

UNIVERSIDAD DE COSTA RICA
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica

**Análisis del rendimiento y beneficios del sistema
fotovoltaico con almacenamiento de energía de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica**

por

Jean Pierre Segura Aparicio

Ciudad Universitaria Rodrigo Facio

Marzo de 2020

Análisis del rendimiento y beneficios del sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía de la Escuela de Ingeniería Eléctrica

por

Jean Pierre Segura Aparicio

Sometido a la Escuela de Ingeniería Eléctrica
de la Facultad de Ingeniería
de la Universidad de Costa Rica
como requisito parcial para optar por el grado de:
LICENCIADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Aprobado por el Tribunal:

HELBER JOSE
MENESES
NAVARRO (FIRMA)

Firmado digitalmente por
HELBER JOSE MENESES
NAVARRO (FIRMA)
Fecha: 2021.04.21 09:09:37
-06'00'

Ing. Helber Meneses Navarro

Representante del Director de Escuela de Ingeniería Eléctrica

VICTOR
ERNESTO VEGA
GARITA (FIRMA)

Firmado digitalmente por
VICTOR ERNESTO VEGA
GARITA (FIRMA)
Fecha: 2021.04.18 20:32:46
-06'00'

Dr. Ing. Victor Vega Garita

Director, Comité Asesor

ARAMIS
PEREZ
MORA
(FIRMA)

Firmado digitalmente por
ARAMIS PEREZ
MORA (FIRMA)
Fecha: 2021.04.21
18:37:18 -06'00'

Dr. Ing. Aramis Pérez Mora

Miembro, Comité Asesor

OSCAR
NUÑEZ
MATA
(FIRMA)

Firmado digitalmente por
OSCAR NUÑEZ
MATA (FIRMA)
Fecha: 2021.04.23
17:05:55 -06'00'

Dr. Ing. Oscar Núñez Mata

Miembro, Comité Asesor

OSVALDO FRANCISCO
FERNANDEZ
CASCANTE (FIRMA)

Firmado digitalmente por
OSVALDO FRANCISCO
FERNANDEZ CASCANTE (FIRMA)
Fecha: 2021.04.19 09:48:00 -06'00'

Ing. Osvaldo Fernández Cascante

Miembro del Tribunal

Agradecimientos

Agradezco a Dios por darme las fuerzas y sabiduría para lograr alcanzar mis estudios. A mi familia que siempre ha estado apoyándome incondicionalmente . Amigos y amigas por su apoyo durante mis años de estudio.

Dedicado a Dios y mi familia

Índice general

Índice general	ix
Índice de figuras	xi
Índice de cuadros	xiii
1 Introducción	1
1.1. Justificación	1
1.2. Planteamiento del problema	1
1.3. Objetivos del proyecto	2
1.3.1. Objetivo General	2
1.3.2. Objetivos específicos	2
1.3.3. Alcances	2
2 Descripción de los sistemas fotovoltaicos	3
2.0.1. Sistemas aislados	6
2.0.2. Sistemas Interconectados a la red eléctrica	7
2.0.3. Sistemas Híbridos	8
3 Configuración del Sistema Fotovoltaico de la Escuela de ingeniería eléctrica de la Universidad de Costa Rica	11
3.1. Descripción de cada parte del sistema fotovoltaico	11
3.1.1. Paneles fotovoltaicos	11
3.1.2. Optimizadores de potencia	12
3.1.3. Sistema almacenador de energía	13
3.1.4. Sistema de conversión de energía	14
3.1.5. Etapa de regulación de potencia para cargas AC	15
3.1.6. Medidor de energía inteligente	15
3.2. Etapas del Sistema Fotovoltaico de EIEUCR	18
3.2.1. Etapa de Generación	19
3.2.2. Etapa de Consumo	19
3.2.3. Etapa de Almacenamiento	19

3.3.	Funcionamiento del sistema fotovoltaico	20
3.3.1.	Modo inteligente de energía con respaldo disponible	20
3.3.2.	Modo de respaldo de energía	21
3.3.3.	Modo de inteligente de energía sin respaldo	22
4	Cuantificación de beneficios del Sistema fotovoltaico de la Escuela de Ingeniería eléctrica	25
4.1.	Información de plataforma Solar Edge	25
4.1.1.	Descripción de modo de operación	27
4.1.2.	Datos utilizados	28
4.2.	Simulación con software PVSol	31
4.3.	Simulación con software MATLAB	34
4.3.1.	Determinar la posición del Sol	34
4.3.2.	Posición paneles fotovoltaicos de EIEUCR	35
4.3.3.	Potencia del sistema fotovoltaico	37
4.3.4.	Balance de energía de generación	39
4.3.5.	Verificación del algoritmo	40
5	Conclusiones	41
	Bibliografía	43
	APÉNDICES	45
	Planos eléctricos del sistema fotovoltaico EIEUCR	45
	Código MATLAB	53
	Determinar trayectoria del sol	53
	Obtener irradiación de EIEUCR	56
	Implementación Duffie Beckam y potencia	60
	Obtener energía y gestión de energía	62

Índice de figuras

2.1.	Representación esquemática de la unión pn [16]	4
2.2.	Partes de fabricación de panel solar [18]	4
2.3.	Tipos de radiación solar [18]	5
2.4.	Diferencias entre módulos solares y sus distintas conexiones [6]	5
2.5.	Topología de sistema fotovoltaico aislado [4]	6
2.6.	Topología de sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica [4]	7
2.7.	Topología de sistema fotovoltaico híbrido [4]	8
3.1.	Vista área de módulos solares de la EIEUCR, Autoría propia	12
3.2.	Optimizador de Potencia de Solar Edge, [12]	13
3.3.	Configuración del Optimizador de Potencia Solar Edge, [12]	13
3.4.	Batería LG Chem RESU10H, Autoría propia	14
3.5.	Inversor DC/AC Solar Edge SE7600A-US22, Autoría propia	14
3.6.	Autotransformador Solar Edge SEAUTOTX-5000, Autoría propia	15
3.7.	Medidor Solar Edge SE-WNC-3D-240-MB, [12]	16
3.8.	Medidores de corriente tipo dona en centro de carga principal, Autoría propia	17
3.9.	Medidores de tensión en centro de carga principal, Autoría proia	18
3.10.	Configuración de sistema inteligente con respaldo [10]	20
3.11.	Configuración de sistema inteligente con respaldo [10]	21
3.12.	Configuración de sistema inteligente únicamente [10]	22
4.1.	Flujo de energía del Sistema Fotovoltaico, extraído de la plataforma de Solar Edge	26
4.2.	Potencia individual de cada panel solar, extraído de la plataforma de Solar Edge	27
4.3.	Balance de potencia entre generación FV y carga del 24 del marzo de 2020	29
4.4.	Comportamiento del sistema FV con almacenamiento para el 24 de marzo del 2020.	29
4.5.	Ubicación del sistema fotovoltaico, en el software PVSOL, autoría propia	32
4.6.	Características de la red de distribución en el entorno de simulación, en el software PVSOL, autoría propia	32
4.7.	Esquemático del sistema de generación, realizado con el software PVSOL	33
4.8.	Flujo de energía del sistema generación, realizado con el software PVSOL	34
4.9.	Posición del sol para el día 1 de octubre del 2019. Autoría propia	35
4.10.	Energía incidente sobre el plano para diferentes altitudes y azimuts, autoría propia	36

- 4.11. Potencia de generación del sistema fotovoltaico de EIEUCR obtenido con MATLAB 38
- 4.12. Estado de carga de la batería del 12 de enero del 2020 sistema fotovoltaico de EIEUCR, 40

Índice de cuadros

3.1. Elementos del sistema fotovoltaico	18
3.2. Resumen de características eléctricas del sistema fotovoltaico	19
4.1. Balance de energía medida por el sistema de Solar Edge	30
4.2. Balance económico	30
4.3. Estimación de pago del proyecto	31
4.4. Resumen de características eléctricas del PV	37
4.5. Balance de energía y comparativa entre las plataformas utilizadas	39

NOMENCLATURE

I Corriente eléctrica

R Resistencia eléctrica

T_0 Temperatura ambiente

V Tensión eléctrica

AC corriente alterna

DC corriente directa

EIEUCR Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica

FV fotovoltaico

MC4 Conectores eléctricos para terminal positivo y negativo de uso común para la conexión de los paneles solares.

MPPT Maximum Power Point Tracker

Prefacio

Conforme han pasado los años, el consumo eléctrico ha ido en aumento y las compañías para tener una rentabilidad hacen cobro del mismo para percibir ingresos y mantener sus operaciones. Al existir tantos elementos que requieren el uso de la electricidad, se han ideado sistemas como los fotovoltaicos para disminuir el consumo dado por la empresa de distribución eléctrica. Estos sistemas se han vuelto más comunes desde el ambiente residencial hasta empresas que buscan salir de la tarifa de alta demanda, todos con el objetivo de tener una disminución y tener ahorro en sus tarifas eléctricas como su contribución al planeta [11]. Es así como nuevas alternativas de generación están disponibles en el mercado. Cada año se generan miles de partículas de contaminantes para producir electricidad y está es una solución más amigable con el ambiente, al utilizar la energía proveniente del sol y transformarla en electricidad por medio de paneles solares.

El ambiente merece y necesita soluciones más amigables donde se disminuya lo los impactos negativos al medio ambiente. Modos de producción de energía más amigables y con mejor rendimiento son necesarios para brindar una solución efectiva al planeta [2]. Los paneles solares brindan energía por un largo tiempo limitando las contaminaciones al producir energía.

El mundo necesita diversas alternativas para obtener energía para el consumo, es necesario optar por una forma más verde y de la mano con el ambiente al ser nuestro único lugar para vivir. De igual forma, es necesario por siempre buscar medidas para hacer procesos industriales más rentables y buscar ahorro a este sector como el más pequeño, que es el residencial.

El trabajo de investigación corresponde a la cuantificación de los beneficios del sistema fotovoltaico con batería de la escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica. Es necesario entender cada uno de los elementos utilizados sus diversos modos de operación, configuración eléctrica y cada uno de los beneficios energéticos y ambientales del mismo. Además de una herramienta de simulación que permita el estudio de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Justificación

La instalación de sistemas fotovoltaicos ha ido en aumento y en especial en zonas con alta exposición solar donde se aprovecha mejor [19]. En el país existen una serie de empresas que dedican sus operaciones, únicamente al apartado solar debido al interés del sector hotelero, industrial y residencial.

Dada la importancia y la tendencia del mercado, la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica no es la excepción, se ha instalado y puesto en marcha un sistema fotovoltaico con batería para alimentar cargas del edificio.

El modo de funcionamiento es esencial entenderlo para hacer una correcta gestión y administración del recurso según las condiciones propias de cada entorno del sistema. Por ello la importancia de un documento donde se indique todas las condiciones de operación, elementos del sistema es fundamental. El entendimiento de cada parte y saber que se tiene en el sistema es importante para así saber que se puede obtener del mismo.

En el proceso de adquisición de un sistema fotovoltaico pasa por una parte indispensable, el diseño. En este apartado, se toman en cuenta condiciones ambientales propias del lugar a instalar el sistema como exposición solar por el clima [9]. Además de las condiciones de instalación como la ubicación e inclinación de los paneles solares y demás equipo, distancia de cables y características eléctricas que se toman propiamente a los requerimientos del proyecto [20]. Para todo ello se utilizan herramientas de software muy costosas para simular las condiciones y las expectativas de energía producida. Tener un software de simulación gratuita que permita el estudio de sistemas fotovoltaicos, donde se permita configurar a gusto e ir retroalimentado su funcionamiento para que este al alcance de todos permitiría más estudios y opciones para personas involucradas en este tema.

1.2. Planteamiento del problema

En la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica se ha instalado un sistema fotovoltaico con batería. Este sistema se ha puesto en marcha desde el mes de octubre de año del 2019. Se necesita cuantificar los beneficios que obtiene la escuela de este sistema. Es necesario

entender todos los equipos que lo conforman para saber la función que desempeña cada uno de ellos en el sistema completo. Además de usar los diversos modos de operación para sacar su máximo provecho donde exista una documentación que refleje todo estos principios y cualquier persona pueda usar para hacer cambios o nuevas configuraciones del sistema.

Los sistemas fotovoltaicos son objeto de estudio para la Escuela de Ingeniería Eléctrica, es así que se requiere una herramienta libre donde se estudien sistema como el instalado, para profundizar en los conocimientos. Además de ser costoso las herramientas de simulación profesionales disponibles en el mercado, está herramienta gratuita deseada da más posibilidades al estar al alcance de todos.

1.3. Objetivos del proyecto

1.3.1. Objetivo General

Desarrollar una herramienta de simulación para sistemas fotovoltaicos con almacenamiento que permita cuantificar los beneficios del sistema de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica y hacer un análisis del desempeño del mismo.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Generar una herramienta de simulación con Matlab, que permita el estudio de sistemas de energía solar con almacenamiento.
2. Analizar cada uno de los modos de funcionamiento disponibles para el sistema fotovoltaico.
3. Documentar cada uno de los elementos que componen el sistema fotovoltaico de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica.
4. Identificar cada uno de los beneficios generados por el sistema fotovoltaico hacia la Escuela de Ingeniería Eléctrica.
5. Validar el sistema fotovoltaico con PVSOL y se valida con los datos reales del sistema en operación normal.

1.3.3. Alcances

El trabajo de investigación corresponde a la cuantificación de los beneficios del sistema fotovoltaico con batería de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica. Es necesario entender cada uno de los elementos utilizados sus diversos modos de operación, configuración eléctrica y cada uno de los beneficios energéticos y ambientales del mismo. Además de una herramienta de simulación que permita el estudio de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

La energía eléctrica se caracteriza en la actualidad por su diversos usos. Puede ser generada en cantidades enormes en forma concentrada y poder transmitirla largas distancias de forma económica [1]. Dado esto, se ha hecho indispensable para las actividades cotidianas de los humanos. Su producción parte la conversión de las fuentes de energía primaria. Una fuente de energía primaria corresponde a la ofertada directamente por la naturaleza [13]. Por ende su correcta manipulación en la sección de generación es esencial para asegurar una entrega efectiva a los usuarios.

La generación como ya se mencionó puede darse con distintas fuentes, los recursos naturales son usados para obtener la energía mediante procesos de conversión. Una alternativa que ha tenido un importante aumento en los últimos años es la energía proveniente del sol, el aprovechamiento con sistemas fotovoltaicos [11]. La energía de tipo fotovoltaica consiste en la conversión directa de la radiación proveniente del sol en energía eléctrica gracias a los paneles solares [20]. Los paneles solares corresponde a módulos que pueden convertir la radiación de la luz solar en energía eléctrica. Estos elementos absorben la luz en su material de construcción para transmitir la energía a los fotones y generar la corriente eléctrica [17]. En su interior la radiación es atrapada por un semiconductor para introducirla a un circuito eléctrico. Al existir la unión del semiconductor, un campo eléctrico se genera alineando las cargas positivas a un extremo y las negativas al otro [16]. En la figura 2.1, se muestra como las cargas se alinean producto de este campo eléctrico creado por el dopado presente en el semiconductor. Un dopado consiste introducir a un semiconductor puro partículas distintas a el, para aumentar sus conductividad eléctrica [17]. La celda fotoeléctrica usada es de silicio, compuesta de al menos una parte dopada con fósforo, llamada tipo "N", unida a una parte dopada con boro, llamada tipo "p". Como comenta Lauboret, una célula solar suele ser una oblea de silicio dopado 'p' en un lado y 'n', a los que se agregan contactos eléctricos para recolectar la corriente generada. Esta unión tiene las características eléctricas de un diodo de silicio clásico y, cuando se expone a la luz, provoca la aparición de una fotocorriente independiente de la tensión eléctrica y proporcional al flujo luminoso y a la superficie de la celda. En la construcción de las celdas solares se tienen en general dos modalidades:

- Monocristalinos: consta de un solo cristal y tiene una apariencia uniforme de color gris azulado o negro.
- Policristalinos: se compone de varias uniones de cristales y tiene la apariencia de un com-



Figura 2.1: Representación esquemática de la unión pn [16]

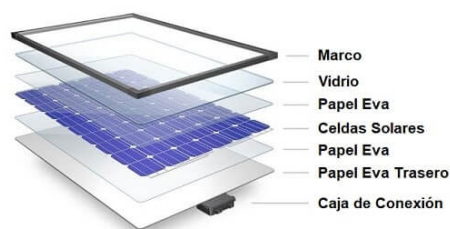


Figura 2.2: Partes de fabricación de panel solar [18]

pacto "mosaico" de fragmentos metálicos azulados.

