



La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**DISEÑO DE MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED
PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE LOS CENTROS OPERATIVOS Y
AGENCIAS DE LA EEQ UBICADOS AL NOROCCIDENTE Y SUR DE LA
CIUDAD DE QUITO**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

JAVIER GEOVANNY ANGAMARCA IPIALES

ROBERT DARIO GUEVARA PAJUÑA

DIRECTOR: M.Sc. PATRICIA ELIZABETH OTERO VALLADARES

CODIRECTOR: DR. NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIERREZ

Quito, Marzo 2020

AVAL

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Javier Geovanny Angamarca Ipiates y Robert Dario Guevara Pajuña, bajo nuestra supervisión.

M.Sc. PATRICIA OTERO
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Dr. NELSON GRANDA
CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros Javier Geovanny Angamarca Ipiates y Robert Dario Guevara Pajuña, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejamos constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

JAVIER GEOVANNY ANGAMARCA
IPIALES

ROBERT DARIO GUEVARA PAJUÑA

DEDICATORIA

A mis padres Luis y María quienes con su amor, sacrificio y apoyo incondicional en todos estos años me han permitido cumplir una meta más, gracias a ustedes por los consejos, principios y valores inculcados a lo largo de la vida.

A mis hermanos Lenin y Jessica por estar conmigo en todo momento, brindándome su cariño y apoyo moral durante todo este proceso.

Javier

Dedico cada párrafo de este trabajo a Dios.

A mis padres, Robert y Lida que han sido el ejemplo en mi formación espiritual y profesional, jamás dejen de ser un ejemplo para cada uno de sus hijos.

A mis hermanas, Karen y Gabriela, siendo un ejemplo de perseverancia para sus vidas, cumplan cada uno de sus sueños y jamás se rindan.

A Noemí Sánchez mujer esforzada y valiente quién supo leer y corregir la redacción de este trabajo.

Robert

AGRADECIMIENTO

A mis padres Luis y María por confiar y creer en mis aspiraciones profesionales, y por su constante apoyo en las distintas etapas de mi vida pese a las distintas adversidades presentadas.

A mi Directora del trabajo de titulación M.Sc. Patricia Otero y Codirector del trabajo de titulación Dr. Nelson Granda quienes con su experiencia y consejos hicieron posible el desarrollo del presente proyecto.

Al Ing. Milton Balseca por facilitar la información técnica utilizada para el desarrollo del presente proyecto.

A mi familia, quienes con su apoyo han hecho realidad el cumplimiento de uno de mis objetivos profesionales.

A mis amigos, quienes con su apoyo y ocurrencias hicieron que todo el proceso de formación sea más llevadero.

Javier

A Dios porque todas las cosas son hechas por él y para él.

A mis padres, hermanas y familia por su infinito apoyo en el cumplimiento de cada uno de mis sueños.

A Noemí Sánchez la mujer que ha decidido darlo todo por mí, gracias por tus consejos, tiempo y sobre todo paciencia para asegurarte que mi trabajo está haciéndose correctamente.

Un agradecimiento especial a la Magister Patricia Otero quien ha sabido guiarnos en cada etapa de la realización de este trabajo, usted ha sido un ejemplo de profesionalismo y siempre será recordada como un base fundamental en mi desarrollo como profesional.

De la misma manera agradezco al Doctor Nelson Granda por confiar en nuestro proyecto y por todas las sugerencias que nos ha dado.

Robert

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	V
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	VII
RESUMEN	IX
ABSTRACT	X
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. OBJETIVOS	2
1.2. ALCANCE	2
1.3. MARCO TEÓRICO.....	3
1.4. GENERALIDADES DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	4
1.5. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	7
1.6. ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO .	11
1.7. TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	22
1.8. SEGURIDAD Y PROTECCIONES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	25
1.9. ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EL ECUADOR	29
1.10. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	32
1.11. INTRODUCCION AL SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM)	38
2. METODOLOGÍA	40
2.1. EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE.....	40
2.2. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA PREVISTA.....	50
2.3. DIMENSIONAMIENTO DEL MICROSISTEMA FOTOVOLTAICO	56
2.4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA ADICIONAL PARA EL USO DE BATERIAS	92
3. DISEÑO DEL SOFTWARE COMO HERRAMIENTA GUÍA PARA SIMULACIÓN DE SISTEMAS DE MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	103
3.1. SISTEMA PRINCIPAL Y SISTEMA ADICIONAL DE EMERGENCIA ...	103
3.2. SELECCIÓN DE VARIABLES DE ENTRADA Y SALIDA.....	104

3.3.	DIAGRAMA DE FLUJO.....	107
3.4.	VISUALIZACIÓN DE RESULTADOS PROVENIENTES DEL PVDT	111
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS Y VALIDACIÓN DEL SOFTWARE PROPUESTO.....	116
4.1.	CONCEPTOS GENERALES.....	116
4.2.	RESUMEN TÉCNICO FINANCIERO	117
4.3.	COMPARACIÓN DE RESULTADOS ENTRE EL SOFTWARE PROPUESTO PVDT Y EL SOFTWARE SAM	122
4.4.	ANÁLISIS DE LA PROPUESTA DE DISEÑO	124
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	128
5.1.	CONCLUSIONES.....	128
5.2.	RECOMENDACIONES	130
6.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	131
	ANEXOS	136

RESUMEN

La Empresa Eléctrica Quito, un referente del sector eléctrico, busca implementar sistemas de generación eléctrica con energía renovable no convencional, específicamente sistemas fotovoltaicos, con el objetivo de promover el uso de energías renovables en la ciudadanía, por tal razón, requiere una opción de diseño de un sistema de generación fotovoltaica para los edificios del centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos y para el centro operativo del sur y agencia Turubamba, este sistema de generación debe suplir el suministro de energía de la red de distribución eléctrica para cada uno de estos edificios.

El presente estudio técnico propone dos tipos de diseño de microgeneración fotovoltaica conectada a la red. El primero es un sistema de microgeneración fotovoltaica sin baterías capaz de suministrar energía a un porcentaje determinado de la carga total de cada edificio. El segundo diseño propone la adición de baterías o sistema adicional de emergencia, capaz de suministrar energía por tiempo limitado a un grupo determinado de cargas, similar a la operación de un UPS, debido al tiempo de autonomía, este sistema adicional de emergencia es un complemento al sistema auxiliar de emergencia o generador a diésel, en caso de existir falla de la red. Se realiza un estudio técnico financiero para determinar cuál diseño resulta más factible de implementar y se presenta un software computacional que resume todo el proceso anterior en una interfaz fácil de manejar.

