\$158	-US\$149	-US\$140	-US\$133	-US\$126	-US\$119	-US\$112	-US\$106	-US\$100	

Anexo 57: Código de la máxima transferencia de potencia en Matlab.

```
%% Maximum Power Transfer from a Photovoltaic
solar,using a MPPT algorithm

% Panel parameters
Vp =
[0,30,40,41.76,43.4,43.9,44.35,44.85,45.28,46.3,47.05];
Ip = [9.54,9.35,8.4,7,5.2,4.6,4,3.3,2.7,1.2,0];
RL = Vp./Ip;
plot(Vp,Ip, '-','MarkerSize',20,'LineWidth',1.5)
title('PANEL VOLTAGE VS PANEL CURRENT');
xlabel('VOLTAGE[V]');
ylabel('CURRENT[A]');
grid on;
fig = gcf;
fig.Color = [1 1 1];
ax = gca;
ax.FontWeight = 'bold';
ax.GridAlpha = 0.5;

%% Lineal Model Adjusted
% Vp= f(n,VT,N,Is,Io)
% Vpm(k) = b*ln((Is-Ip(k))/Io)-Ip(k)*Rs
Voc=47.05;
Isc=Ip(1);
Io=3.5e-4;
alpha = 4.7; %alpha = nNVT
m = alpha;
x = log(Isc-Ip(2:end));
b = alpha*log(Io);
Vpm = m*x - b;
y = Vp(2:end);
plot(x,y, '-','x',Vpm, '-
r','MarkerSize',25,'LineWidth',2)
title('AJUSTE LINEAL DE DATOS Y MODELO');
xlabel('Ln[Is-Ip]');
ylabel('VOLTAJE[V]');
legend('PANEL','MODELO');
grid on;
fig = gcf;
fig.Color = [1 1 1];
ax = gca;
ax.FontWeight = 'bold';
ax.GridAlpha = 0.5;

%% Ip vs Vp and Ipm vs Vpm
Ipm = linspace(0,9.35,20);
```

```

Vpm = alpha*log(Isc-Ipm)-alpha*log(Io);
plot(Vp,Ip,'.-
r',Vpm,Ipm,'.','MarkerSize',20,'LineWidth',2)
title('PANEL DATA vs MODELO');
xlabel('VOLTAJE[V]');
ylabel('CORRIENTE[A]');
legend('PANEL','MODELO');
grid on;
fig = gcf;
fig.Color = [1 1 1];
ax = gca;
ax.FontWeight = 'bold';
ax.GridAlpha = 0.5;

%% Potencia
Pp = Vp.*Ip;
Pm = Vpm.*Ipm;
plot(Vp,Pp,'.-
r',Vpm,Pm,'.','MarkerSize',20,'LineWidth',2)
title('PANEL POTENCIA vs MODELO POTENCIA');
xlabel('VOLTAJE[V]');
ylabel('POTENCIA[W]');
legend('PANEL','MODEL');
grid on;
fig = gcf;
fig.Color = [1 1 1];
ax = gca;
ax.FontWeight = 'bold';
ax.GridAlpha = 0.5;

%% Potencia máxima vs ciclo de trabajo
clf;
duty = 0.7:0.05:0.95;
Pmax = [1.86,2.14,2.69,3.69,4.49,1.46];
dq = 0.7:0.01:0.95;
Ps = spline(duty,Pmax,dq);
plot(dq,Ps,'.-','LineWidth',2,'MarkerSize',20);
ylim([2 7]);
%grid on;
title('PANEL POWER vs CICLO DE TRABAJO');
xlabel('DUTY CYCLE[0-1]');
ylabel('POWER[W]');
grid minor;
fig = gcf;
fig.Color = [1 1 1];
ax = gca;
ax.FontWeight = 'bold';
ax.GridAlpha = 0.5;

```

Anexo 58: Código del algoritmo MPPT.

```
function duty = MPPT_algorithm(vpv, ipv, delta)
duty_init = 0.1;
duty_min=0;
duty_max=0.85;

persistent Vold Pold duty_old;
if isempty(Vold)
    Vold=0;
    Pold=0;
    duty_old=duty_init;
end
P= vpv*ipv; % power
dV= vpv - Vold; % difference between old and new
voltage
dP= P - Pold;% difference between old and new power

if dP~=0 && vpv>30
    if dP < 0
        if dV < 0
            duty = duty_old - delta;
        else
            duty = duty_old + delta;
        end
    else
        if dV < 0
            duty = duty_old + delta;
        else
            duty = duty_old - delta;
        end
    end
else
    duty = duty_old;
end

if duty >= duty_max
    duty=duty_max;
elseif duty<duty_min
    duty=duty_min;
end

duty_old=duty;
Vold=vpv;
Pold=P;
```