Una celda por si sola no va a generar la corriente necesaria, se necesita un conjunto de ellas para generar una tensión eléctrica apropiada. Las celdas son objetos frágiles y sensibles a la corrosión, que necesitan estar protegidas mecánicamente y de excesos climáticos como la humedad, temperatura y entre otros [9]. Se componen de una serie de celdas dispuestas en una fila, conectadas entre sí en serie, y ensambladas en un marco resistente para intemperie. En la figura 2.2, se muestra como son las diferentes capas de protección para dar seguridad a la funcionalidad de los paneles solares. Este modo de protección es el más usado dentro de los fabricantes. Un fabricante como Canadian solar y Ginko dan seguridad de su funcionamiento de hasta 25 años [8]. Para la formación de un panel solar, se debe colar distintas celdas solares en serie para encontrar una tensión eléctrica adecuada y en paralelo para aumentar la corriente a una utilizable. Todo esto se hace en un encapsulado como el de la figura 2.2.

Existen distintas radiaciones que se pueden aprovechar. En la figura 2.3 se muestran estos tipos de radiación [17]:

- Radiación directa: corresponde a la radiación medida perpendicularmente sobre la super-



Figura 2.3: Tipos de radiación solar [18]

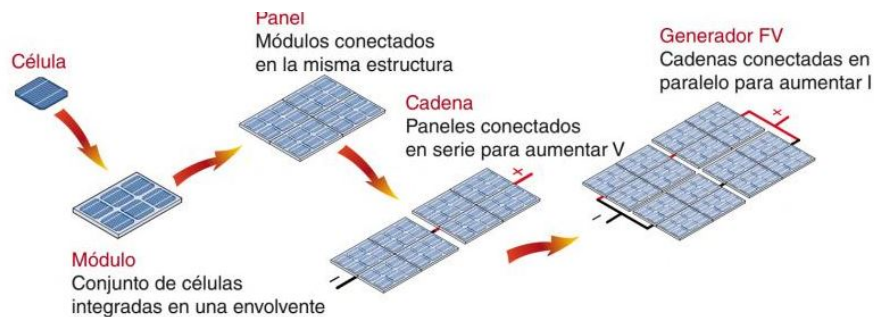


Figura 2.4: Diferencias entre módulos solares y sus distintas conexiones [6]

ficie.

- Radiación difusa: corresponde a la radiación atenuada por algún objeto en su trayectoria
- Radiación reflejada: corresponde a la radiación producto de una reflexión anterior.

Los sistemas fotovoltaicos pueden adaptarse a la necesidad de cada consumo, es así que puede ser de baja potencia pero también de alta capacidad. Es así que los módulos solares se forman de celdas solares conectadas entre sí. Un panel solar consta de varios módulos solares que están conectados eléctricamente y montados en un soporte estructural. Estos a la vez se conectan entre sí en serie y paralelo para tener una matriz óptima [3]. El proceso de formación se muestra en la figura 2.4 Los paneles solares producen corriente directa para poder aprovecharla en el consumo de elementos eléctricos de la vida cotidiana requiere la interacción de más elementos que se comentan más adelante.

Dentro de los sistemas FV existen 3 ramas globales que se pueden optar. La sistema de generación aislado, el interconectado a la red o conocido como generación distribuida y sistemas híbridos de generación, uno que se se ha hecho más frecuente en los últimos años para aprovechar al máximo las distintas fuentes renovables de un mismo sitio.

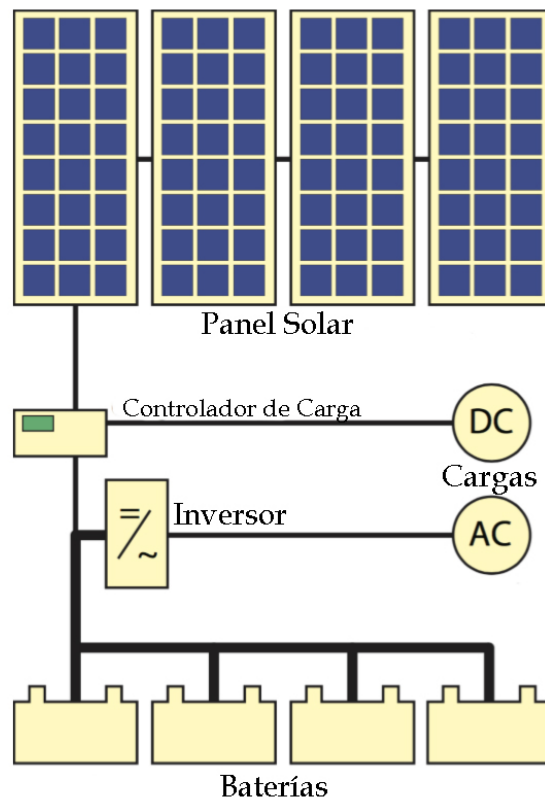


Figura 2.5: Topología de sistema fotovoltaico aislado [4]

2.0.1. Sistemas aislados

Los sistemas de aislados también conocidos como off grid son sistemas que depende únicamente de la energía producida por el propio sistema, en este caso la energía solar. Estos sistemas pueden consistir en módulos FV la carga solamente e incluyen baterías para el almacenamiento de energía. Cuando se usan baterías, se incluyen controladores de carga, que desconectan las baterías de los módulos fotovoltaicos cuando están completamente cargadas y pueden desconectar la carga para evitar que las baterías se descarguen por debajo de cierto límite para prologar su vida útil. Las baterías debe tener suficiente capacidad para almacenar energía durante el día para ser utilizada en noche y durante periodos de mal clima y garantizar el suministro eléctrico a las cargas conectadas [4].

La topología de la figura 2.5 se muestra como es común este sistema. Los paneles solares captan la energía solar para obtener corriente continua. Los controladores de carga administran la entrega de la corriente directa a las baterías o según el consumo presente en las cargas. El inversor es el encargado de convertir la corriente continua en alterna para alimentar las cargas. Las baterías como almacenadores de energía guardan la energía para la noche o condiciones

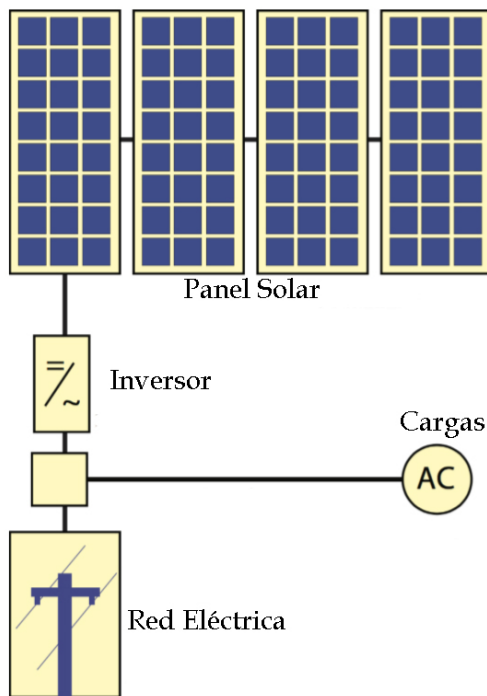


Figura 2.6: Topología de sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica [4]

críticas como un día lluvioso o nublado [3]. Según Velasco, un buen diseño permite autonomía de hasta 3 días en malas condiciones meteorológicas.

2.0.2. Sistemas Interconectados a la red eléctrica

Los sistemas FV conectados a la red se han vuelto cada vez más populares y consisten en elementos que están conectados a la red a través de inversores, que convierten la corriente continua en corriente alterna. En sistemas pequeños como los instalados en casas residenciales, el inversor está conectado directamente al panel solar, estos se llaman microinversores. La energía se transfiere a la red eléctrica o a los elementos que consumen corriente alterna de la casa. En principio, estos sistemas no requieren baterías, ya que están conectados a la red, que actúa como un amortiguador al que se transporta el excedente de electricidad FV. La red eléctrica también suministra electricidad a la casa en tiempos de generación insuficiente de energía fotovoltaica. Sin embargo, cada vez más sistemas conectados a la red también contienen baterías para almacenar el excedente de electricidad fotovoltaica o un respaldo ante una falla por la compañía de distribución eléctrica.

Los sistemas interconectados a la red eléctrica son más simples y constan de menos elementos. Cuentan con la red eléctrica para amortiguar los picos de potencia de acuerdo al consumo. De igual forma cuenta con paneles solares pero estos van directamente al inversor que se conecta a

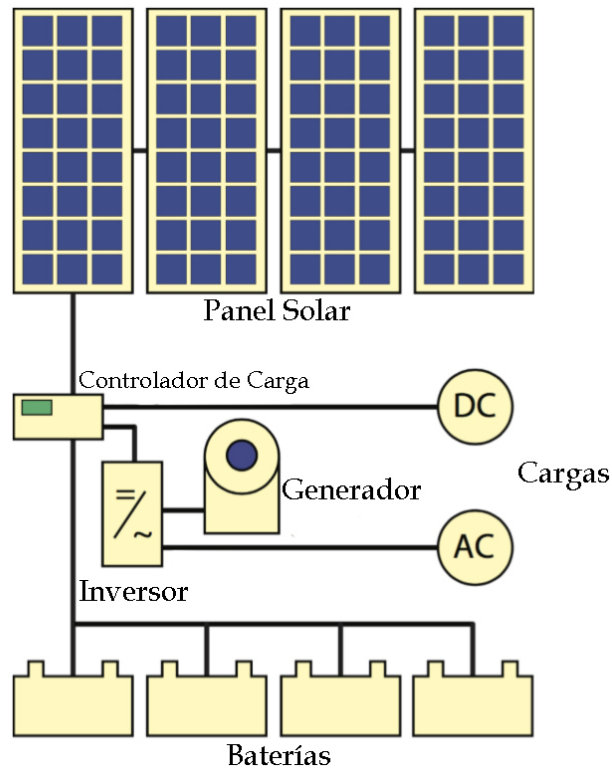


Figura 2.7: Topología de sistema fotovoltaico híbrido [4]

la red eléctrica. Una topología de este tipo de sistema se muestra en la figura 2.7. Su excedente se entrega a la red de distribución y cuando no hay suficiente generación se toma de la red eléctrica el faltante.

2.0.3. Sistemas Híbridos

Los sistemas híbridos combinan módulos FV con un método complementario de generación de electricidad. Un generador diésel, de gas o eólico. Los sistemas híbridos generalmente requieren controles más sofisticados que los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Por ejemplo, en el caso de un sistema FV con planta diésel, este último debe arrancarse cuando la batería alcanza un nivel de descarga determinado y detenerse cuando la batería alcanza un estado de carga adecuado. El generador de respaldo se puede usar para recargar las baterías o para suministrar a la carga cuando no es suficiente la generación por condiciones climáticas, mal diseño del sistema, mantenimiento preventivo o falla del sistema.

Los sistemas híbridos cada vez son más comunes, incluir una planta ya sea gas o de diésel se ha vuelto más confiable en caso de alguna emergencia cuando la operación del sistema es indispensable. De igual forma se pueden incluir otras fuentes como la hídrica o eólica para en

conjunto obtener la energía necesaria.

Para la conformación de un sistema FV [4], es necesario los siguientes elementos:

- Estructura de montaje: es necesaria para el montaje y para fijar los módulos solares y dirigirlos hacia el sol.
- Paneles solares: encargados de captar la radiación solar.
- Inversor: se utilizan en sistemas conectados a la red para convertir la electricidad de corriente continua que se origina desde los módulos FV a la electricidad de corriente alterna que se puede alimentar a la red eléctrica. Muchos inversores tienen un convertidor DC-DC incluido para convertir el voltaje variable del arreglo fotovoltaico a un voltaje constante que es la entrada para el convertidor DC-AC real. Además, los sistemas aislados pueden tener un inversor conectado a las baterías. El diseño de un inversor de este tipo difiere considerablemente del de un sistema conectado a la red.
- Controladores de carga: se usan en sistemas independientes para controlar la carga y la descarga de la batería. Evitan que las baterías se sobrecarguen y se descarguen en su totalidad durante la noche. Los controladores también contienen convertidores DC-DC junto con un MPPT para hacer que el voltaje y la corriente FV sean independientes de la batería.
- Conductores o cables: se utilizan para conectar los diferentes componentes del sistema fotovoltaico entre sí. Es importante elegir cables del calibre suficiente para minimizar las pérdidas resistivas.
- Almacenamiento de energía: es una parte vital de los sistemas independientes porque asegura que el sistema puede suministrar electricidad durante la noche y en períodos de mal tiempo. Generalmente, las baterías se utilizan como unidades de almacenamiento de energía.

CAPÍTULO 3

CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DE LA UNIVERSIDAD DE COSTA RICA

La generación fotovoltaica experimenta un crecimiento importante a nivel global y Costa Rica no ha sido la excepción. Cada vez más usuarios de la electricidad incursionan en el uso de una fuente renovable para minimizar su consumo propio disminuyendo su facturación y a la vez contribuyendo al medio ambiente, al decrementar en partículas contaminantes que se pueden utilizar al generar electricidad por las empresas de generación eléctrica. Dado la importancia de familiarizarse con sistemas eléctricos de este tipo, EIEUCR cuenta con un sistema de generación FV para investigar acerca de este tema .

El sistema de EIEUCR integra una serie de elementos para alimentar las cargas eléctricas, que corresponden a aires acondicionados del edificio. Este mismo sistema podría contar con un respaldo ante una falla del proveedor eléctrico que podría alimentar un circuito dedicado de respaldo. Es un sistema de generación distribuida donde también existe una batería para hacer una gestión inteligente de energía.

3.1. Descripción de cada parte del sistema fotovoltaico

Es necesario caracterizar cada parte del sistema FV de EIEUCR para entender su funcionamiento:

3.1.1. Paneles fotovoltaicos

Los paneles FV corresponden a módulos de generación eléctrica que convierten energía solar a eléctrica. Los rayos solares inciden sobre la superficie mediante la radiación y con su película generan energía en corriente DC [9].

En EIEUCR cuenta con 17 módulos de generación solar. Estos módulos se encuentran todos conectados en serie. La imagen 3.1 se muestra como se encuentran instalados sobre el del techo del ala norte de EIEUCR.



Figura 3.1: Vista área de módulos solares de la EIEUCR, Autoría propia

Estos son de la compañía Canadian Solar y son el modelo CS6X-P-325. Son de tipo policristalinos, donde su eficiencia radica según el fabricante en 16.97 % y tiene una potencia de generación pico de 325 Watts [5]. Con respecto a la ubicación de los módulos FV para tener una mayor incidencia de la radiación solar se deben colocar un ángulo de inclinación de aproximadamente los 10° con respecto a la horizontal y con una orientación lo más posible hacia el sur. Los equipos instalados en EIEUCR tienen una orientación de las apropiadas posibles según las características del edificio.

3.1.2. Optimizadores de potencia

Los optimizadores de potencia que cuenta los módulos de EIEUCR son el modelo P400 de la compañía solar edge. En la figura 3.2, se muestran estos módulos que cada uno de los paneles FV tiene inmediata en su salida conectado a sus conexiones MC4. Según las características dadas por el fabricante va incrementar un 25 % en la generación de energía. Esto se debe interpretar como un aumento más constante en el pico de producción de cada panel solar que tenga un optimizador de potencia, no una entrega adicional aparte de los 325 W que podría entregar cada módulo individual. En sí, aumenta el tiempo de producción máxima de cada panel llegando y manteniendo su producción al punto más alto con el MPPT. Son recomendables para áreas de techo donde es irregular o por alguna situación tenga que recorrer una larga distancia la energía DC hasta el inversor o algún punto común de la instalación.



Figura 3.2: Optimizador de Potencia de Solar Edge, [12]

La configuración de los paneles solares junto con los optimizadores de potencia para una mayor comprensión se muestra en la figura 3.3. Donde se ve claramente donde cada uno de los paneles solares de conecta en sus entradas positivas y negativas al optimizador de potencia . Donde existe una salida común hacia el inversor.

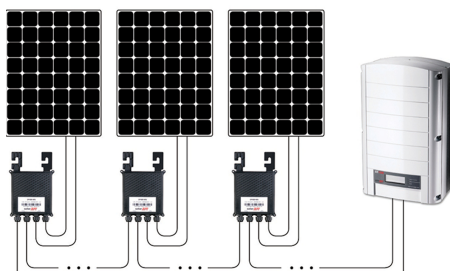


Figura 3.3: Configuración del Optimizador de Potencia Solar Edge, [12]

3.1.3. Sistema almacenador de energía

El sistema cuenta con un elemento almacenador de energía, una batería de la empresa LG modelo RESU10H. Esta cuenta con una capacidad de almacenamiento de $9.8kWh$ con una tensión de operación de $400V$ en corriente directa. Es una batería liviana de un tamaño accesible para su fijación en el área deseada.