PALABRAS CLAVE: energías alternativas, factibilidad de sistemas fotovoltaicos, generación fotovoltaica, sistemas fotovoltaicos conectados a la red, sistemas fotovoltaicos en edificios comerciales.

ABSTRACT

The Empresa Eléctrica Quito, being a reference in the electricity sector, seeks to implement electricity generation systems with non-conventional renewable energy, specifically photovoltaic systems, with the aim of promoting the use of renewable energy between the citizens, for this reason it requests a photovoltaic generation system design for the buildings of the northwestern operating center and Los Bancos agency and for the southern operating center and Turubamba agency that can replace the electricity supply from the distribution grid for each of the buildings.

The present technical study proposes two types of photovoltaic microgeneration designs connected to the grid. The first is a photovoltaic microgeneration system without batteries capable of supplying a percentage of the total load of each building. The second design proposes the connection of batteries or additional emergency system, capable of supplying energy for a limited time to a certain group of loads, similar to the operation of a UPS, due to the autonomy time, this additional emergency system is a complement to the emergency auxiliary system or diesel generator in case of disconnection of the network. An economic technical study is performed to determine which design is more feasible to implement and a computer software resumes the entire previous process in an easy to handle interface.

KEYWORDS: alternative energies, photovoltaic systems feasibility, photovoltaic generation, grid connected photovoltaic systems, photovoltaic systems in commercial buildings.

1. INTRODUCCIÓN

La preocupación mundial acerca del cambio climático, ha provocado la necesidad de buscar e implementar nuevas formas de generación de energía eléctrica, una opción de evitar el uso de combustibles fósiles en generación eléctrica es la utilización de los recursos renovables que el planeta posee; en Ecuador, según las estadísticas que proporciona el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) no se ha generado una considerable producción de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables no convencionales, por esta razón existe un gran potencial de aprovechamiento para el sector eléctrico.

La Empresa Eléctrica Quito al ser un referente en el sector eléctrico, planifica a futuro implementar medidas de uso eficiente de energía eléctrica y fomentar la utilización de recursos renovables no convencionales, específicamente energía solar fotovoltaica. Dada la ubicación geográfica del Distrito Metropolitano de Quito, se puede analizar la opción de implementar sistemas de microgeneración fotovoltaica con y sin respaldo de baterías, ya que la radiación solar tiende a ser constante para esta zona. El objetivo es realizar un diseño de sistema de microgeneración fotovoltaica para el suministro de energía eléctrica de los edificios de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) específicamente en el Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos y en el Centro operativo del sur y agencia Turubamba, edificios, que para la fecha de este trabajo, aún no han sido construidos.

Con el diseño de un sistema de microgeneración fotovoltaica a nivel comercial e industrial, se puede brindar un ejemplo a la sociedad del uso de una generación eléctrica más limpia, fácil de implementar y con beneficios económicos debido a la reducción del uso del suministro comercial proveniente de la red de distribución, lo que involucra un beneficio a la empresa distribuidora que pretende promover políticas de sostenibilidad ambiental y eficiencia energética.

El presente estudio técnico diseñará un sistema de microgeneración fotovoltaica conectado a la red, que proveerá de energía eléctrica a un grupo seleccionado de cargas, las cuales se determinarán mediante un análisis técnico. Se realizarán dos tipos de diseño, el primer diseño será un sistema fotovoltaico sin baterías, el segundo diseño será un sistema fotovoltaico con baterías o sistema adicional de emergencia, luego de proponer ambos diseños se realizará un análisis técnico financiero que determinará la mejor opción para la implementación.

Finalmente utilizando Matlab se realizará un software computacional como herramienta guía para el análisis técnico financiero del diseño propuesto.

1.1. OBJETIVOS

El objetivo general es:

Diseñar los sistemas de microgeneración fotovoltaica conectada a la red para los suministros eléctricos de los Centros Operativos y Agencias de la Empresa Eléctrica Quito ubicados al noroccidente y sur de la ciudad de Quito.

Los objetivos específicos son:

- Examinar mapas de irradiación solar referentes a los puntos de ubicación de cada uno de los edificios operativos y agencias de la Empresa Eléctrica Quito y obtener una base de datos para los mismos.
- Analizar la carga y entender la forma de trabajo de los edificios de operación y control de la empresa eléctrica Quito.
- Realizar el diseño del sistema de microgeneración fotovoltaica para el abastecimiento eléctrico de los edificios operativos y agencias de la empresa eléctrica Quito.
- Analizar los beneficios técnico-económicos de un sistema de microgeneración con almacenamiento de energía mediante baterías en comparación a un sistema fotovoltaico sin baterías.
- Diseñar un software computacional como herramienta guía para el análisis económico de diseños fotovoltaicos.

1.2. ALCANCE

El presente estudio técnico diseñará un sistema de microgeneración fotovoltaica conectado a la red, que proveerá de energía eléctrica a un grupo seleccionado de cargas las cuales se determinarán mediante un análisis técnico, para los edificios de operación y agencias de la Empresa Eléctrica Quito ubicados al noroccidente y sur de la ciudad de Quito, los cuales son: el Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos y el Centro operativo del sur y agencia Turubamba, utilizando paneles fotovoltaicos que serán instaladas en las áreas propuestas de cada uno de los edificios ya mencionados y según se ha planteado el diseño, también utilizará un inversor regulador del mercado para transformar la corriente continua de los paneles y alimentar al sistemas de respaldo (baterías) según corresponda al caso de diseño.

Se realizará el diseño del sistema de micro generación fotovoltaica en base a los planos arquitectónicos del edificio y según los mapas de radiación solar, información que se obtendrá de la propia empresa ya mencionada, y de bibliografía asociada, además se tomarán como limitaciones para la ubicación del sistema de microgeneración fotovoltaica las áreas de restricción que los planos arquitectónicos indiquen o se estimen inadecuadas según apreciaciones técnicas.

Se efectuará un análisis para determinar que parte de la carga el microsistema de generación alimentará como suministro principal.

Se realizarán dos tipos de diseño, el primer diseño será un sistema fotovoltaico sin baterías, el segundo diseño será un sistema fotovoltaico con baterías, luego de proponer ambos diseños se realizará un análisis técnico económico que determinará la mejor opción para la implementación.

Utilizando Matlab se realizará un software computacional como herramienta guía para el análisis técnico económico del diseño propuesto, en el que se ingresarán parámetros de la demanda tales como consumo de energía mensual, en generación los parámetros a ingresar serán: número de paneles, número de inversores, número de baterías si el caso aplica, parámetros de radiación solar y también datos generales como: nombre del lugar, y costos de los elementos, etc., para determinar los beneficios del proyecto, los resultados que se visualizarán serán: curvas de demanda y generación del proyecto, parámetros financieros como años de recuperación de la inversión, tasa interna de retorno (TIR) y costo final de la inversión, los resultados se compararán con el software System Advisor Model (SAM) para validar el estudio propuesto.

Se analizará económicamente si los diseños propuestos son factibles para su implementación.

1.3. MARCO TEÓRICO

En el capítulo actual se exponen los fundamentos teóricos necesarios para el desarrollo del presente trabajo de titulación, se describen los siguientes temas: generalidades de las energías renovables, tipos y el contexto en el Ecuador, energía fotovoltaica (componentes, tipos de sistemas, parámetros de diseño), incentivos para esta tecnología, la normativa en el Ecuador, descripción de la instalación, y una breve introducción al software System Advisor Model (SAM).

1.4. GENERALIDADES DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

El impulso para que la sociedad actual genere el desarrollo económico y tecnológico que hasta el presente sigue creciendo, fue el descubrimiento tanto del carbón, el primer combustible fósil que permitió la industrialización en las fábricas, como del petróleo y sus distintas formas de aplicación en el ámbito de generación de energía y transporte. El agotamiento del recurso fósil y su impacto en el cambio climático, demandan a la sociedad el desarrollo y uso de nuevas formas de energía no convencionales e independientes de combustibles fósiles, que se consideren limpias y seguras para el medio ambiente [1].

Las energías renovables se obtienen de fuentes naturales, con la capacidad de regenerarse y de tener inmensas cantidades de abastecimiento, son consideradas una fuente inagotable de recursos energéticos para el ser humano y han existido desde el inicio del hombre. En la generación eléctrica, no se han utilizado por dos factores importantes: falta de conocimiento de cómo aprovecharlos y madurez de la tecnología, al pasar de los siglos estos dos factores han sido minimizados y en la actualidad se puede emplear estas energías de manera eficiente [2].

A nivel mundial el consumo de energía procedente de combustibles fósiles representa el 80% del consumo energético total del planeta, esto involucra un reto para los gobiernos y en general para la sociedad, sobre el uso de energías renovables y el cuidado del medioambiente [3].

1.4.1. TIPOS DE ENERGÍA RENOVABLE

El planeta Tierra dispone de grandes fuentes de energía limpia y renovable, a continuación se describen las más utilizadas actualmente:

Energía hidráulica: Energía renovable de alto rendimiento que aprovecha la energía cinética y potencial de las corrientes de agua al pasar por turbinas, la energía mecánica generada pasa por un alternador y se convierte en energía eléctrica. La energía hidráulica es considerada una energía totalmente ecológica y la más utilizada por el hombre no solo para generar electricidad, ya que se construyen embalses de agua que son empleados para riego y consumo [4].

Energía eólica: Energía obtenida mediante el aprovechamiento de las corrientes de viento, utiliza la fuerza que genera el viento para mover las aspas de un aerogenerador que transforma la energía mecánica en eléctrica. Para la construcción de centrales de generación eólica se utilizan mapas de viento o mapas predictivos de viento, mapas basados en estudios estadísticos sobre velocidad y direccionalidad del viento [5].

Energía solar: Energía generada por el sol, existen dos tipos de generación eléctrica utilizando energía solar y son [6] :

- Solar térmica: utiliza el calor del sol para generar vapor de agua que después moverá turbinas de vapor generando energía mecánica y consecuentemente a partir de ella energía eléctrica.
- Fotovoltaica: utiliza la radiación solar sobre un dispositivo semiconductor o célula fotovoltaica para generar electricidad mediante el efecto fotoeléctrico.

Bioenergía: Energía que utiliza la materia orgánica o industrial formada en procesos biológicos, aprovecha el calor generado de la combustión de la materia orgánica para producir energía eléctrica, se puede emplear los desechos propios de la naturaleza y los desechos humanos, actualmente existen países como Finlandia, Polonia y Reino Unido que poseen las plantas de bioenergía más grandes del mundo [7].

Energía geotérmica: Energía que se obtiene del calor procedente del interior del planeta, cercano al centro del planeta existen ríos de agua que constantemente están en estado de evaporación, se realiza una excavación en los yacimientos y se extrae el vapor que moverán turbinas de una central de generación eléctrica [8].

1.4.2. MARCO LEGAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ECUADOR

En el Ecuador la primera central de generación eléctrica con recursos renovables fue instalada por la empresa “Sociedad Sur Eléctrica”, en la ciudad de Loja en el año de 1897, ubicada sobre el río Malacatos y con una capacidad de operación de 24 kW ésta fue la primera central hidroeléctrica del país. Con el nacimiento de la generación hidroeléctrica en un país rico en recursos hídricos, surgen también la necesidad de crear políticas para generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, sin embargo las primeras políticas con referencia a recursos renovables y no renovables son emitidas en la constitución de 1978 sección 2 artículo 46 que indica que el estado ecuatoriano se reserva el derecho de administración, sin mencionar nada acerca del cuidado del medio ambiente [9].

En 1998 se edita la constitución y por primera vez se crea una sección dedicada al medio ambiente y al uso de energías renovables, cabe recalcar que no fue explícito el tema sin embargo fue un indicio, en la sección 2 del medio ambiente en el artículo 89 el estado promueve el uso de tecnologías ambientalmente limpias para el sector público y privado, también establece estímulos tributarios para todas las personas que realicen acciones ambientalmente sanas y ecológicas [10].

Actualmente en la Constitución de la República del Ecuador del 2008 el Estado Ecuatoriano es protagonista en la administración de los recursos renovables, el objetivo es administrar y proteger estos recursos, evitando así el uso inapropiado de los mismos, establece las siguientes políticas acerca de la generación y el uso de energías renovables:

“Artículo 15.- El Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. La soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua” [11].

“Artículo 313.- El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia” [11].

“Artículo 413.- El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua” [11].

Como se puede observar el Estado Ecuatoriano promueve el uso de recursos renovables y establece al igual que en la constitución de 1998 estímulos tributarios para las empresas que efectúen acciones ambientalmente sanas.

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) en el año 2008 estableció el documento “Políticas Energéticas del Ecuador 2008 – 2020”, en el cual se implementan políticas de estado a favor del desarrollo de energías renovables citadas a continuación:

“c) impulsar un modelo de desarrollo energético con tecnologías ambientalmente amigables” [12].

“d) formular y llevar adelante un Plan Energético Nacional, que defina la expansión optimizada del sector en el marco de un desarrollo sostenible” [12].

“f) promover el desarrollo sustentable de los recursos energéticos e impulsar proyectos con fuentes de generación renovable (hidroeléctrica, geotérmica, solar y eólica) y de nueva generación eléctrica eficiente, incluyendo la nuclear, excluyendo la generación con base en el uso del diésel” [12].