En la figura 3.4, se muestra en donde está colocada la batería en EIEUCR. Es una batería que opera con comunicación para optimizar su funcionamiento según la demanda de la carga. Tiene comunicación RS485 con el inversor para así habilitar el proceso de carga o descarga.



Figura 3.4: Batería LG Chem RESU10H, Autoría propia

3.1.4. Sistema de conversión de energía

Para la conversión de energía DC producida por los paneles solares a AC y así usarse en las cargas del sistema, se utiliza un inversor de la empresa Solar Edge modelo SE7600A-US22. Es un inversor que tiene capacidad de salida de 7600 VA y una capacidad de entrada máxima de potencia solar de 11800W en DC.



Figura 3.5: Inversor DC/AC Solar Edge SE7600A-US22 , Autoría propia

La figura 3.5 muestra este equipo colocado en EIEUCR. El detalle de este inversor es su salida en 240 V AC, donde necesita un autotransformador para balancear las potencia en una sola fase en el caso de alimentar un circuito en 120 VAC para respaldo.

3.1.5. Etapa de regulación de potencia para cargas AC

La etapa de regulación de potencia es esencial para tener un correcto funcionamiento en las cargas que alimenta continuamente y de igual forma cuando opera en modo respaldo. Para ello el sistema cuenta con autotransformador de la empresa Solar Edge modelo SEAUTOTX-5000.



Figura 3.6: Autotransformador Solar Edge SEAUTOTX-5000 , Autoría propia

La figura 3.6 muestra al autotransformador del sistema de EIEUCR. Al tener la posibilidad de operar en modo respaldo, este equipo recibe la tensión en 240 V en AC del inversor y hace una división balanceada para alimentar cargas en 120 V en AC. [14] . De esta forma puede tener disponible toda la potencia del inversor para las cargas del respaldo.

3.1.6. Medidor de energía inteligente

Para que el sistema conozca la demanda de las cargas en tiempo real y así administrar la energía ya sea entregar por completo la producción solar a las cargas , a la batería o un híbrido entre ambas. Se coloca un medidor inteligente en la entrada del centro de carga al que alimenta este sistema fotovoltaico. En este caso se cuenta con el medidor de Solar Edge SE-WNC-3D-240-MB interconectado en el sistema.

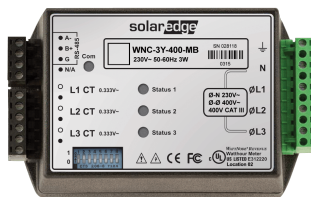


Figura 3.7: Medidor Solar Edge SE-WNC-3D-240-MB, [12]

En la figura 3.7, se muestra el medidor inteligente. En su parte izquierda superior son las líneas de comunicación A,B,G de tipo RS485, las mismas van hacia el inversor, quien con esa señal de control ejecuta la dirección del flujo de energía. Para ese tipo de señal es recomendable usar un cable con aislamiento de jaula para no tener un ruido en la señal producto del entorno. Las líneas L1 CT, L2 CT, L3 CT son la medida de la corriente que entra al centro de carga de las líneas principales de la red a donde se suministra la energía producida por el sistema solar. Este se mide indirectamente con medidores de corriente de tipo donas, que envuelven los cables de alimentación. Los cables en donde se usan las donas son a la entrada del centro de carga porque así se puede medir la corriente que suministra en este caso la red a ese centro de carga. Eso se observa en la figura 3.8, al ser un sistema monofásico solo se usan dos medidores en las líneas principales.

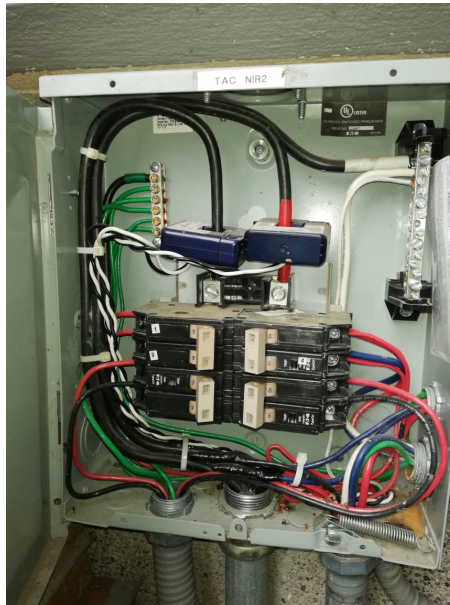


Figura 3.8: Medidores de corriente tipo dona en centro de carga principal, Autoría propia

Las conexiones L1,L2,L3, corresponden a la medida de la tensión eléctrica del sistema. Se conecta al medio interruptor donde entrega la potencia el inversor, lo cual se observa en la figura 3.9. Al contar con la medida de entrada de corriente al centro de carga con la dirección y la tensión del sistema se puede conocer la potencia requerida. Este tema se analizará más adelante en el funcionamiento conjunto de todo del sistema.



Figura 3.9: Medidores de tensión en centro de carga principal, Autoría proia

De forma resumen, se muestra cada uno de los elementos que componen todo el sistema de generación de EIEUCR:

De igual forma, se muestra las condiciones de operación eléctricas y de instalación que presenta el sistema de generación en la tabla 3.2.

3.2. Etapas del Sistema Fotovoltaico de EIEUCR

Para entender mejor el sistema de generación es necesario segmentarlo y clasificar sus elementos en lo siguiente:

Tabla 3.1: Elementos del sistema fotovoltaico

Tipo	Fabricante	Modelo	Cantidad
Módulos FV	Canadian Solar Inc.	CS6U-325P	17
Inversor	SolarEdge	SE7600A-US 240V	1
Optimizador	SolarEdge	P400 WorldWide	17
Batería	LG Electronics Inc.	LG ESS Home 10 9,8 kWh	1
Medidor inteligente	SolarEdge	SE-WNC-3D240-MB	1

Tabla 3.2: Resumen de características eléctricas del sistema fotovoltaico

Potencia paneles solares	5,53 kW _p
Superficie de generación de paneles solares	33,1 m ²
Tensión operación cadenas de paneles solares nominal	629 VDC
Orientación de paneles solares	Este
Tipo de montaje	paralelo al techo
Tensión operación inversor AC	240 VAC

3.2.1. Etapa de Generación

La generación esta compuesta por una serie de elementos que van convertir la incidencia solar en energía eléctrica, los modulos FV. Estos está conectados con unos optimizadores de potencia para alcanzar y mantener durante más tiempo su pico de producción de potencia solar por más tiempo.

Con la energía de producida, se necesita alimentar las cargas en AC y para ello se usa un inversor. En este caso tenemos el Solar Edge modelo SE7600A-US22. Un equipo que tiene interconectado varios elementos más como lo son el autotransformador, la batería, el medidor inteligente y las entregas a las cargas ya sea de respaldo como de operación continua. Además para el modo de respaldo se necesita un autotransformador para alimentar las cargas.

3.2.2. Etapa de Consumo

La etapa de consumo es en los puntos de entrega que tiene el inversor. Para poder usar la función de respaldo se deben de tener dos puntos de entrega:

- Entrega al centro de carga principal: es la entrega al centro de carga previsto para entregar el excedente ya sea cuando la batería este cargada o algún modo particular se esté ejecutando que implica esta entrega de energía.
- Entrega al centro de carga de respaldo: este va corresponder a un centro de carga adicional en caso de falla eléctrica.

En el caso de EIEUCR solo tiene conexión a punto de entrega principal, no tiene centro de carga adicional para alimentación a equipos en modo respaldo. Para hacer una correcta gestión de la energía se usa un medidor de energía inteligente donde según la energía solar disponible y toma las decisiones para optimizar aprovechando la generación FV al máximo.

3.2.3. Etapa de Almacenamiento

La etapa de almacenamiento constituye un elemento almacenador de energía , que en este caso es una batería LG Chem. Su energía está disponible para los diferentes modos de operación.

3.3. Funcionamiento del sistema fotovoltaico

Con los equipos disponibles e instalados, se tienen 3 posibles configuraciones que se puede optar: modo inteligente de energía con respaldo disponible, modo de respaldo de energía únicamente y modo de inteligente de energía sin respaldo.

3.3.1. Modo inteligente de energía con respaldo disponible

El modo inteligente con respaldo va a poner a funcionar todas las partes del sistema que tiene EIEUCR. Gestiona toda la energía disponible y tiene una reserva en el caso de interrupción eléctrica de la compañía de distribución. En la figura 3.10, se muestra el sistema general.

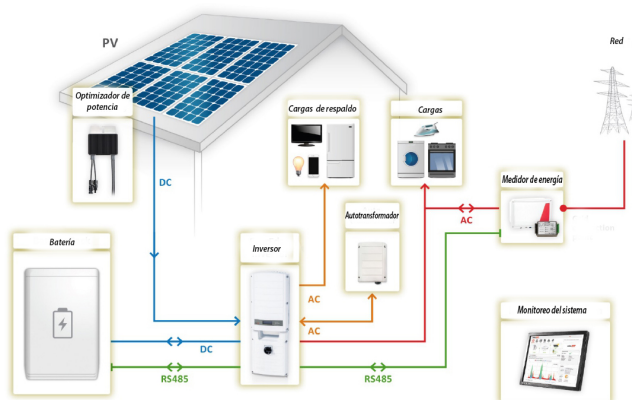


Figura 3.10: Configuración de sistema inteligente con respaldo [10]

El inversor va estar entregando al centro de carga principal mientras se mantenga la red de la empresa de distribución eléctrica. De esta forma va estar disminuyendo el consumo de las cargas. Al existir un medidor inteligente puede darse cuenta el sistema cuando es requerida o no la potencia máxima del sistema solar. Por lo tanto se puede tener los siguientes casos:

- La energía máxima solar se entrega a las cargas: cuando se tiene un consumo superior por parte de las cargas conectadas, el medidor inteligente con el valor de tensión y corriente se da cuenta de ello. Da una señal de control al inversor para que entregue toda la energía disponible solar con el fin de aprovechar en el consumo de las cargas.
- La energía se distribuye entre batería y cargas: cuando se tiene un consumo inferior de las cargas conectadas a la energía disponible solar, el medidor da una señal de control al inversor para que el excedente lo almacene en la batería.
- Energía mínima de batería: al estar modo activado de respaldo como existe una comunicación entre la batería e inversor. Este último puede conocer cuando se acerca a un valor

establecido para reservar en caso de falla del suministro. El inversor va procurar mantener el valor mínimo de energía en la batería y así contar para las cargas de respaldo.

- Fallo de la red : en el momento que se interrumpe el flujo eléctrico , el inversor lo percibe y se desconecta de la red. Ese mismo instante activa automáticamente su etapa de respaldo y suplir a las cargas que alimenta.
- Personalizado: se puede dar que según la empresa de distribución eléctrica, existan horas donde es más factible usar o entregar energía solar a las cargas, ya sea por obtener un mejor precio. Todo ello se puede configurar y el inversor va hacerlo automáticamente. De tal forma que si es necesario, puede entregar energía de la batería hasta llegar al mínimo permitido para el respaldo.

En este modo es estrictamente necesario el uso del autotransformador , al recibir el 240 Vac y obtener un 120 Vac para las cargas de respaldo. Se debe tener un centro de carga adicional donde es solo de respaldo.

3.3.2. Modo de respaldo de energía

El sistema tiene la capacidad de operar en modo donde la energía de la batería se usa únicamente cuando ocurre una interrupción del fluido eléctrico. En la figura 3.11 se muestra el sistema general bajo este modo.

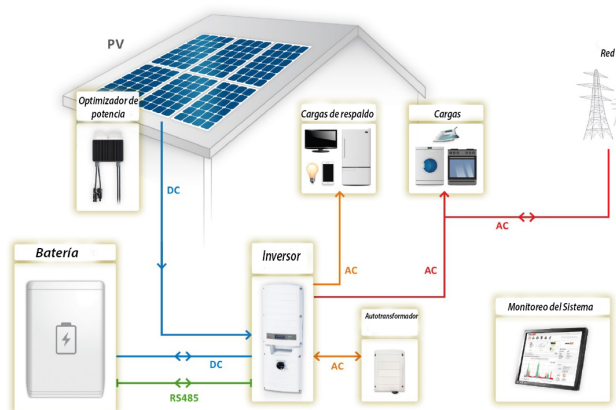


Figura 3.11: Configuración de sistema inteligente con respaldo [10]

De acuerdo a este modo se puede tener los siguientes casos:

- La batería siempre está cargada: al ser un modo donde una de las funciones principales es el respaldo. El inversor va tener la batería a su máxima capacidad en el caso de necesitarse.

- No hay gestión inteligente de energía: si no se tiene la batería a su máxima capacidad y la carga demanda energía. El sistema va a priorizar cargar la batería antes de entregar a la carga.
- Fallo de la red: en el momento que ocurra una interrupción en el flujo eléctrico, automáticamente se desconecta el inversor de la red y alimenta las cargas. Cuando regrese el suministro va a priorizar cargar la batería hasta llegar a su capacidad máxima.

3.3.3. Modo de inteligente de energía sin respaldo

La gestión de energía es fundamental, para ello el modo inteligente sin respaldo va a procurar hacer lo mejor posible en flujo de energía para alimentar las cargas. En la figura 3.12, se muestra el diagrama y se nota como no lleva el autotrafo a no ser necesario tener cargas en respaldo.

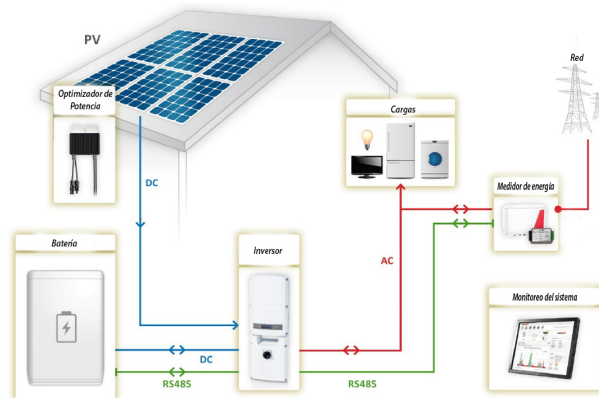


Figura 3.12: Configuración de sistema inteligente únicamente [10]

Esto significa que siempre se tratará de satisfacer la carga ya sea por medio de los paneles solares, batería o ambos. Así, el sistema puede operar de alguna de estas ocho maneras:

- La carga es totalmente satisfecha por la red eléctrica porque la batería está descargada y la potencia del arreglo FV es nula.
- La carga es satisfecha totalmente por el arreglo FV porque hay suficiente producción.
- La carga es satisfecha totalmente por el arreglo FV porque hay suficiente producción FV y el remanente se almacena en la batería.
- La carga es satisfecha totalmente por el arreglo FV porque hay suficiente producción y hay un remanente de producción que inyecta a la red pues la batería ya está llena.
- La carga es satisfecha totalmente por la batería porque no hay radiación.

- La carga es satisfecha parcialmente por los módulos solares y la red eléctrica, porque la batería está descargada.
- La carga es satisfecha totalmente por la batería porque no hay radiación y la batería tiene energía suficiente.
- La carga es satisfecha totalmente por la batería junto con los módulos solares, porque el arreglo FV solo está produciendo una porción de la energía necesaria para satisfacer a carga.

CAPÍTULO 4

CUANTIFICACIÓN DE BENEFICIOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

4.1. Información de plataforma Solar Edge

El sistema fotovoltaico de EIEUCR cuenta con un sistema digital donde en tiempo real se puede observar el estado y situación energética del sistema. Lo que se puede obtener de esta plataforma es lo siguiente:

- Diagrama de flujo de energía entre las diferentes etapas.
- Esquemático de conexiones y monitoreo en tiempo real individual de la producción energética de cada panel solar.
- Balance energético de generación fotovoltaica, consumo y entrega de excedentes a la red por año, mes y día.
- Condición meteorológica del ambiente correspondiente al lugar instalado el sistema fotovoltaico como velocidad del viento, temperatura ambiente y precipitaciones.
- Beneficios ambientales correspondiente a la energía producida por los paneles solares en la disminución de dióxido de carbono y el equivalente en árboles plantados.
- Capacidad de exportar datos en formato xls de humedad, temperatura ambiente y velocidad del ambiente por día, mes o año.
- Capacidad de exportar datos en formato xls energía entregada y consumida a la red eléctrica .
- Capacidad de exportar datos en formato xls de corriente alterna, potencia de salida, frecuencia de operación y tensión de la batería .