Se pretende aumentar la inversión para la creación de centrales de generación eléctrica con otro tipo de recurso de explotación.

1.4.3. ACTUALIDAD DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ECUADOR

Para el mes de diciembre de 2019 la producción de energía hidroeléctrica contempló el 90,1% del total de la energía generada, la energía eólica el 0,22%, biomasa el 0,02%, biogás el 0,13%, térmica 9,5%, fotovoltaica 0,11%, un indicador del correcto uso de hidrografía del país y la contribución al uso de energías limpias [13].

Ecuador presenta índices de insolación altos y se pretende explotar el recurso solar mediante la construcción de megaproyectos en zonas estratégicas como el Aromo en Manabí con una capacidad instalada de 200 MW, equivalente al 60,6% de la demandada de la ciudad de Manta o el 23% de la demanda total de la provincia de Manabí, con la puesta en marcha de esta nueva central, se reducirá alrededor de 128 mil toneladas de CO₂ al año y se dejará de consumir 7,9 millones de galones de Fuel Oil por año [14].

La provincia de Galápagos posee la primera central eólica del país construida en 2007 denominado Parque eólico San Cristóbal con capacidad instalada de 2,4 MW, actualmente el archipiélago posee centrales fotovoltaicas y eólicas en la isla Baltra con capacidad de 2,25 MW, sistema híbrido de biocombustible más fotovoltaico y de almacenamiento en Floreana y una planta fotovoltaica en puerto Ayora, Galápagos posee un sistema de generación ejemplo de uso de recursos renovables y de poco impacto ambiental [16].

1.5. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Tomando como recurso la radiación solar, la energía solar fotovoltaica es un generador de energía eléctrica renovable y técnicamente inagotable.

El proceso de generación es simple, utiliza una celda solar formada de un material semiconductor que capta la radiación del sol y la transforma en electricidad, por medio del efecto fotoeléctrico, la electricidad generada es de corriente continua, esta se transforma en corriente alterna por medio de un inversor y se almacena en un banco de baterías [6].

En la Figura 1.1 se muestra un ejemplo de generación de energía fotovoltaica y su aplicación doméstica.

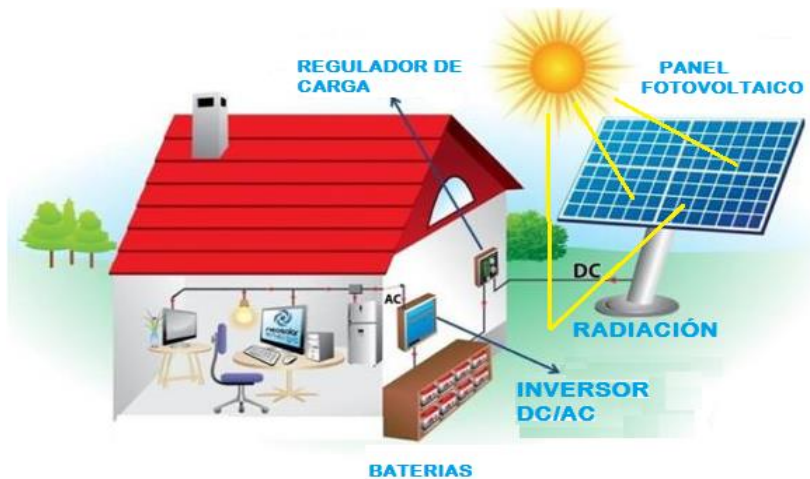


Figura 1.1. Proceso de Generación Fotovoltaico [17]

1.5.1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

Es necesario entender todo el proceso previo realizado para la generación de energía eléctrica, a continuación se presentan conceptos fundamentales que ayudarán a comprender de mejor manera dicho proceso [17]:

Radiación Solar

Es un proceso físico en el cual se transfiere energía que proviene del sol en forma de ondas electromagnéticas y se genera desde la superficie solar hacia afuera en todas las direcciones, una de las características que poseen las ondas electromagnéticas es que no necesitan un medio material para su propagación, es por tal motivo que viajan por el espacio hasta la Tierra.

Las ondas electromagnéticas tienen longitud y velocidad, estas dos características determinan su energía, visibilidad y alcance. Se desplazan en el espacio vacío a una velocidad de 300 [km/s] y pueden tener diferentes longitudes de onda, todas estas longitudes de onda forman el espectro electromagnético.

Radiación o Irradiancia

Es la energía incidente por unidad de área en una superficie, se obtiene integrando la irradiancia en un intervalo de tiempo, en [W/m²].

La radiación solar incidente en la superficie de la tierra se clasifica en tres tipos:

Radiación Directa

Radiación que proviene directamente del sol y en su mayor parte incide en la superficie de la tierra.

Radiación Difusa

Es la radiación resultante del trayecto de la radiación directa que es obstaculizada por la atmósfera, depende principalmente de la cantidad de nubes presentes en un día determinado, es importante entender que las superficies horizontales reciben gran cantidad de radiación mientras que las superficies verticales reciben menos radiación por su ubicación.

Radiación Reflejada

Es la radiación que refleja la superficie terrestre, en superficies horizontales no se recibe radiación reflejada mientras que en superficies verticales se recibe mucha más cantidad de radiación reflejada.

A continuación se presenta un gráfico donde se puede visualizar los conceptos presentados:

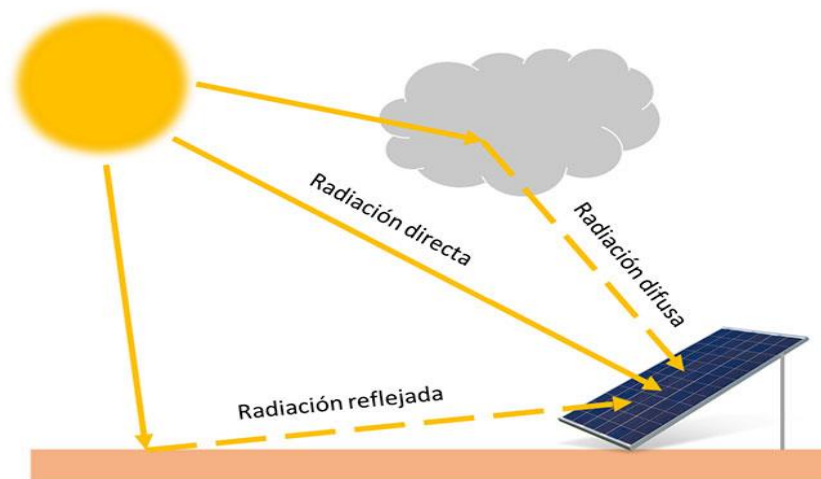


Figura 1.2. Tipos de Radiación [18]

1.5.2. RADIACIÓN SOLAR SOBRE SUPERFICIES INCLINADAS

La potencia incidente que recibe un panel solar fotovoltaico depende de la potencia contenida en la radiación solar y también del ángulo entre el panel solar y el sol. En el caso de una celda fotovoltaica que recibe radiación solar de forma perpendicular, la densidad de potencia en su superficie es igual a la radiación del sol. Sin embargo tomando en cuenta que la tierra se mueve alrededor del sol, el ángulo de la radiación con respecto a la celda solar cambia y la radiación es menor en celdas fotovoltaicas fijas [1].

Los paneles solares se instalan con un ángulo de inclinación respecto a la tierra, horizontal, debido a la mayor cantidad de energía que se aprovecha por el movimiento del sol, de esta manera se reducen las pérdidas por reflexión y ángulo de incidencia de radiación. La cantidad de radiación que recibe una celda fotovoltaica inclinada viene dada por la suma de la radiación directa (R_d), la radiación difusa (R_{df}) y la radiación reflejada en la tierra (R_{dt}), se determina entonces la siguiente Ecuación 1.1 [1]:

$$R_t = R_d + R_{df} + R_{dt} \quad (1.1)$$

Donde R_t es la radiación total sobre una celda solar inclinada [W/m^2]. A continuación se presenta gráficamente un ejemplo en la Figura 1.3.

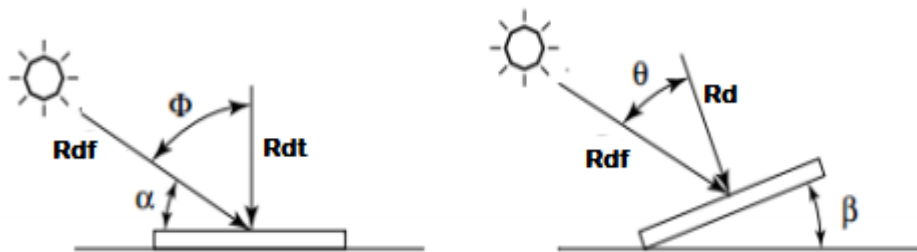


Figura 1.3. Radiación Solar en una Celda Solar Inclinada [17]

La radiación en una celda solar horizontal se obtiene mediante la Ecuación 1.2 y es:

$$R_{dt} = R_{df} \cos \phi \quad (1.2)$$

Donde:

- R_{dt} : Radiación reflejada de la tierra [W/m^2]
- R_{df} : Radiación difusa. [W/m^2]
- ϕ : Ángulo formado entre la radiación reflejada de la tierra y la radiación difusa. [$^\circ$]

La Ecuación 1.3 determina la radiación en una celda solar inclinada:

$$R_d = R_{df} \cos \theta \quad (1.3)$$

G_r Es el factor que relaciona R_{dt} y R_d y se obtiene mediante la Ecuación 1.4:

$$G_r = \frac{R_d}{R_{dt}} = \frac{\cos \theta}{\cos \phi} \quad (1.4)$$

En conclusión reemplazando en la Ecuación 1.2, Ecuación 1.3 y en la Ecuación 1.4 se determina la radiación en una celda solar fotovoltaica inclinada y es determinada por la Ecuación 1.5:

$$R_d = R_{dt}Gr \quad (1.5)$$

1.5.3. MEDICIÓN DE RADIACIÓN SOLAR

El piranómetro es el instrumento que se utiliza para medir la radiación solar, este utiliza una lámina reflectante y una lámina absorbente. En la lámina absorbente se obtendrá mayor cantidad de calor que la reflectante y asumiendo que la radiación absorbida es proporcional a la radiación recibida, se mide la diferencia térmica y se determina la irradiancia. Para medir esta diferencia de temperatura se utiliza un termopar, que es un transductor compuesto por la unión de dos metales distintos produciendo una diferencia de potencial baja, que está en función de la temperatura [19].

A continuación, en la Figura 1.4 se presenta un piranómetro común.



Figura 1.4. Piranómetro [19]

1.6. ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO

Un sistema de generación fotovoltaico es el conjunto de equipos eléctricos y electrónicos que al unísono producen energía eléctrica a partir de la radiación solar. A continuación se explicará cada elemento que forma parte de un sistema de generación fotovoltaico y su función dentro del mismo:

1.6.1. PANELES SOLARES

Un panel solar es un conjunto de celdas fotovoltaicas que aprovechan la radiación solar incidente sobre ellas, transforman la radiación en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico; Las celdas solares están compuestas por un material semiconductor que absorbe fotones de luz y desplazan electrones que luego formarán una corriente eléctrica [20].

En la Figura 1.5 se puede observar un grupo de paneles solares que a su vez están formados por un conjunto de celdas fotovoltaicas con el objetivo de obtener mayor eficiencia en absorción y generación de energía eléctrica, las celdas solares son de color azul oscuro y se conectan una a lado de la otra y en grupos determinados para generar corriente eléctrica a un valor de voltaje dimensionado. Todas unidas forman un panel solar que provee una corriente y un voltaje a condiciones nominales, cada panel solar puedes ser conectado a otro en conexión serie o paralelo según sea la necesidad para aumentar voltaje o aumentar corriente.



Figura 1.5. Paneles Solares [21]

Para entender el método de conversión de energía radiante en energía eléctrica es necesario primero conocer cómo está constituida una celda fotovoltaica, a continuación se realizará una breve explicación del proceso interno dentro de una celda fotovoltaica tomando el ejemplo presentado en la Figura 1.6.