- Capacidad de exportar datos en formato xls del estado de carga, energía almacenada, potencia de carga y potencia de descarga de la batería .

De esta forma se puede obtener los datos reales y se selecciona lo siguiente:

- Esquemático del sistema: es posible ver la instalación que presenta el sistema de paneles solares. Se observa las etapas que tiene el sistema y su funcionamiento. De igual forma en tiempo real, el flujo de energía se puede observar a cualquier hora del día y los 365 días del año mientras hay conexión a internet. Es así, que se puede determinar la generación con paneles FV en cada instante. Al entregar energía a la batería o a las cargas, este detalle se puede ver con las flechas que indica el sistema. Estas pueden cambiar su dirección en cualquier instante según la necesidad del consumo o la batería. La batería puede mostrar su porcentaje estimando de nivel de carga . En este esquemático inicial se puede observar todo el comportamiento del sistema en tiempo real y el flujo de energía en tiempo real.

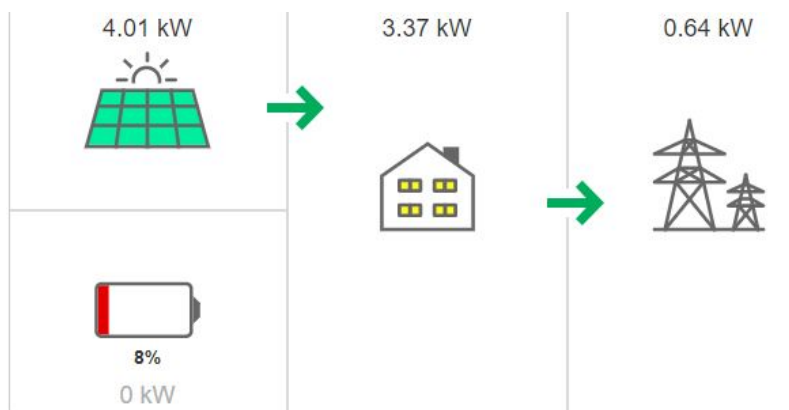


Figura 4.1: Flujo de energía del Sistema Fotovoltáico, extraído de la plataforma de Solar Edge

En la figura 4.1, se muestra el ejemplo de la transición de energía entre las diferentes partes. En ese instante la producción solar llega a los 4 kW, donde se entrega al consumo de las cargas y el sobrante a la red eléctrica.

- Potencia pico de generación: El sistema dentro de su funcionamiento, muestra la potencia máxima de todo el sistema. De esta forma podemos ver los momentos durante un día en que se llega a este valor y así estar revisando si el sistema se encuentra en buen estado en el apartado de la generación. Se puede tener un visión individual del comportamiento del sistema al tener en tiempo real la potencia de cada panel solar.

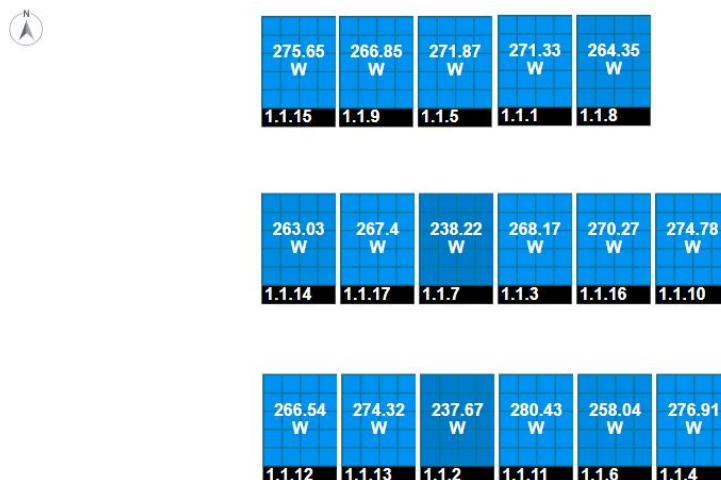


Figura 4.2: Potencia individual de cada panel solar, extraído de la plataforma de Solar Edge

4.1.1. Descripción de modo de operación

Si bien el sistema puede operar bajo distintas configuraciones en cuanto al manejo de la energía, como configuración de “Respaldo y Manejo Inteligente con Respaldo”, para este estudio el sistema opera en modo totalmente “inteligente”. Esto quiere decir que la gestión de los flujos de energía son controlados de manera dinámica según sea la generación solar y la demanda de la carga siempre priorizando el “autoconsumo” [10]. Esto significa que siempre se tratará de satisfacer la carga ya sea por medio de los paneles solares, batería o ambos. Así, el sistema puede operar de alguna de las ocho maneras:

1. La carga es totalmente satisfecha por la red eléctrica porque la batería está descargada y la potencia del arreglo FV es nula.
2. La carga es satisfecha totalmente por el arreglo FV porque hay suficiente producción.
3. La carga es satisfecha totalmente por el arreglo FV porque hay suficiente producción FV y el remanente se almacena en la batería.
4. La carga es satisfecha totalmente por el arreglo FV porque hay suficiente producción y hay un remanente de producción que inyecta a la red pues la batería ya está llena.
5. La carga es satisfecha totalmente por la batería porque no hay radiación.
6. La carga es satisfecha parcialmente por los módulos solares y la red eléctrica, porque la batería está descargada.
7. La carga es satisfecha totalmente por la batería porque no hay radiación y la batería tiene energía suficiente.

8. La carga es satisfecha totalmente por la batería junto con los módulos solares, porque el arreglo FV solo está produciendo una porción de la energía necesaria para satisfacer a carga.

4.1.2. Datos utilizados

Para realizar el análisis de los beneficios de este sistema, se utilizan los datos correspondientes a un periodo de 11 meses, iniciando el 4 de octubre del del 2019 y finalizando el 31 de agosto del 2020. Estos datos son valores de potencia medidos cada 15 minutos y recopilados a través de la plataforma del equipo Solar Edge.

En aras de caracterizar el funcionamiento del sistema FV con batería se muestra la generación FV y la carga a alimentar (Figura 4.3); además, el estado de carga de batería (Figura ??) para el día típico escogido. Según la Figura 4.3, para el día escogido se puede observar que en las primeras horas del día existe un consumo muy bajo pues no hay personas en el edificio utilizando electricidad, y debido a que la batería se encuentra en su estado de carga (*SoC*) mínimo (10 %), la energía debe ser suministrada a la carga desde la red. A partir de 6:00 y hasta aproximadamente las 8:45, la generación FV es mayor que la carga, por ellos se puede observar que el *SoC* aumenta acorde a esto. Luego, inclusive aunque la carga aumenta sustancialmente su consumo con valores cercanos a los 2 kW, durante varias ocasiones, el sistema FV generó excedentes de energía que resultaron en un aumento en el estado carga de la batería continuo desde las 10:00 hasta antes de las 15:00. Una vez superada las 15:00, la generación solar es insuficiente, razón por la cual entre la batería y el arreglo FV suplen la carga hasta aproximadamente las 16:30. Posteriormente, la batería se descarga para suplir la carga hasta aproximadamente las 18:00, momento en el cual la batería alcanza su *SoC* límite, provocando que la carga deba ser alimentada por la red eléctrica de nuevo.

Al observar el comportamiento de la carga, esta si bien tiene una potencia nominal de 3 kW, no opera todo el tiempo a este valor. Pues como se puede apreciar en la Figura 4.3, en los momento de actividad, aproximadamente de las 8:45 a las 19:00, la potencia varía entre 1,2 y 2,2 kW con picos de consumo luego entre las 13:00 y las 15:00. Adicionalmente, es importante señalar que el paquete de baterías atraviesa dos procesos de carga y descarga durante el día seleccionado, y que su estado de carga llega a superar el 80 % en momentos de máxima producción solar. Sin embargo, se puede apreciar que la batería empieza y termina su ciclado en valores mínimos.

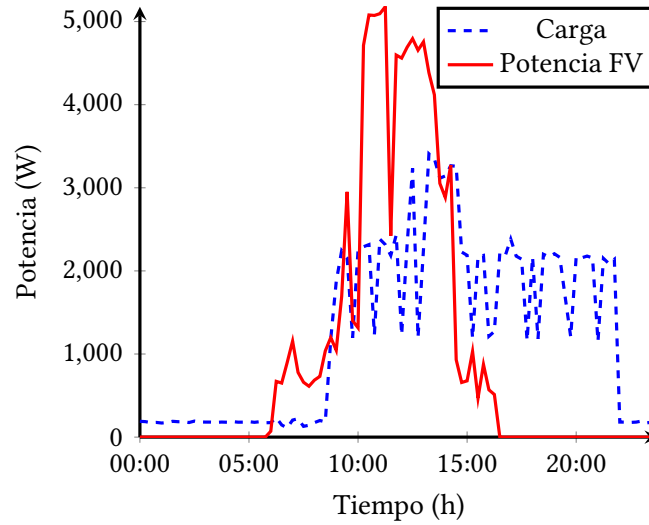


Figura 4.3: Balance de potencia entre generación FV y carga del 24 del marzo de 2020

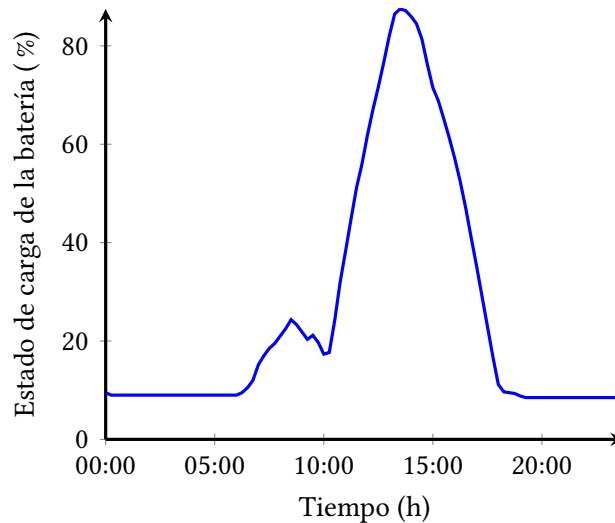


Figura 4.4: Comportamiento del sistema FV con almacenamiento para el 24 de marzo del 2020.

En la tabla 4.1 se detalla la energía generada y se compara con lo consumido por las cargas eléctricas. En primer instancia, se puede observar como varía y aumenta la producción fotovoltaica. En los meses de la estación seca (diciembre a abril), se presentan valores de generación más alta mientras en la estación lluviosa (mayo a noviembre) la generación es más baja. En segunda instancia, el consumo también varía, alcanzando los picos de consumo en algunos meses de la estación seca. Es importante señalar, que con respecto al consumo este pudo haber sido afecta-

Tabla 4.1: Balance de energía medida por el sistema de Solar Edge

Meses	Generación (kWh)	Consumo (kWh)	Diferencia (kWh)	Beneficio (¢)
Octubre del 2019	529,01	687,48	311,29	45 338,41
Noviembre del 2019	446,27	998,17	552,10	53 784,46
Diciembre del 2019	508,33	792,11	283,78	61 263,93
Enero del 2020	555,43	919,29	363,86	66 940,42
Febrero del 2020	669,75	911,19	250,075	80 718,27
Marzo del 2020	888,94	1 221,09	332,25	107 135,04
Abril del 2020	722,08	1 440,05	717,97	87 025,08
Mayo del 2020	510,68	477,63	-33,05	61 547,15
Junio del 2020	457,83	1 210,12	752,29	55 177,67
Julio del 2020	505,01	888,57	383,56	60 863,84
Agosto del 2020	538,11	792,45	254,34	64 853,01
Septiembre del 2020	573,87	821,33	247,46	69 162,81
Total	6 906,60	11 159,24	4 159,62	813 810,02
Promedio	573,87	929,95	378,13	67 817,50

do por la pandemia del COVID-19, por lo cual, un análisis más exhaustivo del consumo podría ser expandido en el futuro. Al comparar la generación y el consumo, se puede concluir que la generación FV cubre aproximadamente el 60 % de la energía requerida por la carga en los meses analizados.

Usando como referencia la energía producida durante los meses del estudio se puede cuantificar la disminución en CO₂ considerando que un sistema FV no emite gases de efecto invernadero durante su funcionamiento. Así, se puede usar la métrica propuesta por Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica que relacionada el consumo de la energía eléctrica con las emisiones de de CO₂ [15]. En base a este documento, para el año 2018 por cada kWh de electricidad producida se emiten 0,0395 kg de CO₂ equivalente. Por lo tanto, en este estudio la no emisión de CO₂ (CO_{2ne}) obtenida se puede calcular usando la siguiente expresión:

$$\text{CO}_{2ne} = 6751,73 \times 0,0395 = 266,693 \text{ kg} \quad (4.1)$$

El ahorro económico que ha tenido la EIE se muestra en la Tabla 4.2, donde se utiliza el costo de cada kWh según lo autorizado para la Compañía Nacional de Fuerza y Luz [7], documento publicado el miércoles 1 de Julio del 2020 en el diario oficial *La Gaceta* en el Alcance N°162 de la misma.

Tabla 4.2: Balance económico

Energía total producida	6 751,73 kWh
Ahorro promedio mensual	¢67 817,50
Ahorro total	¢813 810,09

En base al ahorro estimado por mes, se proyecta el ahorro anual, usando la siguiente ecuación 4.2:

$$R_{\text{inversion}} = \frac{C_{\text{proyecto}}}{B_{\text{anual}}} \quad (4.2)$$

donde $R_{\text{inversion}}$ es el retorno de inversión en años, C_{proyecto} es el costo total del proyecto y B_{anual} es el beneficio anual.

Así, en la Tabla 4.3, se muestra la cantidad de años necesario para que la producción fotovoltaica pueda pagar el costo de la inversión del proyecto.

Tabla 4.3: Estimación de pago del proyecto

Ahorro monetario promedio de cada año	813 810,09
Costo del proyecto	9 886 890
Cantidad de años	12,14

4.2. Simulación con software PVSol

El sistema de generación de EIEUCR al ser un sistema puesto en marcha , se puede obtener datos acerca de su funcionamiento bajo las condiciones reales de operación . Ante ello, se opta por mostrar la comparación de los datos reales del sistema con simulaciones con los mismo componentes y ubicación geográfica acercando lo máximo posible a la situación real. Para ello se utiliza el programa PVSol, el cual se ajusta todos sus parámetros presentando varios escenarios con sus proyecciones. En primera parte, se presenta todos los parámetros ajustados para realizar la simulación de la mejor forma:

- Ubicación: el sistema se encuentra propiamente en el edificio de la escuela de ingeniería eléctrica de la Universidad de Costa Rica. La ubicación es esencial para así determinar la exposición solar del sistema fotovoltaico.

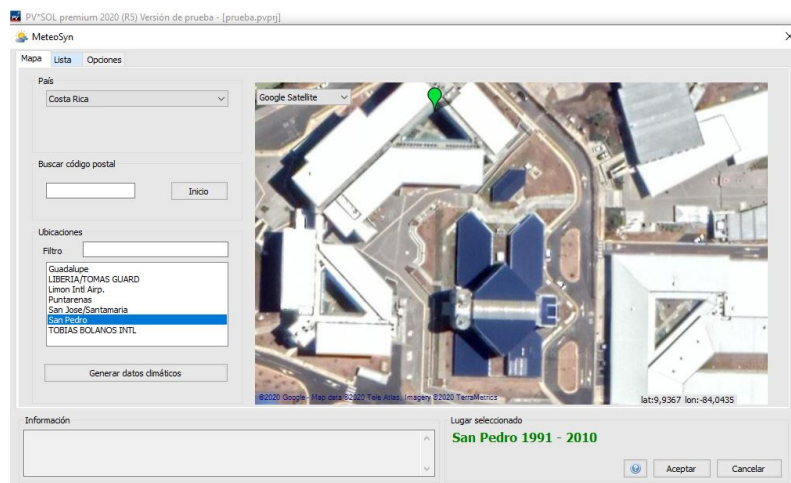


Figura 4.5: Ubicación del sistema fotovoltaico, en el software PVSOL, autoría propia

En la figura 4.5, se muestra como con la ayuda del software PVsol , se puede utilizar la misma ubicación que están instalados los módulos solares. Proporciona datos climáticos desde 1991 al 2010 , por lo tanto brinda una proyección acertada . También se observa la sección cubierta por los paneles solares en la figura.

- Características de la red acoplar: La tensión de 240 VAC es la presente en este sistema, donde los equipos tienen que cumplir con ese rango dar energía a la red de la compañía de distribución. En la figura 4.6, se muestra dichos ajustes.

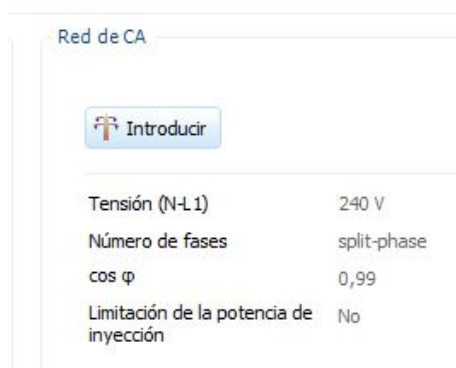


Figura 4.6: Características de la red de distribución en el entorno de simulación, en el software PVSOL, autoría propia

- Consumo: el sistema fotovoltaico tiene un medidor inteligente que proporciona los datos acerca del consumo y la energía necesaria para alimentar las cargas. Dado ello, se utilizan

las medidas de la columna de consumo planteados en cuadro 4.1 como muestra para la simulación con el software PVsol.

- Esquemático de conexiones : la forma de conexión usada en la simulación es la misma que está presente en el sistema instalado . Además se usan exactamente los elementos que poseen en la escuela de ingeniería eléctrica, dando como resultado una mejor aproximación a la situación real. Las conexiones se muestra en la figura 4.7, donde se muestra cada uno de los elementos desde los paneles solares hasta la red eléctrica.

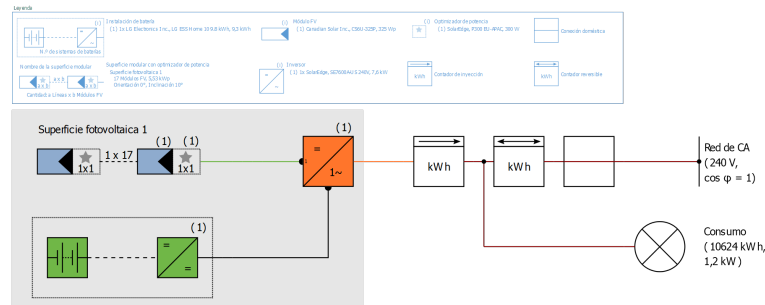


Figura 4.7: Esquemático del sistema de generación, realizado con el software PVsol

El flujo de energía es importante para poder entender como el sistema distribuye la energía. Como se observa en la imagen 4.8, hay una transmisión bidireccional en la batería, por los procesos de carga y descarga según se necesita ya sea para respaldo o para el manejo de energía inteligente. Por otra parte, existe entrega a las cargas, que se puede ver por el consumo, el cual es alimentado por la red de eléctrica y el sistema de generación.

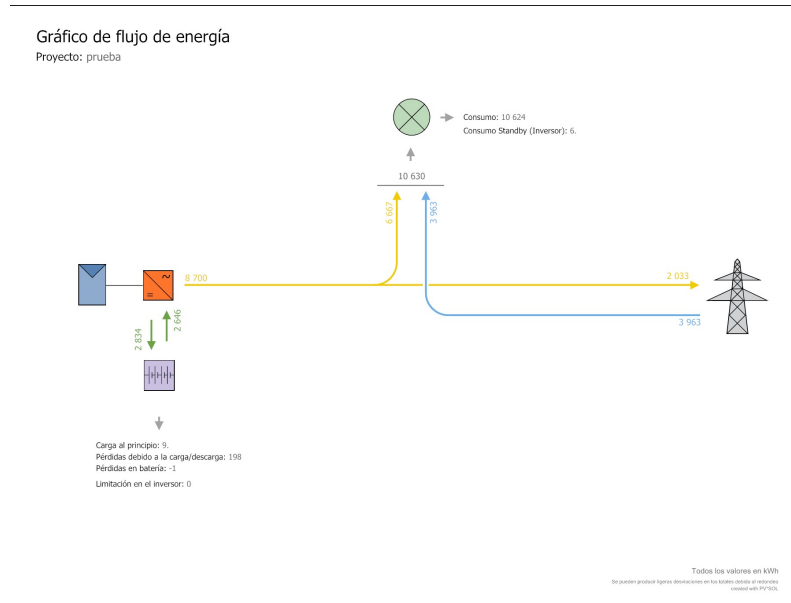


Figura 4.8: Flujo de energía del sistema generación, realizado con el software PVSOL

Al realizar la simulación con el software Pvsol, se tiene de principales datos en energía generada por los módulos solares cada año que corresponde a 8974 kWh/año. Además de el porcentaje de rendimiento donde ese corresponde a la cobertura de la generación con el consumo, es decir el sistema fotovoltaico cubre un 83.7 % del consumo total.

4.3. Simulación con software MATLAB

Se implementa un método con MATLAB para estimar la posición del sol en un sitio y tiempo determinado. Con ello, se obtiene la trayectoria del sol para EIEUCR y así calcular la potencia del sistema fotovoltaico a estudio.

4.3.1. Determinar la posición del Sol

Se usa la metodología propuesta por Smets, para ello inicialmente se debe obtener la ubicación geográfica deseada. En el caso del presente proyecto es EIEUCR, cuyas coordenadas geográficas son las siguientes:

$$L = 9,936926^\circ, N = +9,936926^\circ$$

$$l = 84,0439^\circ, O = -84,0439^\circ$$

Para la estimación de los ángulos de azimut y altitud del sol se usa la expresión 4.3.

$$\tan A_s = \frac{v}{\zeta} = \frac{-\sin LMST \cdot \cos \lambda_s + \cos LMST \cdot \cos \varepsilon \cdot \sin \lambda_s}{-\sin L \cdot \cos LMST \cdot \cos \lambda_s - (\sin L \cdot \sin LMST \cdot \cos \varepsilon - \cos L \cdot \sin \varepsilon) \sin \lambda_s} \quad (4.3)$$

El LMST siendo el tiempo sidéreo local que corresponde a la inclinación entre equinoccio y el meridiano con la ecuación 4.4.

$$LMST = GMST \cdot 15 + 1 \quad (4.4)$$

Para el GMST siendo el tiempo sidéreo de Greenwich se usa la siguiente ecuación:

$$GMST = 18,697374 + 24,065709D + 0,000026T^2 \quad (4.5)$$

Es necesario establecer un rango de valores de 0° a 360° para recopilar los datos correctamente. Además del intervalo de estudio con la fecha inicial y final en un formato de año, mes, día, hora, minuto y segundo junto con la zona horaria.

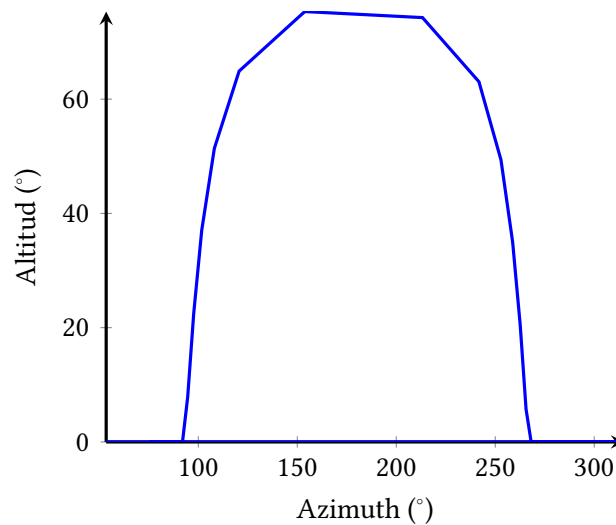


Figura 4.9: Posición del sol para el día 1 de octubre del 2019. Autoría propia

4.3.2. Posición paneles fotovoltaicos de EIEUCR

El sistema fotovoltaico de EIEUCR al ser ya instalado con su puesta en marcha ya tiene su azimuth y altitud. Estas condiciones de instalación fueron dadas por la empresa HiPower, quien fue la responsable del diseño, instalación y puesta en marcha. Los paneles fotovoltaicos tienen una orientación hacia el este, es decir, tiene un azimuth de 180° . Los planos de construcción de la EIEUCR indican una inclinación 8.53° para la superficie de techo donde fue instalado el equipo fotovoltaico.

La implementación en MATLAB calcula la irradiación solar que se expone los módulos fotovoltaicos de EIEUCR. Para ello necesita los valores de azimuth, altitud y datos meteorológicos de irradiancia difusa, global y directa propios de la zona de estudio, que fueron extraídos de la plataforma *Meteonorm*.

La irradiación directa se calcula con la expresión 4.6. Se resuelve para el cos con la expresión 4.7, donde A_m es el azimuth y a_m es la inclinación del panel fotovoltaico. Los valores de A_s y a_s

son los valores de azimuth y alitud del sol.

$$G_{directa} = DNI \cdot \cos\gamma \quad (4.6)$$

$$\cos\gamma = \cos(a_m) \cdot \cos(a_s) \cdot \cos(A_m - A_s) + \sin a_m \cdot \sin a_s \quad (4.7)$$

La irradiancia difusa es proporcional SVF, el factor de cielo visible. En la ecuación 4.8 donde el ángulo es la inclinación del panel fotovoltaico. La irradiancia de albedo está dada por la ecuación 4.10.

$$SVF = \frac{1 + \cos\theta}{2} \quad (4.8)$$

$$G_{difusa} = DHI \cdot SVF$$

(4.9)

$$G_{albedo} = (1 - SVF) \cdot DHI \cdot \alpha \quad (4.10)$$

La irradiancia completa percibida por cada panel fotovoltaico está dada por la expresión 4.11

$$G_{PV} = G_{difusa} + G_{albedo} + G_{directa} \quad (4.11)$$

La figura 4.10 muestra la irradiación que se presenta EIEUCR con un horizonte limpio. Con las condiciones reales de instalación del sistema fotovoltaico de una orientación de 90° y una inclinación de 10.5° se tiene una irradiación de 1799 kWh/m^2 .

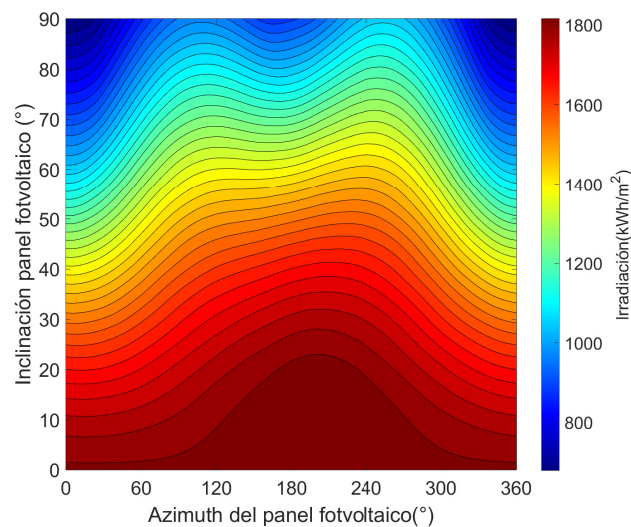


Figura 4.10: Energía incidente sobre el plano para diferentes altitudes y azimuths, autoría propia

4.3.3. Potencia del sistema fotovoltaico

A partir de la implementación en MATLAB detallada anteriormente se calcula la potencia que genera cada uno de los PV. Para obtener un resultado más real se implementa una eficiencia que contempla los efectos meteorológicos como lo es la temperatura ambiente y la velocidad del viento del sitio de instalación del sistema fotovoltaico. Estos datos son extraídos con la ayuda del programa Meteonorm.

El fabricante indica que el PV de la instalación de EIEUCR tiene las siguientes características:

Tabla 4.4: Resumen de características eléctricas del PV

Potencia máxima nominal	325 W _p
Tensión de operación ($V_{mp}STC$)	37,0 V
Corriente de operación ($I_{mp}STC$)	8,78 A
Tensión de circuito abierto ($V_{oc}STC$)	45.5 V
Corriente de circuito abierto ($I_{sc}STC$)	9.34 A
Eficiencia del modulo (η_{pv})	16.72 %
Dimenciones del modulo (A_M)	1960 mm x 992 mm x 40 mm
$T_m(NOCT)$	45 °C
$T_a(NOCT)$	20 °C
$T_a(STC)$	25 °C
$G_m(STC)$	1000 W/m ²
$G_m(NOCT)$	800 W/m ²
Coefficiente térmico (κ)	-0,41 % / °C

Se obtiene la corriente de corto circuito y la tensión de circuito abierto considerando la irradiancia de EIEUCR y las características eléctricas de la tabla 4.4 con las ecuaciones 4.13 y 4.12. Para obtener la potencia de cada PV producto de la exposición a la irradiancia del sitio se usa 4.14 donde FF se calcula con condiciones de STC del fabricante y con la ecuación 4.16. La eficiencia inicial es calculada con la ecuación 4.15.

$$V_{oc} = V_{oc}(STC) + \frac{nk_b T}{q} \ln\left(\frac{G_m}{G_{STC}}\right) \quad (4.12)$$

$$I_{sc} = I_{sc}(STC) \frac{G_m}{G_{STC}} \quad (4.13)$$

$$P_{mpp} = FF \cdot V_{oc} I_{sc} \quad (4.14)$$

$$\eta = \frac{P_{mpp}}{G_m A_M} \quad (4.15)$$

$$FF = \frac{P_m(STC)}{V_{oc}(STC) I_{sc}(STC)} \quad (4.16)$$

El modelo de Duffie-Beckman proporciona una extensión al Modelo NOCT que utiliza un término adicional para tener en cuenta la velocidad del viento [4]. Su expresión matemática se presenta en la ecuación 4.17. Con ello se obtiene el valor de la temperatura de cada modulo PV y con la ecuación 4.18 el valor de la eficiencia considerando este modelo de temperatura.

$$T_{m_{DB}} = T_a + \frac{T_{m_{NOCT}} - T_{a_{NOCT}}}{G_{m_{NOCT}}} \cdot G_m \left(\frac{9,5}{5,7 + 3,8 \times w} \right) \cdot \left(1 - \frac{n_{pv}}{T \times \alpha} \right) \quad (4.17)$$

$$\eta_{DB} = \eta [1 + \kappa (T_{m_{DB}} - T_{a_{STC}})] \quad (4.18)$$

La potencia de cada PV va corresponder a la relación entre la eficiencia de Duffie-Beckman, dimensiones del PV e irradiancia del sitio. Además de la cantidad de PV instalados N .

$$P_T = G_M \cdot A_M \cdot N \cdot \eta_{DB} \quad (4.19)$$

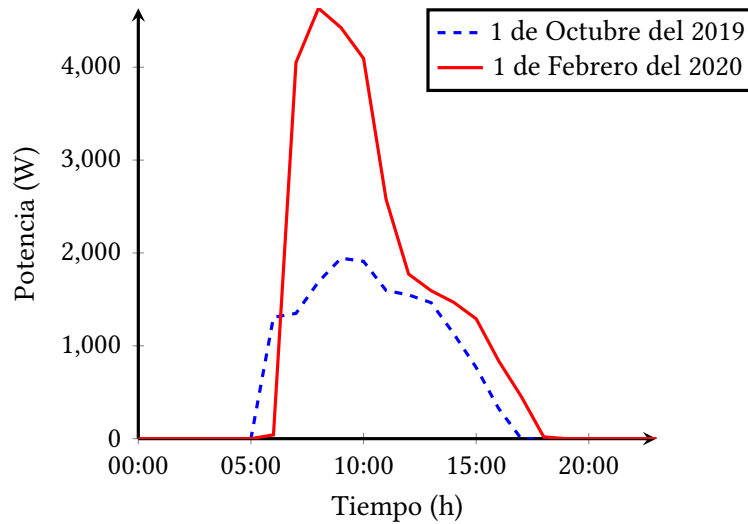


Figura 4.11: Potencia de generación del sistema fotovoltaico de EIEUCR obtenido con MATLAB

En la figura 4.11 se muestra el comportamiento de la potencia generada por sistema PV. En la línea de color rojo un cambio importante en la magnitud producto de la época del año. En este caso representa un día de verano, lo cual significa más irradiación. Por otra parte, la línea de color azul se encuentra en un tiempo de invierno donde la nubosidad y precipitaciones son concurrentes. En las dos curvas presentadas se muestra como en las primeras horas del día no hay generación. Conforme se acerca al medio día llega al punto máximo de potencia y luego desciende para llegar de nuevo a un valor nulo de potencia, lo cual muestra un correcto comportamiento del algoritmo implementado en MATLAB.