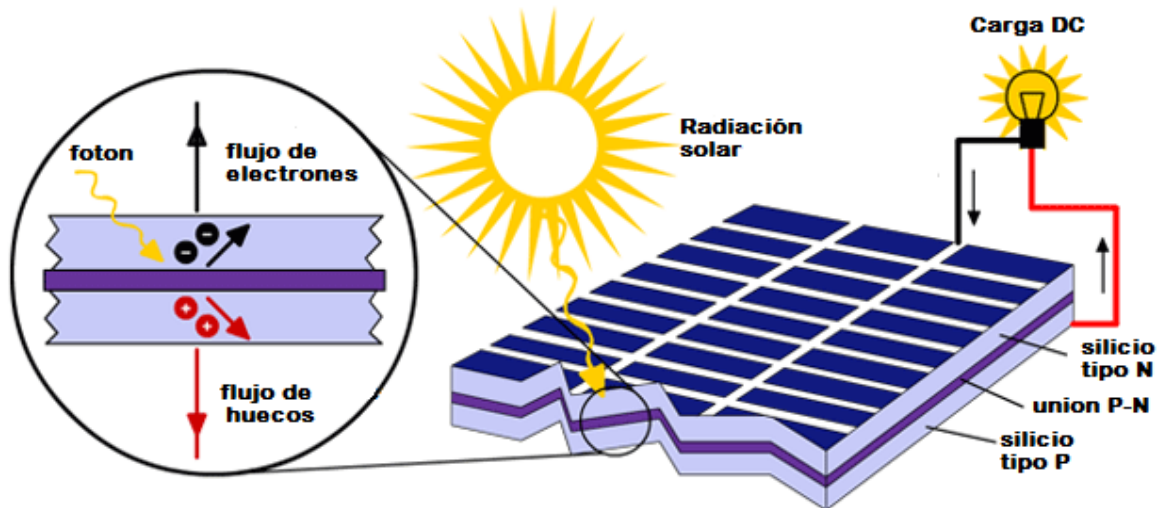


Figura 1.6. Efecto fotoeléctrico dentro de una celda fotovoltaica [22]

En la Figura 1.6 se presenta una celda fotovoltaica que está hecha de un material semiconductor previamente purificado y tratado, el material semiconductor es el silicio y debe tener una pureza del 98%, es procesado con boro y fósforo para su utilización eléctrica. La celda está formada por dos capas de silicio, la capa tipo N y la capa tipo P, en el momento en que la radiación solar incide sobre la celda fotovoltaica, se absorben fotones que provocarán la liberación de electrones en la capa N y a su vez excitará los huecos de la capa P generando una diferencia de potencial, voltaje, de aproximadamente 0,5 volts, y que al conectar una carga se generará una corriente eléctrica, para propósitos comerciales las celdas fotovoltaicas se conectan en serie para aumentar el voltaje y en paralelo para aumentar la corriente, éstas dos características aumentarían el valor en magnitud del grupo de celdas fotovoltaicas o panel solar [22].

Circuito Equivalente de un Panel Solar

Cuantificar la potencia solar disponible que puede generar un panel solar es indispensable, ya que éste elemento representa la base fundamental para un diseño fotovoltaico, en la Figura 1.6 se presenta un circuito equivalente al modelamiento electrónico de un panel solar fotovoltaico con los siguientes elementos:

- Fuente de corriente (I_{ph}), representa la corriente generada por el efecto fotoeléctrico a un valor nominal de radiación solar.
- Corriente del diodo semiconductor (I_d), es el elemento que se polariza con radiación solar.
- Resistencia shunt (R_{sh}), que representa las pérdidas por corriente de fuga del diodo.

- Resistencia serie (R_s) que representa las pérdidas por conexión, contactos y material del semiconductor.
- Se presenta también la resistencia de carga (R_L).

En la Figura 1.7 se presenta la descripción de los parámetros fijos que involucran el modelamiento matemático de un panel solar [1].

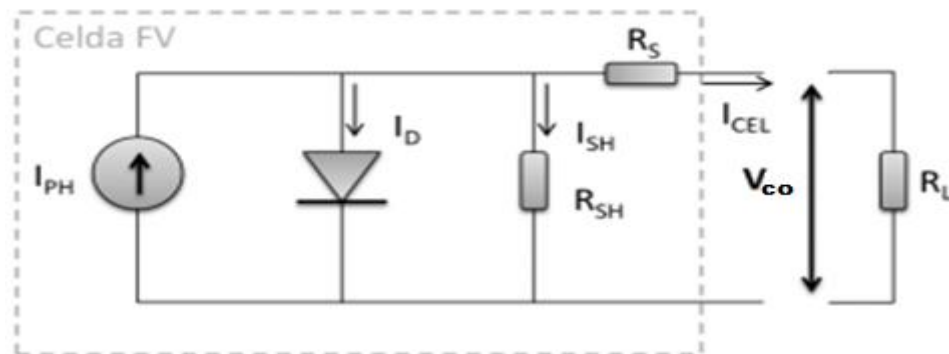


Figura 1.7. Circuito Equivalente de un Panel Solar Fotovoltaico [23]

Matemáticamente se puede modelar el circuito resolviendo el sistema mediante leyes de voltaje y corrientes de Kirchhoff sin considerar la carga mostrado en el circuito de la Figura 1.7 mediante la Ecuación 1.6 [23]:

$$I = I_{ph} - I_d - \frac{V_L - R_s}{R_{sh}} \quad (1.6)$$

Donde:

- I : Corriente total del panel solar [A]
- I_{ph} : Corriente generada por la celda solar [A]
- I_d : Corriente del diodo [A]
- V_{co} : Voltaje en los terminales del panel solar [V]
- R_s : Resistencia en serie (pérdidas por conexión) [Ω]
- R_{sh} : Resistencia shunt (pérdidas por corriente de fuga) [Ω]

Corriente Generada por la Celda Solar (I_{ph})

La corriente foto generada por la celda solar se determina por la siguiente Ecuación 1.7 [22].

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{stc}} [\text{área} \cdot J_{sc} + \alpha J_{sc}(T - T_{stc})] \quad (1.7)$$

Donde:

- G : Irradiancia en condiciones dadas [W/m^2]
- G_{stc} : Irradiancia en condiciones normalizadas [W/m^2]
- Área : área de la celda [cm^2]
- J_{sc} : Densidad de corriente de corto circuito de la celda [A/cm^2]
- αJ_{sc} : Coeficiente de la temperatura de la densidad de corriente de corto circuito de la celda [$\text{A}/^\circ\text{C}$]
- T : Temperatura bajo condiciones dadas [$^\circ\text{C}$]
- T_{stc} : Temperatura bajo condiciones normalizadas [$^\circ\text{C}$]

Corriente de Diodo (I_d)

La corriente del diodo I_d de la Ecuación 1.6 puede ser determinada a partir de la Ecuación de Shockley mostrada en la Ecuación 1.8 [22].

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{nV_t}} - 1 \right) \quad (1.8)$$

Donde:

- I_0 : Corriente de saturación [A] (Ecuación 1.9)
- V_d : Voltaje del diodo [V]
- n : Factor de idealidad del diodo
- V_t : Voltaje térmico [V]

Corriente de saturación del diodo

Utilizando parámetros propios de las celdas solares se emplea la Ecuación 1.9 para determinar la corriente de saturación del diodo [22].

$$I_0 = \frac{J_{sc} \cdot \text{área} \cdot \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{\left(e^{\frac{V_{oc}}{nV_t}} - 1 \right)} \quad (1.9)$$

Donde:

- J_{sc} : Densidad de corriente de corto circuito de la celda [A/cm^2]
- Área : área de la celda [cm^2]
- V_{oc} : Voltaje de circuito abierto de la celda [V]
- R_{sh} : Resistencia shunt [Ω]
- n : factor de idealidad del diodo
- V_t : Voltaje térmico [V]

Curva I-V para celda fotovoltaica

La curva característica I-V indica la corriente que el panel genera en función del voltaje como se observa en la Figura 1.8 y a partir de esta curva se realizarán estudios de eficiencia variando los parámetros por factores que interactúan con el panel fotovoltaico [23].