4.3.4. Balance de energía de generación

Al tener un correcto comportamiento de la señal de potencia por parte del código implementado en MATLAB se hace la estimación de energía para un año. Estos datos estimados por la calculadora solar de MATLAB se comparan con los datos reales medidos por Solar Edge de la plataforma virtual y los datos de proyección del software PVSOL. En la tabla 4.5 se muestra la comparación de y error obtenido en comparación con los datos reales medidos por sistema PV.

Tabla 4.5: Balance de energía y comparativa entre las plataformas utilizadas

Meses	Energía (kWh)			Error (%)	
	Solar Edge	Calculadora Solar	PVSOL	Calculadora Solar	PVSOL
1 oct-2019	529040	480519	542911	9,1715	-2,6219
2 nov-2019	446274	454261	521642	-1,7897	-16,8882
3 dic-2019	508300	525067	597248	-3,2986	-17,4991
4 ene-2020	555430	554570	655402	0,1548	-17,9902
5 feb-2020	669750	516773	597512	22,8409	10,7858
6 mar-2020	888940	469987	650324	47,1295	26,8427
7 abr-2020	722800	496675	623413	31,2845	13,7502
8 may-2020	510680	493034	548325	3,4553	-7,3715
9 jun-2020	457830	472686	491321	-3,2448	-7,3151
10 jul-2020	505012	492813	512253	2,4155	-1,4338
11 ago-2020	538115	448925	537210	16,5745	0,1681
12 sep-2020	573878	479129	522923	16,5103	8,8790
Anual	6906049	5884439	6800484	14,7929	1,5285

Los valores de la plataforma Solar Edge corresponden a los datos recopilados por el medidor inteligente. La calculadora solar muestra valores cercanos de energía a los reales. El porcentaje de error mínimo es de 1,78 % para el mes de noviembre del 2019 y el máximo es de un 47,12 % para el mes de marzo del 2020. En promedio el error de la calculadora solar implementada en MATLAB es de un 14,79 %. El programa PVSOL presenta datos con un mayor error para este sistema PV. El porcentaje de error mínimo es de 0,16 % para el mes de agosto del 2020, el máximo es de un 26,84 % para el mes de marzo del 2019. Este software presenta un error promedio con respecto a los datos recopilados de 1,52 %. La calculadora solar y el software PVSOL en la tabla 4.5 presentan valores negativos o positivos en sus porcentajes de error. Esto es por la situación particular de cada mes de estudio en donde si es positivo el porcentaje de error, el valor real es mayor al dado por la simulación. En cambio si el porcentaje de error es negativo el valor dado por la simulación es mayor en comparación con el valor real.

Los valores dados por la calculadora solar son interesantes porque están cercanos a los reales. Se podría implementar este mismo algoritmo para otra ubicación haciendo el ajuste del 14,79 %. Para el caso del software PVSOL, se tienen valores bastante cercanos a los reales al ser una herramienta profesional y comercial para la dimensión de sistemas fotovoltaicos.

4.3.5. Verificación del algoritmo

Al tener una herramienta confiable para estimar la energía de un sistema PV se procede a entender el funcionamiento del flujo de energía que realiza los equipos instalados. Para ello se implementa en MATLAB las condiciones presentadas en la descripción de modo de operación en la sección 4.1.1. Para hacer una correcta verificación se procede a utilizar como datos entrada la energía producida por las paneles FV y el consumo en las cargas medido por la plataforma virtual de solar edge. Es así que código implementado en MATLAB se le dan los mismos datos que usa el sistema de solar edge para hacer la gestión de energía. Se determina idóneo observar el comportamiento del estado de carga de la batería porque el excedente de la producción solar se entrega para almacenar. Además si existe una mayor demanda por parte de la cargas eléctricas y no es suficiente la energía solar en dado momento, el sistema extrae de la batería para compensar lo necesario. Es así que observando el comportamiento de la batería se puede determinar un flujo correcto de energía entre las distintas partes del sistema FV.

En la figura 4.12, se muestra un día de estudio donde existe una cercanía y trayectoria similar entre el estado de carga registrado por la la plataforma virtual de solar edge y la implementación realizada en MATLAB.

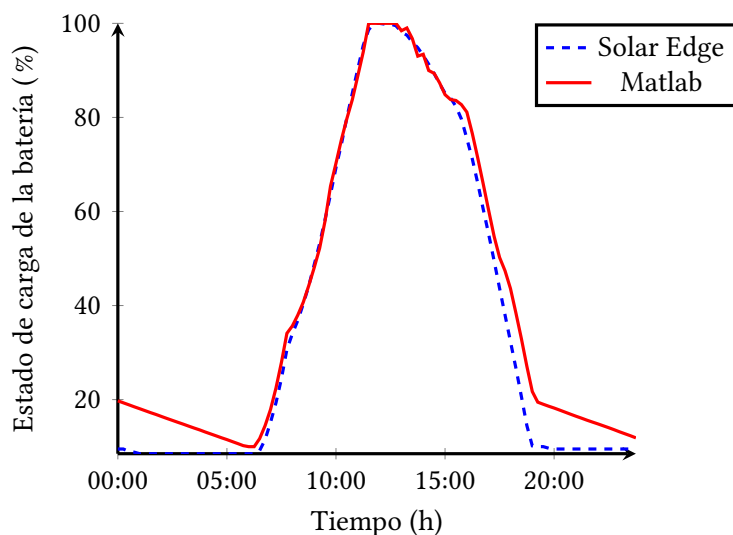


Figura 4.12: Estado de carga de la batería del 12 de enero del 2020 sistema fotovoltaico de EIEUCR,

$$E_{error} = \frac{V_R - V_O}{V_R} \cdot 100 \quad (4.20)$$

El error que presenta el estado de carga se calcula con la expresión 4.20. El valor V_R es el valor medido y V_O es el valor obtenido. Con ello se obtiene un error alrededor del 3 %.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES

En este estudio se realiza una descripción y caracterización del sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía por medio de baterías de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica. Por medio de la extracción de los datos de potencia, se realiza un análisis histórico para determinar la energía producida y consumida. En base a esto, se cuantifican los beneficios ambientales basados en la cantidad de kg de CO₂ que no se emiten a la atmósfera, en este caso 266,693 kg para los 12 meses de estudio. Por otro lado, el ahorro económico se estudia por medio del concepto de retorno de inversión que se estima en base a la inversión inicial y el ahorro pronosticado de manera anual, resultando en aproximadamente 12 años. Así, se obtiene como resultado que si bien el sistema de generación FV con almacenamiento tiene un tiempo de recuperación de inversión alto, la esperada disminución en los precios del almacenamiento puede producir proyectos con retorno de inversión más bajos en un futuro cercano.

El sistema fotovoltaico de EIEUCR cuenta con diferentes etapas donde cada una de ellas es descrita para entender el funcionamiento de todo los equipos. Al ser un sistema con batería, es interesante el proceso de almacenamiento de la energía según la demanda y el consumo de la carga. El portal virtual de Solar Edge permitió entender este funcionamiento y se generó la documentación de todas las características que permite dicho sitio. El estudio completo de potencia se realiza de forma exitosa cada mes y se recopila todos los datos.

El estudio realizado de la energía producida y el consumo de las cargas del sistema FV permite recopilar todos los datos necesarios para hacer la proyección completa con un software especializado en el dimensionamiento como lo es PVSOL. En este caso particular no se tiene una diferencia considerable entre lo proyectado por dicho software y los datos recopilados de generación. El error promedio para cada mes de esta comparación alcanza el 1,52 %. Lo esperable por ser un software dedicado a la implementación de sistemas fotovoltaicos. Se implementa una solución en MATLAB donde inicialmente se calcula la trayectoria del sol, luego junto con datos meteorológicos se estima la irradiancia que va existir para EIEUCR y finalmente el cálculo de la potencia del sistema FV con la eficiencia de Duffie Beckman. Con toda la información recopilada con la plataforma de Solar Edge, se obtiene un perfil del modo de funcionamiento y como es el flujo de energía. En base a ello se implementa un algoritmo en Matlab para representar el nivel y estado de carga de la batería. Dando como resultado un algoritmo que proyecta la energía según el sitio geográfico y ajustable a la cantidad de paneles solares que se requieran junto con

un modelo de flujo de energía con batería. Además de configurar y establecer ubicación geográfica, características eléctricas de los paneles solares y de la batería. Con esta implementación la energía en comparación con los datos de medidos Solar Edge se encontró un porcentaje de error promedio para cada mes de 14,79%. Se tiene un estudio de cada mes con su porcentaje de error donde para futuros alcances se puede hacer un ajuste de cada mes.

Al tener una implementación en MATLAB que estima la generación fotovoltaica de forma cercana con datos reales. Se hace un validación de la gestión de energía y la toma de decisiones implementada con datos de entrada registrados por el sistema FV. Debido a la importancia y la determinación de la batería al almacenar excedente y suplir cuando es necesario, se elige el nivel de carga de la batería para hacer la validación del sistema. Se obtiene un algoritmo con la capacidad de proyectar la energía de un sistema y una correcta ejecución en la toma de decisiones para la gestión de energía.

BIBLIOGRAFÍA

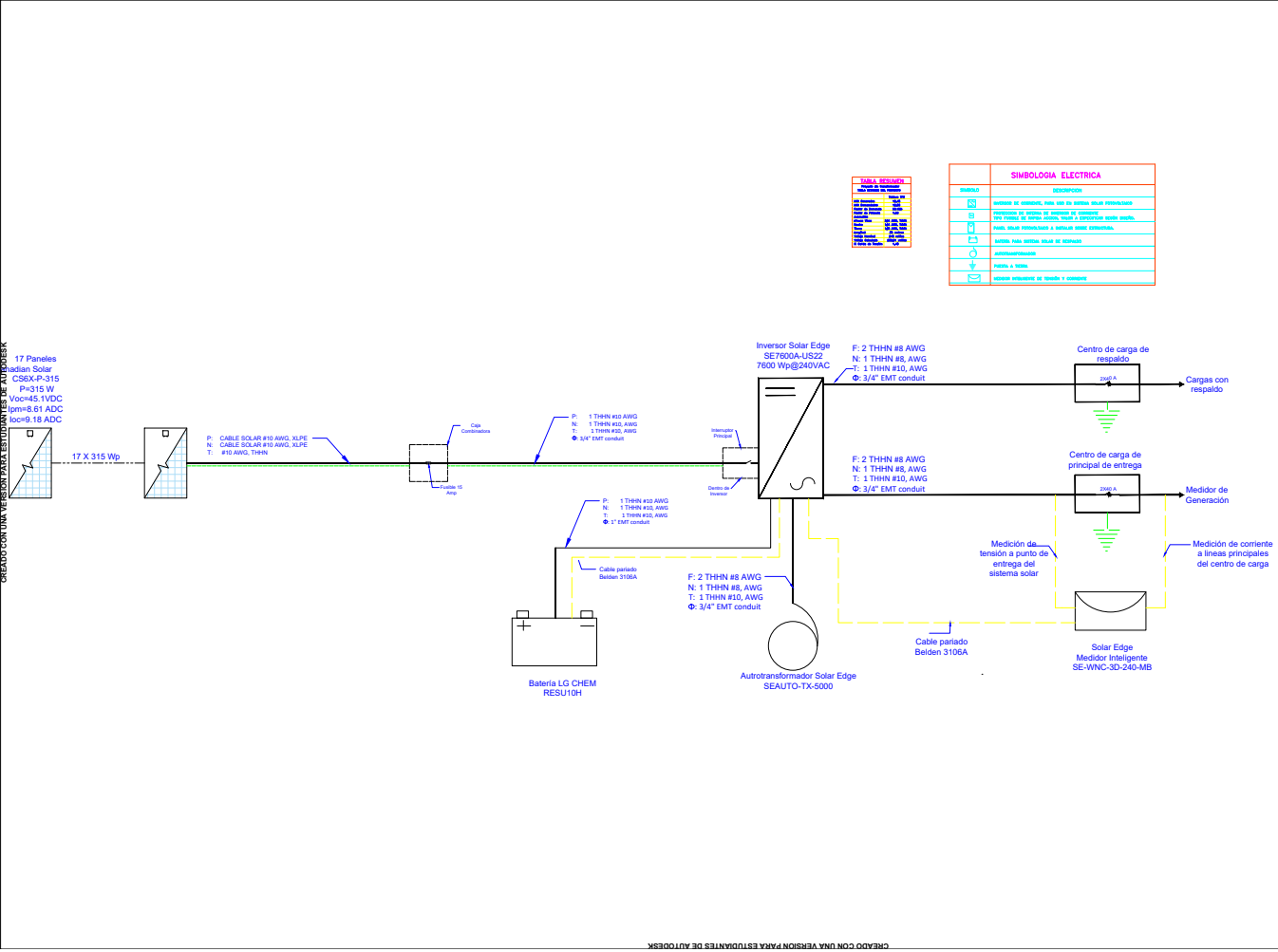
- [1] C K Alexander and M N O Sadiku. *Fundamentos de circuitos eléctricos (5a. ed.)*. 2013.
- [2] J Balcells, J Autonell, and V Barra. *Eficiencia en el uso de la Energía Eléctrica*. Marcombo, 2010.
- [3] M Boxwell. *The Solar Electricity Handbook - 2017 Edition: A simple, practical guide to solar energy – designing and installing solar photovoltaic systems*. Greenstream Publishing Limited, 2017.
- [4] B J Brinkworth. *Solar energy*, volume 249. 2016.
- [5] Canadian Solar. Canadian Solar Datasheet- MaxPower CS6U-P-v5.531 EN. Technical report, 2017.
- [6] M B Carreras. *Instalaciones solares fotovoltaicas - Ed. 2019*. Ciclos Formativos. Editorial Editex, 2019.
- [7] CNFL. Tarifas eléctricas. Technical report, 2020.
- [8] Canadian Company. Canadian Solar Datasheet- MaxPower CS6U-P-v5.531 EN. 2017.
- [9] A A D Cota and S Edison. *Diseñando Tu Sistema Fotovoltaico Paneles Solares 101 1ra. Edición: Aprende a Como Instalar Y Diseñar Tus Propios Paneles Solares. Energiza Tu Hogar.*. Independently Published, 2019.
- [10] Solution Applications Solar Edge. Overview. 2013.
- [11] G Enríquez. *Tecnologías de generación de energía eléctrica*. Camion Escolar, 2009.
- [12] Module Add-on For and North America. SolarEdge Power Optimizer. 2014.
- [13] F B González. *Sistemas de energía eléctrica*. Thomson, 2004.
- [14] Installation Guide. Installation Guide StorEdge Solution with Backup. 2016.
- [15] Instituto Meteorológico Nacional. Factores de emisión de gases de efecto invernadero. 2019.

- [16] Anne Labouret and Michel Villoz. *Solar photovoltaic energy*. 2010.
- [17] H K V Lotsch, Editor-in-chief W T Rhodes, Editorial Board A Adibi, T Asakura, T Kamiya, F Krausz, B Monemar, M Ohtsu, H Venghaus, H Weber, H Weinfurter, William T Rhodes, and Ali Adibi. *Optical Sciences*. 2007.
- [18] Solar Vatio. *Manual De Usuario*. 2017.
- [19] J G Velasco. *Energías renovables*. Reverte, 2012.
- [20] Sean White. *Solar Photovoltaic Basics*. 2014.

APÉNDICES

Planos eléctricos del sistema fotovoltaico EIEUCR

17 Paneles
solar Solar
CS6X-P-315
P=315 W
Voc=45.1VDC
Ipm=8.61 ADC
Ioc=9.18 ADC



SIMBOLOGIA ELECTRICA	
Simbolo	Descripción
[Icon]	Medidor de corriente para uso de sistema solar fotovoltaico
[Icon]	Centro de carga de respaldo de sistema solar fotovoltaico
[Icon]	Centro de carga principal de entrega de sistema solar fotovoltaico
[Icon]	Medición de corriente a líneas principales del centro de carga
[Icon]	Medición de tensión a punto de entrega del sistema solar
[Icon]	Medidor de generación
[Icon]	Autotransformador
[Icon]	Panel a tierra
[Icon]	Medición de corriente en línea principal

PROYECTO:		
Sistema Solar Fotovoltaico de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica		
PROFESORADO:		
Escuela de Ingeniería Eléctrica		
PROFESORA:	CATEDRA:	DISTRITO:
SAN JOSÉ	MONTE DE OCA	SAN PEDRO
PROFESIONAL RESPONSABLE DEL DISEÑO:		
NOMBRE:	ING. JUAN DIEGO SEGURA ARABOZO	
FECHA:	14 FEB 2020	
PROFESIONAL RESPONSABLE DEL DISEÑO (SEAL):		
NOMBRE:	ING. JUAN DIEGO SEGURA ARABOZO	
FECHA:	14 FEB 2020	
DISEÑO ASISTIDO POR COMPUTADORA:		
OPERADOR:	ING. JUAN DIEGO SEGURA ARABOZO	
CONTENIDO:		
Diagrama Unifilar		
ESCALA:	FECHA:	LABORA:
INDICADA	MAR, 2020	E - 01

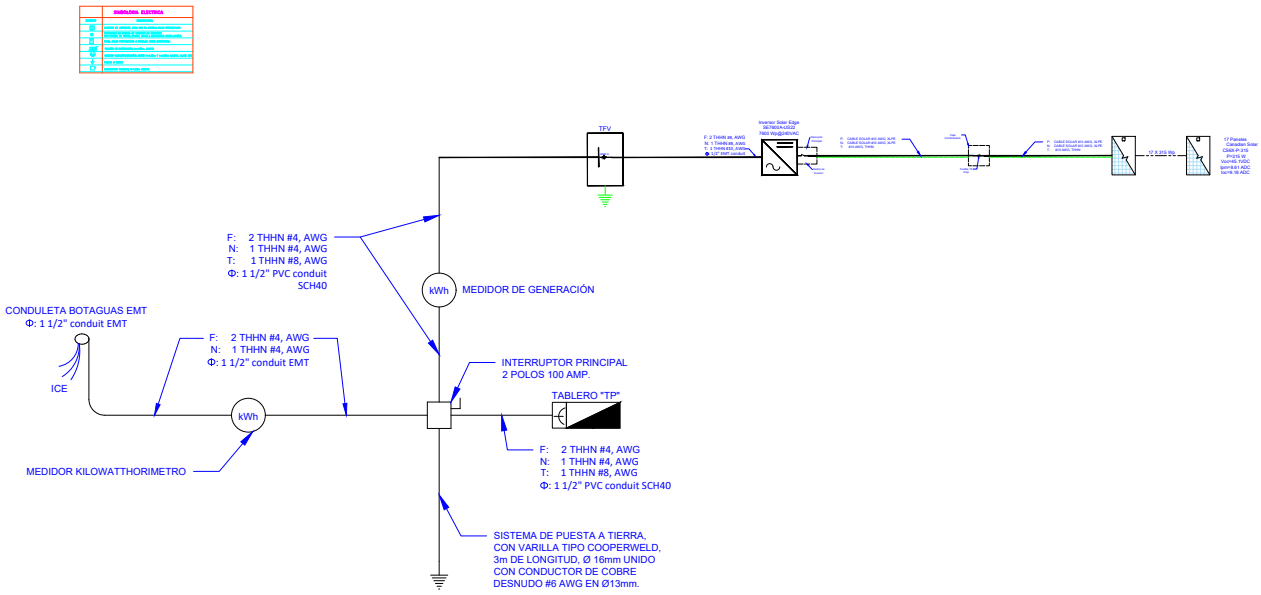


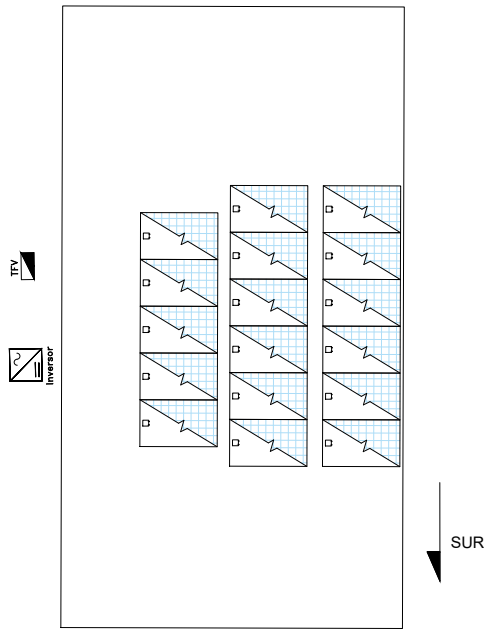
DIAGRAMA UNIFILAR ELECTRICO TIPICO.
 SIN ESCALA

PROYECTO: Sistema Solar Fotovoltaico de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica		
PROFESORADO: Escuela de Ingeniería Eléctrica		
PROFESOR RESPONSABLE DISEÑO: <u>ING. JEAN DIEZEG SEGURA A.</u>	PROFESOR RESPONSABLE DISEÑO TITULAR: <u>ING. JEAN DIEZEG SEGURA A.</u>	PROFESOR RESPONSABLE DISEÑO TITULAR: <u>ING. JEAN DIEZEG SEGURA A.</u>
ESCALA:	FECHA:	LABORA:
INDICADA:	AGO, 2020	E - 02

# de circuito	Item	Potencia del Arreglo (W)	Tensión (VDC)	Corriente (A)
1	Conductor de los paneles solares a inversor	5315	765	10.74



PROYECTO		
Sistema Solar Fotovoltaico de a Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica		
PROFESORADO		
Escuela de Ingeniería Eléctrica		
PROFESORA	CATEDRA	DISTRITO
SAN JOSÉ	MONTE DE OCA	SAN PEDRO
PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO		
NOMBRE: <u>ING. JUAN DIEZEL SEGURA A.</u>		
FECHA: _____		
PROFESIONAL RESPONSABLE CORRECCIÓN TÉCNICA		
NOMBRE: <u>ING. JUAN DIEZEL SEGURA A.</u>		
FECHA: _____		
ESTUDIO ASISTIDO POR COMPUTADORA		
OPERADOR: <u>ING. JUAN DIEZEL SEGURA A.</u>		
CONTENIDO		
Diagrama de Conexiones Paneles-Inversor		
ESCALA	FECHA	LÁMINA
INDICADA	AGO, 2020	E - 03



Nota:

- Distancia de los paneles solares al inversor es de 45 metros.
- La protección DC se encuentra dentro del Inversor.
- Distancia Del Inversor al Centro de Carga TFV, 1 metro.
- Distancia Del Centro de Carga TFV a medidor de Generación (DESCONOCIDO)
- Distancia del medidor de Generación al Interruptor Principal, 2 metros.(DESCONOCIDO)
- Distancia del Interruptor Principal al medidor Bidireccional, 0,5 metros. (DESCONOCIDO)

PROYECTO Sistema Solar Fotovoltaico de a Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica

PROFESIONAL: Escuela de Ingeniería Eléctrica

PROVINCIA SAN JOSÉ	CANTÓN MONTES DE OCA	DISTRITO SAN PEDRO
-----------------------	-------------------------	-----------------------

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO

NOMBRE: ING. JEAN DIEZEG SEGURA A.

FECHA: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO PLANOS

NOMBRE: ING. JEAN DIEZEG SEGURA A.

FECHA: _____

ESTUDIO ASISTIDO POR COMPUTADORA

OPERADOR: ING. JEAN DIEZEG SEGURA A.

CONTENIDO:

Diagrama Espacial

ESCALA	FECHA	LÁMINA
INDICADA	AGO, 2020	E - 04

NOTAS SISTEMA ELECTRICO

1. EL TABLERO DE DISTRIBUCION ELECTRICA DEBERA TENER UNA REGLETA ADICIONAL PARA TIERRA Y DEBERA ESTAR DEBIDAMENTE ATERRIZADA.
2. TODOS LOS CONDUCTORES DE UN CIRCUITO DEBERAN IR ESTRICTAMENTE EN LA MISMA TUBERIA O DUCTO. NO SE DEBEN SEPARAR UNA FASE DE OTRA NI EL NEUTRO DE LAS FASES.
3. TODA TUBERIA SE ACOPLARA A LAS CAJAS METALICAS, CENTROS DE CARGA E INTERRUPTORES MEDIANTE CONECTORES METALICOS DEL DIAMETRO CORRESPONDIENTE.
4. TODAS LAS CAJAS DE PASO DEBERÁN QUEDAR CON SU RESPECTIVA TAPA METÁLICA.
5. TODOS LOS CIRCUITOS DEBERAN QUEDAR DESCritos, CON DETALLE CLARO DE SU USO, A MAQUINA, EN EL FRENTE DEL TABLERO DE DISTRIBUCION.
6. TODO CIRCUITO IRA EN TUBERIA INDEPENDIENTE Y SALDRA POR LAS PREVISTAS DEL TABLERO CON LOS CONECTORES ADECUADOS.
7. TODOS LOS RAMALES Y ACOMETIDAS SERAN CONTINUOS ELECTRICAMENTE ENTRE SI, EL UNICO AGENTE INTERMEDIO PERMITIDO LO SERA UNA SALIDA DE CARGA.
8. TODA LA INSTALACION ELECTRICA DEBERA CUMPLIR CON LAS INDICACIONES DEL CODIGO ELECTRICO DE COSTA RICA.
9. EN TODAS LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN CORRIENTE ALTERNA SE UTILIZARA EL SIGUIENTE CODIGO DE COLORES:
 - CABLE ROJO Y NEGRO PARA LAS LÍNEAS VIVAS O FASES.
 - CABLE BLANCO PARA LAS LÍNEAS DE NEUTRO.
 - CABLE VERDE PARA LAS LÍNEAS DE TIERRA.
10. EN TODAS LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN CORRIENTE DIRECTA SE UTILIZARA EL SIGUIENTE CODIGO DE COLORES:
 - CABLE ROJO PARA LAS LÍNEAS DE POSITIVOS.
 - CABLE NEGRO PARA LAS LÍNEAS DE LOS NEGATIVOS.
 - CABLE VERDE PARA LAS LÍNEAS DE TIERRA.

SIMBOLOGIA ELECTRICA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	ENCLARAMIENTO MECANICO PARA TRANSPARENCIA.
	PUEBIA A TIERRA
	FUSIBLE DE PROTECCION PARA SISTEMA FOTOVOLTAICO.
	PROTECCION TERMOMAGNETICA TIPO "BREAKER".
	ACUMULADOR DE CICLO PROFUNDO PAA USO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.
	CONTROLADOR DE CORRIENTE, PROTOCOLO DE CORRIENTE MPPT
	INTERRUPTOR DE CORRIENTE.
	PANEL FOTOVOLTAICO.

NOTAS SISTEMA DE GENERACIÓN

1. TOMAR EN CUENTA QUE ESTE ES UN DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN NO DE DISTRIBUCIÓN POR TANTO LA PRESENTACIÓN GENERAL DE REQUISITOS PUEDE VARIAR DEL FORMATO ESTÁNDAR ESTABLECIDO .
2. SE PRESENTA DIAGRAMA UNIFILAR DE LA CONFORMACIÓN DEL SISTEMA GENERADOR CON FUENTES RENOVABLES.

CREADO CON UNA VERSIÓN PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

PROYECTO: Sistema Solar Fotovoltaico de a Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica

PROFESARIO:
Escuela de Ingeniería Eléctrica

PROVINCIA SAN JOSÉ	CANTON MONTES DE OCA	DISTRITO SAN PEDRO
-----------------------	-------------------------	-----------------------

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO

NOMBRE: ING. JEAN DIEGO SEGURA

PRIMA: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO HOMOLOGADO

NOMBRE: ING. JEAN DIEGO SEGURA

PRIMA: _____

DESAJO ASISTIDO POR COMPUTADORA

OPERADOR: ING. JEAN DIEGO SEGURA

CONTENIDO:
Simbología y detalles

ESCALA	FECHA	LÁMINA
INDICADA	AGO, 2020	E - 05



Escuela de Ingeniería Eléctrica

© 2020 Google
Image © 2020 Maxar Technologies

Google Earth

Imagery Date: 3/2/2020 9°56'13.71" N 84°02'37.42" W elev 4030 ft eye alt 4382 ft

PROYECTO Sistema Solar Fotovoltaico de a Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica		
PROFESIONAL Escuela de Ingeniería Eléctrica		
PROVINCIA SAN JOSÉ	CANTÓN MONTES DE OCA	DISTRITO SAN PEDRO
PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO		
NOMBRE ING. JUAN DIEGO SEGURA A.	C.P. 0000	
PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO PLANO		
NOMBRE ING. JUAN DIEGO SEGURA A.	C.P. 0000	
PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO ELECTRICO		
NOMBRE ING. JUAN DIEGO SEGURA A.	C.P. 0000	
CONTENIDO		
Localización e ubicación		
ESCALA	FECHA	LÁMINA
INDICADA	AGO, 2020	E - 06

TABLERO DE DISTRIBUCION TFV

No. CIRCUITO	DESCRIPCION	CARGA (W)	TENSION (V)	PROTECCION POLOS/AMP.	CONDUCTOR AWG,THHN	DUCTO (mm)	FASE	% CAIDA TENSION
1 - 2	Circuito de Generación (Inversor a Tablero TFV)	7,600	240	2 / 40	F: 2 # 10, N: 1 # 10, T: 1 # 10	13	A - B	0.69
CARGA TOTAL:		7,600 w.	120 - 240 V.					

CARACTERISTICAS TÉCNICAS DE TFV:

MONOFÁSICO, 3 HILOS, N/S, 120/240 V.A.C.

BARRAS DE 125 AMP., POLOS: 2

MONTAJE: PARCHE, CON PUERTA Y REGLETA PARA TIERRAS

IGUAL O SIMILAR AL MODELO Q0612L-100S DE SQUARE D

ALIMENTACION: F: 2 # 4 AWG, THHN N: 1 # 4 AWG, THHN T: 1 # 8 AWG, THHN

C. 32 mm

Cálculo de Acometida	
7,600	Carga al 100 %
7,600	Carga Total (watts)
31.67	amperios
38.00	Factor Seguridad (1 * 1.20) amperios
Fases = 2 # 4 AWG, THHN	
Neutro = 1 # 4 AWG, THHN	
Tierra = 1 # 8 AWG, THHN	

Cálculo de Caída de Tensión

Distancia	35	metros
Resistencia	0.882	ohmios / kilómetro
Corriente	31.67	amperios
Caída de voltaje (volts) =		1.96
Voltaje después de la caída (v) =		238.04
Caída de tensión (%) =		0.94

PROYECTO: Sistema Solar Fotovoltaico de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica

PROFESIONAL: Escuela de Ingeniería Eléctrica

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DISEÑO: _____

CONTENIDO: Tablero TFV

ESCALA: _____

FECHA: _____

LUBRICA: _____

INDICADA: _____

AGO, 2020

E - 07

Código MATLAB

Determinar trayectoria del sol

```
1 %Se necesita valores de longitud y latitud
2 L = 9.9366; %latitute EIE
3 l = -84.0169; %longitud EIE
4
5
6
7 % 1. Calcular D
8 %Fecha de inicio de la simulacion
9 year_s=2019;
10 month_s=10;
11 day_s=1;
12 hour_s=1;
13 minute_s=0;
14 second_s=0;
15
16 %Fecha de finalizacion de la simulacion
17 year_e=2020;
18 month_e=10;
19 day_e=1;
20 hour_e=0;
21 minute_e=0;
22 second_e=0;
23
24 %Se define el formato de la fecha
25 %Es necesario especificar la zona horaria correspondiente, por
    ejemplo: para los datos solares de Delft, se elige
26 %'Europe/Amsterdam'.
27 %Para conocer las zonas horarias existentes se utiliza el
    comando T = timezones('X'), donde la letra X
28 %se puede reemplazar por alguna de las siguientes localidades:
    Africa, America, Antartica, Arctic, Asia,
29 %Atlantic, Australia, Etc, Europe, Indian, Pacific.
30 s=datetime([year_s month_s day_s hour_s minute_s second_s],
    'TimeZone','America/Costa_Rica',...
31     'Format','d-MMM-y HH:mm:ss Z');
32 e=datetime([year_e month_e day_e hour_e minute_e second_e],
    'TimeZone','America/Costa_Rica',...
33     'Format','d-MMM-y HH:mm:ss Z');
```

```

34 dt = e-s;
35
36 %Vectores para almacenar los angulos de azimut y altitud
37 v_azimuth=[]; %dato se almacena cada minuto
38 v_altitude=[];%dato se almacena cada minuto
39
40 %Tiempo de inicio de la simulacion expresado en horas
41 ht1=hour_s+minute_s/60+second_s/3600;
42 %Tiempo de finalizacion de la simulacion expresado en horas
43 ht2=hours(dt)+ht1;
44
45 while (ht1<=ht2)
46 t = datetime(s,'TimeZone','America/Costa_Rica',...
47     'Format','d-MMM-y HH:mm:ss Z');
48 JD = juliandate(t); %esta fecha juliana toma a o , mes, d a ,
    hora, minutos, segundo formato
49 %Nota importante: la fecha y la hora deben estar en UTC (
    coordenada hora coordenada hora universal o hora media de
    Greenwich)
50 % Por ejemplo, si la hora es las 11:00 en NL, deben ser las
    9:00 para la UTC en abril
51
52 D=JD-2451545;
53
54 %2. Obtenci n de la longitud media q y la anomal a media g
55 % nota: q y g deben normalizarse
56 q=280.459+0.98564736*D;
57 q_i=q/360; %para saber cuantas vueltas completas
58 q_n=(q_i-fix(q_i))*360; %da q_normilised
59
60 g=357.529+0.98560028*D;
61 g_i=g/360; %para saber cuantas vueltas completas
62 g_n=(g_i-fix(q_i))*360; %da q_normilised
63
64 %3. Calculando la longitud el ptica lamda_s
65 lamda_s=q_n+1.915*sind(g_n)+0.02*sind(2*g_n);
66
67 %4. C lculo de la inclinaci n axial (empilon)
68 empilon=23.429-0.00000036*D;
69
70 %5. Obtener la hora sid rea media de Greenwich (GMST)
71 T=D/36525; % normalmente no teniendo en cuenta