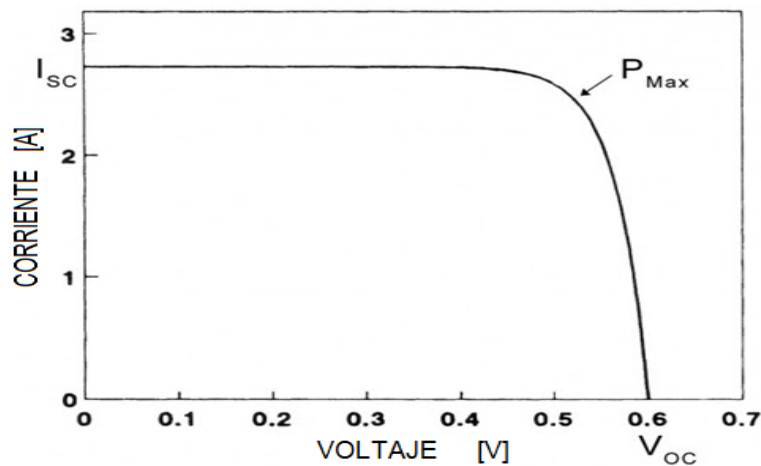


Figura 1.8. Curva I-V [22]

En la curva presentada en la Figura 1.8 se muestran posibles valores de voltaje y corriente dependientes principalmente de la temperatura y de la irradiancia a la que está sometido el panel solar. Ésta curva característica se determina variando la carga que se encuentra conectada al panel, los resultados son en función de voltaje y corriente, la potencia se determina mediante el producto $V \cdot I$ [24].

Corriente de cortocircuito (I_{sc})

Éste parámetro indica la corriente máxima que se puede obtener de un panel solar fotovoltaico, se mide en amperios, sin ninguna resistencia adicional se provocan cortocircuitos, el voltaje es cero debido a la inexistencia de resistencias [24].

Voltaje de circuito abierto (V_{oc})

El voltaje de circuito abierto es la voltaje máximo que puede generar una celda solar, se mide con un voltímetro a una corriente cero y en condiciones de circuito abierto, representa el voltaje de polarización directa [25].

1.6.2. VARIABLES QUE AFECTAN EL FUNCIONAMIENTO DEL PANEL SOLAR

Los dispositivos semiconductores son afectados por la temperatura, ésta afecta directamente a la banda de prohibición que poseen los semiconductores, un aumento en la temperatura reducen el tamaño de ésta banda provocando un aumento en la energía de los electrones de dicho material, para romper el enlace es necesario una energía más baja su efecto más visibles es la disminución del voltaje [22].

En la Figura 1.9 se presenta la respuesta del voltaje a un cambio de temperatura.

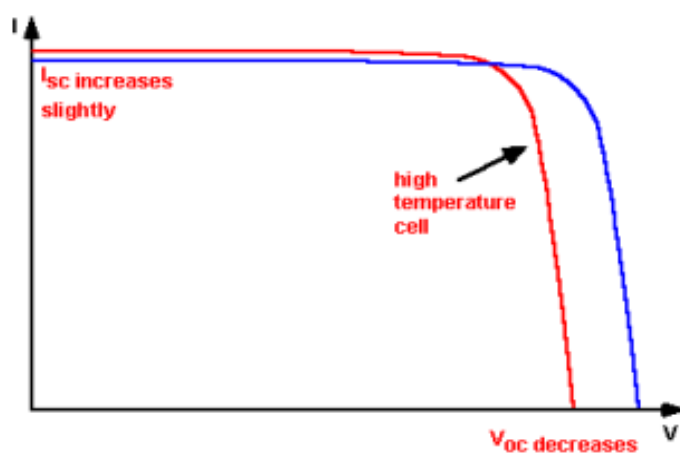


Figura 1.9. Respuesta del Voltaje al aumento de la Temperatura [22]

Se pueden observar dos efectos en el aumento de la temperatura como muestra la Figura 1.9, en azul se muestra la curva I-V a una condición estándar mientras que la curva de color rojo muestra la disminución del voltaje y el aumento de la corriente al aumentar la temperatura de trabajo del panel solar, el efecto más dañino será la reducción del tiempo de vida del equipo.

Variaciones de Luz

La potencia incidente solar varía entre 0 a 1000 [W/m²], esto advierte que los paneles solares se encuentran en un medio de variación solar diario, a medida que disminuye la luminosidad, la resistencia shunt aumenta notoriamente quiere decir que el voltaje de polarización y la corriente a través de la celda solar disminuirán también, en conclusión en

días nublados la resistencia shunt aumenta y los valores de voltaje y corriente del panel solar disminuirán comparados en trabajo a un día sin nubes [26].

1.6.3. TIPOS DE PANELES SOLARES

Se ha clasificado los paneles solares según su nivel de importancia y se describirán cada uno de estos a continuación [26].

Silicio Amorfo (TFS): compuestos de silicio sin ninguna estructura cristalina están presentes en dispositivos pequeños con celdas de carga fotovoltaica, presentan un rendimiento del 5%.

Silicio puro policristalino: Se reconocen fácilmente por presentar un aspecto de silicio granulado, debido a su forma de composición en secciones, entregan un rendimiento del 14%.

Silicio puro monocristalino: Compuestos de silicio perfectamente cristalizado poseen un rendimiento del 16%.

Teluro de cadmio: Desarrollados principalmente para laboratorios, presentan un rendimiento del 16% y en módulos comerciales hasta del 8%.

Arseniuro de galio: Con una eficiencia del 28% en laboratorios y en módulos comerciales del 20% es uno de los materiales más eficientes y costosos del mercado.

Diseleniuro de cobre e indio: Al igual que el anterior presenta un rendimiento en laboratorios de hasta el 17% sin embargo para módulos comerciales presenta un rendimiento del 9%.

Tándem: Utilizan una combinación de dos materiales semiconductores silicio y dióxido de titanio, multiplicando por dos el rendimiento del panel, teóricamente pueden llegar a tener una eficiencia del 50% sin embargo en módulos comerciales presentan hasta el 35%.