```

```

72 GMST=18.697374558+24.06570982441908*D+0.000026*T^2; %aqu D
    se da en d as
73 %NOTA: aqu , el t rmino 0.000026 * T ^ 2 es insignificante
74 GMST_i=GMST/24; %normalizar en 24h
75 GMST_n=(GMST_i-fix(GMST_i))*24; %da GMST_normalised
76
77 %6. Estimaci n del tiempo lateral medio local (LMST o theta_L
    ))
78 LMST=GMST_n*15+1;
79
80 %7. Obtenci n de azimut (A_s) y altitud (a_s) del sol
81
82 N_tan_A_s=(-sind(LMST)*cosd(lamda_s)+cosd(LMST)*cosd(epsilon)*
    *sind(lamda_s)); % numerador para calcular la tangente del
    acimut
83 D_tan_A_s=(-sind(L)*cosd(LMST)*cosd(lamda_s)-(sind(L)*sind(
    LMST)*cosd(epsilon)-cosd(L)*sind(epsilon))*sind(lamda_s))
    ; % denominador para calcular la tangente del acimut
84 tan_A_s=N_tan_A_s/D_tan_A_s; %aqu , se calcula la
    tangente del acimutd
85
86 sin_a_s=cosd(L)*cosd(LMST)*cosd(lamda_s)+(cosd(L)*sind(LMST)*
    cosd(epsilon)+sind(L)*sind(epsilon))*sind(lamda_s);...
87 %aqu se calcula el pecado de altitud
88
89 a_s=asind(sin_a_s); % Finalmente, esta es la altitud del sol.
90
91 %7.1 Obtener el azimut del sol no es una tarea sencilla. Para
    conocer su valor, primero se deben evaluar un par de
    condiciones.
92 if D_tan_A_s > 0 && N_tan_A_s > 0
93     A_s=atand(tan_A_s); %Finally, this is the azimuth of the
        sun if the numerator is possitive as well as the
        denominator
94 elseif D_tan_A_s < 0
95     A_s=atand(tan_A_s)+180; %Finalmente, este es el azimut del
        sol si el numerador es positivo y el denominador
96 elseif D_tan_A_s > 0 && N_tan_A_s < 0
97 A_s=atand(tan_A_s)+360; %Finalmente, este es el azimut del sol
        si el denominador es positivo pero el numerador negativo
98 end
99 if a_s<0

```

```

100     a_s=0;
101 end
102 v_azimuth=[v_azimuth A_s]; %Se guarda el angulo de azimut
    calculado en el vector
103 v_altitude=[v_altitude a_s]; %Se guarda el angulo de altitud
    calculado en el vector
104
105 %Se actualiza la fecha para la siguiente iteracion
106 hour_s=hour_s+1;
107 s=datetime([year_s month_s day_s hour_s minute_s second_s]);
108 ht1=hour_s+minute_s/60+second_s/3600;
109 end
110
111 %7.2 Graficando altitud vs azimut
112 x = 1:1:24;
113 plot (v_azimuth(x),v_altitude(x),'Linewidth',2)
114 xlabel 'Azimuth [deg]'
115 ylabel 'Altitude [deg]'
116
117 as=v_altitude';
118 As=v_azimuth';

```

Obtener irradiación de EIEUCR

```

1 location_filename = 'EIE.mat'; %Datos meteorologicos
2 %load(location_filename,'As','as','DHI','DNI','GHI');% Loading
    vectors 'As', 'as', 'DHI', 'DNI' and 'GHI'
3 %load(location_filename,'DHI','DNI','GHI');%
4 DHI=xlsread('Datos_1h_EIE_2020.xlsx','G2:G8785');
5 DNI=xlsread('Datos_1h_EIE_2020.xlsx','J2:J8785');
6 GHI=xlsread('Datos_1h_EIE_2020.xlsx','F2:F8785');
7 theta_2=0;
8 delta_Am=2; % el paso del ngulo del m dulo para el acimut
9 delta_am=0.5; % el paso del ngulo del m dulo para la
    altitud
10 max_Am=360; % el ngulo m ximo para el acimut
11 max_am=90; % el ngulo m ximo para la altitud
12 alpha = 0.2; % Este coeficiente de Albedo se
    recomienda en
13 Am = 0:delta_Am:max_Am; % Inicializar el rango
    de azimut del m dulo fotovoltaico de 0 a 360 grados en
    pasos de 2 grados como un vector de fila

```



```

14 theta = 0:delta_am:max_am; % % Inicializaci n del
    rango del ngulo de inclinaci n del m dulo fotovoltaico
    de 0 a 90 grados en pasos de 2 grados como un vector de
    fila
15 am = 90-theta; % Rango de altitud del m dulo
    fotovoltaico como un vector de fila
16
17 % Crear
18 for a = 1:1:(max_am/delta_am)+1 %'a' es el ndice para iterar
    a trav s del vector 'am'
19     for b = 1:1:(max_Am/delta_Am)+1 %'b' es el ndice para
        iterar a trav s del vector 'Am'
20         for i=1:1:8760
21
22             % Irradiancia directa
23             cos_AOI(i) = cosd(am(a))*cosd(as(i))*cosd(Am(b)-As(i))
                +sind(am(a))*sind(as(i)); % Calcule el coseno del
                ngulo de incidencia para cada hora del a o para
                una inclinaci n y orientaci n espec ficas del
                m dulo
24             Gdirect(i) = DNI(i)*cos_AOI(i); %Para calcular la
                irradiancia directa
25
26             if Gdirect(i)<0 % Esto hace que la irradiancia
                directa negativa en el m dulo fotovoltaico sea
                cero.
27                 Gdirect(i) = 0;
28             end
29
30             % Irradiancia difusa isotr pica
31             SVF(a) = (1+cosd(theta(a)))/2; %para calcular el
                factor de vista del cielo
32             Gdiffuse(i) = DHI(i)*SVF(a);
33
34             % Irradiancia por efecto del albedo
35             Galbedo(i) = GHI(i)*alpha*(1-SVF(a));
36
37             % Irradinancia total
38             Gm(i) = Gdirect(i)+Gdiffuse(i)+Galbedo(i);
39             end
40
41             % Energ a total incidente en la superficie del

```

```

        m dulo fotovoltaico durante todo el a o
42     Em(a,b) = sum(Gm)/1000; %in kWh/m^2
43
44     %A horas de sol equivalentes estimadass
45     EHS(a,b)= sum(Gm)/(365*1000);
46     end % end for ciclo 2
47 end % end for ciclo1
48
49 % Inclinaci n y orientaci n ptimas para el m dulo
    fotovoltaico
50
51 % Sugerencia: busque Em_max para obtener el ngulo ptimo de
    inclinaci n y orientaci n
52
53 Em_max_per_combination = max(Em);
54 Em_max = max(Em_max_per_combination);
55 ESH_max_per_combination = max(EHS);
56 ESH_max = max(ESH_max_per_combination);
57
58 [row,col] = find(ismember(EHS, max(EHS(:))))); % esto extrae la
    fila y la columna para la combinaci n que da la salida
    m xima
59
60 % Opt_Am es la orientaci n / azimuth ptima del m dulo
    fotovoltaico, Opt_theta es el ngulo de inclinaci n
    ptimo del m dulo fotovoltaico
61 Opt_Am = (col-1)*delta_Am;
62 Opt_theta = (row-1)*delta_am;
63
64
65
66 [X,Y] = meshgrid(Am,theta); % Creaci n de una cuadr cula
    del acimut y los ngulos de altitud del m dulo
    fotovoltaico
67 contourf(X,Y,Em,40) % 1000 se divide para convertir Em en
    unidades kWh / m ^ 2
68 colormap jet
69 shading interp
70 text(90,8.53,'\leftarrow irradiancia EIEUCR [1799 kWh/m^2 ]')
71 view(0,90)
72
73 c = colorbar;

```

```

74 c.Label.String = 'Irradiación (kWh/m2)';
75 c.Label.FontSize = 20;
76
77 ax = gca; % ejes actuales
78 ax.XTick = [0:60:360];
79 ax.FontSize = 20;
80 ax.XLabel.String = 'Azimuth del panel fotovoltaico ( )';
81 ax.YLabel.String = 'Inclinación panel fotovoltaico ( )';
82 %ax.XTickLabel =
      {'0', '60', '3', '4', '5', '6', '7', '8', '9', '10', '11'};
83 %ax.YTick = [0:10:90];
84 %ax.YTickLabel = {'1', '2'};
85 %ax.TickLength = [0 0];
86 axis square
87 %Gm=Gm';
88 %guardar('Gm.mat', 'Gm')
89 %%% Vector
90 b = 46; % am 90 grados (202 optima)
91 a = 164; %theta 8.53 (160 optima)
92 %Obtener irradiación de EIEUCR
93
94 for i=1:1:8760
95
96     % Irradiancia directa
97     cos_AOI(i) = cosd(am(a))*cosd(as(i))*cosd(Am(b)-As(i))
      +sind(am(a))*sind(as(i)); % Calcule el coseno del
      ngulo de incidencia para cada hora del a o para
      una inclinación y orientación específicas del
      m dulo
98
99     Gdirect(i) = DNI(i)*cos_AOI(i); %Para calcular la
      irradiancia directa
100
101     if Gdirect(i)<0 % Esto hace que la irradiancia
      directa negativa en el m dulo fotovoltaico sea
      cero.
102         Gdirect(i) = 0;
103     end
104
105     % Irradiancia difusa isotrópica
106     SVF(a) = (1+cosd(theta(a)))/2; %para calcular el
      factor de vista del cielo

```

```

107         Gdiffuse(i) = DHI(i)*SVF(a);
108
109         % Irradiancia por efecto del albedo
110         Galbedo(i) = GHI(i)*alpha*(1-SVF(a));
111
112         % Irradinancia total
113         Gm(i) = Gdirect(i)+Gdiffuse(i)+Galbedo(i);
114     end
115         Gm=Gm';
116         save('Gm.mat','Gm')

```

Implementación Duffie Beckam y potencia

```

1 % Este modelo est hecho para calcular la temperatura de un
   panel fotovoltaico utilizando el
2 % Modelo Duffie Beckman.
3 % El modelo utiliza como entrada la temperatura ambiente, la
   velocidad del viento, la eficiencia, las propiedades
   pticas y
4 % de irradiancia.
5
6
7 load('Gm.mat','Gm');
8 v_Ppv=[];
9 v_P_sytem=[]; % poder del vector del sistema
10 %register_eff=[];
11 eff_datasheet=0.1672; %Dada por la hoja de datos
12 eff=eff_datasheet; %
13 C_eff=-0.0041; % coeficiente t rmico
14 thao_alpha=0.9;
15 Tm_NOCT=45; %Temperatura del m dulo fotovoltaico en NOCT,
   hoja de datos
16 Ta_NOCT=20;
17 Ta_STC=25;
18 N=17;% cantidad de modulos
19 %Dada por la hoja de datos
20 Voc_STC=45.5;
21 Isc_STC=9.34;
22 Vmpp_STC=37.0;
23 Impp_STC=8.78;
24 Pmmp_STC=Impp_STC*Vmpp_STC;
25

```

```

26 FF_STC=Pmpo_STC/(Voc_STC*Isc_STC);
27
28 Am=1.960*0.992;
29 Gm_STC=1000;
30 Gm_NOCT=800;
31 T_m=0;
32 PV_eff=0;
33 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
34 T_amb=xlsread('Datos_1h_EIE_2020.xlsx','E2:E8785');
35 %T_amb=27.5;
36 u=xlsread('Datos_1h_EIE_2020.xlsx','H2:H8785');
37 %u=0.8;
38 %Gm=819.92;
39 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
40
41 nn=1.5;
42 k_b=1.36e-23;
43 e=1.602e-19;
44 T_STC=25;
45 T_STC_K=273.15+T_STC;
46
47 Tm_DB_it=0;
48 Isc_Gm=0;
49 Voc_Gm=0;
50
51 Pmpo_Gm=0;
52 eff_Gm=0;
53 register_eff=0;
54 eff_change=zeros(15,1);
55
56 %load('D:\vvegagarita\surfdrive\Simulations\Matlab\PV panel
    temperature models\NL_data_2014.mat')
57 for i=1:length(Gm)
58 if Gm(i)>1
59
60         Isc_Gm=Isc_STC*Gm(i)/Gm_STC; % just considering Gm
61
62         Voc_Gm=Voc_STC+nn*k_b*T_STC_K/e*log(Gm(i)/Gm_STC);
63
64         Pmpo_Gm=FF_STC*Isc_Gm*Voc_Gm;
65
66         eff_Gm=Pmpo_Gm/(Gm(i)*Am);

```

```

67
68     for j=1:1:15
69
70         Tm_DB_it=T_amb(i)+(Tm_NOCT-Ta_NOCT)*(Gm(i)/Gm_NOCT)
              *(9.5/(5.7+3.8*u(i)))*(1-(eff/(thao_alpha)));
71
72         eff=eff_Gm*(1+C_eff*(Tm_DB_it-(Ta_STC)));
73         eff_change(j)=eff;
74         % register_eff(j)=eff;
75     end
76
77 else if Gm(i)<=1
78     Tm_DB_it=T_amb(i);
79     eff=0;
80     end
81 end
82
83
84 PV_eff(i)=eff;
85 T_m(i)=Tm_DB_it;
86
87
88 Ppv(i)=Gm(i)*Am*eff;
89
90
91 v_P_system(i)=N*Ppv(i); % P del sistema completo 17 modules
92
93 end

```

Obtener energía y gestión de energía

```

1 Charge=xlsread('Enero3.xls','C2:C673');
2 Solar_edge_Sun=xlsread('Enero3.xls','G2:G673');
3 Battery_Solar_edge_Sun=xlsread('Enero3.xls','B2:B673');
4 j =1; % charge counter
5 k =1; % charge counter
6 Solar_edge2=0;
7 SOC_Vt=0;
8 Battery_counter=734.7;
9 Consumption_counter=0;
10 Solar_counter=0;
11 NET_counter=0;

```

```

12 Charge_min_level=930;
13 Charge_max_level=9300;
14 SOC=0;
15 VAR=0;
16 Battery_efficiency=0.95;
17
18
19 Dat_I=1;
20 Dat_f= 672;
21 for i= Dat_I:1:Dat_f%length(v_Ppv)
22     Solar_counter=Solar_counter+(Solar_edge_Sun(i)/4);%
        acumulador de energ a solar producida
23     Consumption_counter=Consumption_counter+(Charge(j)/4); %
        acumulador de consumo generado
24     VAR=(Charge(i)- Solar_edge_Sun(i))/4;
25     if (VAR>=0)
26         while ( Battery_counter>= Charge_min_level)&&(VAR>=0)
                %administraci n de bater a
27             VAR = VAR-1;
28             Battery_counter = Battery_counter -
                Battery_efficiency;
29         end
30         NET_counter= NET_counter+VAR;
31     else
32         Y_ABS=abs(VAR);
33
34         while (Battery_counter <= Charge_max_level)&& (Y_ABS
                >=0)
35             Battery_counter=Battery_counter+(Battery_efficiency)
                ; % BATTERY EFFIENCY
36             Y_ABS=Y_ABS-1;
37         end
38         if(Y_ABS>0)
39             NET_counter= NET_counter-Y_ABS;
40         end
41
42     end
43     %j=j+4;
44     VAR=0;
45     SOC_V(i)=(Battery_counter/Charge_max_level)*100;
46     SOC=Battery_counter/Charge_max_level;
47 end

```