Paneles tipo CIGS: Son paneles hechos de cobre, indio, galio y selenio, renovando la tecnología este tipo de panel resulta ser más económico que cualquier otro de su clase, todo debido a su bajo costo de producción.

La Tabla 1.1. Presenta una clasificación resumida de los paneles fotovoltaicos y su eficiencia comercial [26].

Tabla 1.1. Tipos de Paneles Solares

TIPO DE PANEL FOTOVOLTAICO	EFICIENCIA [%]
Silicio amorfo	5
Silicio puro policristalino	14
Silicio puro monocristalino	16
Teluro de cadmio	8
Arseniuro de galio	20
Diseleniuro de cobre e indio	9
Tándem	35
Paneles tipo CIGS	> 35

1.6.4. INVERSORES

Son dispositivos electrónicos que convierten la energía proporcionada de los paneles solares, corriente continua, en corriente alterna, haciéndola completamente utilizable.

Actualmente el inversor es un equipo inteligente, posee memoria, facilidades de conexión, reconocimiento de módulos solares, conexión wifi, protocolo de comunicación entre otras más características que hacen de éste dispositivo el cerebro del sistema de generación fotovoltaica [27].

Existen dos tipos de inversores:

- Inversores conectados a la red eléctrica: Inversores que generan una onda sinodal con la misma frecuencia y valor de voltaje de la señal eléctrica comercial, funcionan en sincronía y sin la red eléctrica no existe generación de corriente alterna, son diseñados con menos complejidad en electrónica de potencia y son mayormente económicos.
- Inversores aislados de la red eléctrica: Son inversores que dependen únicamente del banco de baterías, utilizan un diseño complejo de electrónica de potencia para generar su propia señal de corriente alterna, razón por la cual son más costosos.

En la siguiente Figura 1.10 se muestra un ejemplo de un inversor comercial de última tecnología.



Figura 1.10. Inversor Comercial Marca Fronius [27]

El inversor mostrado en la Figura 1.10 no es un equipo complicado de transportar, tampoco de instalar y representa el núcleo mismo del sistema solar fotovoltaico.

1.6.5. BANCO DE BATERIAS

Almacena la energía producida por los paneles solares durante las horas de sol, suministra esta energía al sistema cuando los paneles solares no están trabajando, es decir en la noche o en horas del día sin radiación solar.

Un banco de baterías se compone de acumuladores eléctricos de 2V, un acumulador es una celda encargada de almacenar energía mediante un proceso electroquímico [21].

Tipos de baterías

Baterías de plomo ácido: están compuestas por acumuladores individuales de 2V [21].

Ventajas:

- Mayor capacidad.
- Ciclo de vida prolongado.
- Carga rápida.
- Mínimo desperdicio de energía.

Desventajas:

- Requieren un mantenimiento regular.
- No son impermeables.

- Su instalación debe ser en un lugar ventilado ya que al ser cargada libera oxígeno e hidrógeno.

Baterías AGM (Absorption Glass Mat): son baterías de plomo ácido, en donde el ácido sulfúrico se concentra en fibras de vidrio muy finas [21].

Ventajas:

- Resistente a derrames
- No necesitan mantenimiento regular.
- Son impermeables
- Posee resistencia interna baja, lo que le permite brindar corrientes altas.

Desventajas:

- Son costosas.
- Tiene un ciclo de vida menor a otros tipos de baterías.

Baterías de litio: son baterías compuestas por litio [21].

Ventajas:

- Carga rápida.
- Mayor vida útil.
- Mayor densidad energética.
- Ocupa poco espacio en comparación a las anteriores.

Desventajas:

- Utiliza materiales inflamables.

Los bancos de baterías actualmente trabajan en forma modular cada módulo representa un bloque de batería que es sumado al banco en total permitiendo mayor capacidad de almacenamiento, en la Figura 1.11 y la Figura 1.12 se presenta una batería y un banco de baterías modular respectivamente [28].



Figura 1.11. Batería Modular [28]

La batería presentada en la Figura 1.11 es una batería de litio tipo modular de 24 V con capacidad de descarga de hasta el 80%, las baterías se apilan dentro de un rack.



Figura 1.12. Rack de Baterías [28]

En la Figura 1.12 se observa un banco de baterías con memoria, capacidad de almacenamiento de registro de datos y configuración de sistema, dentro de este módulo pueden ser insertadas un grupo limitado de baterías modulares predeterminado por el fabricante, el módulo calibra el sistema para trabajar como una sola batería.

1.7. TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Se han clasificado a los sistemas fotovoltaicos según su nivel de autonomía: conectados a la red y autónomos de la red, a continuación se presentará una breve descripción de cada uno de los sistemas.

1.7.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED

El sistema solar fotovoltaico está conectado al sistema eléctrico comercial y es diseñado para suministrar una demanda total o parte de la demanda que el usuario necesita, el

sistema fotovoltaico utiliza la red comercial para complementar el suministro de la demanda, también intercambia el exceso de energía generada a la red comercial [29].

La Figura 1.13 muestra el modelo de un sistema fotovoltaico conectado a la red mediante un medidor de energía eléctrica bidireccional, utiliza un inversor igualmente conectado a la red y la factura de pago mensual resulta de la diferencia de la energía consumida de la red menos la energía exportada del sistema fotovoltaico.



Figura 1.13. Figura del sistema fotovoltaico conectado a la red [29]

Ventajas:

- Es el sistema con mayor eficiencia respecto a los otros.
- No presenta mayor complejidad en su conexionado.
- Sistema más económico respectivamente.

Desventajas:

- El sistema deja de funcionar cuando el suministro comercial falla.
- No dispone de almacenamiento de energía.

Actualmente es el sistema más utilizado a nivel residencial y comercial, el estado ecuatoriano a través de la agencia de regulación y control de electricidad, ARCONEL, crea la regulación Nro. ARCONEL-003/18 para evitar inconvenientes técnicos tanto a usuarios como a empresas distribuidoras, se realizará una explicación en el punto 1.9.2 de este trabajo.

1.7.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED CON BATERIAS

El sistema fotovoltaico interactúa con el sistema de suministro comercial al igual que el sistema anterior sin embargo utiliza bancos de baterías en modalidad de UPS para suplir energía cuando falle el suministro comercial [29].

En la Figura 1.14 se presenta el modelo del sistema fotovoltaico con baterías y conectado a la red, un banco de baterías y el medidor bidireccional de la empresa distribuidora, el sistema recibe energía de los paneles solares, carga su banco de baterías y empieza a suministrar a la carga, está diseñado para suplir la demanda o parte de la demanda total de su carga.



Figura 1.14. Figura del sistema fotovoltaico con baterías conectado a la red [29]

Ventajas:

- Sistema eficiente en conversión de energía.
- Provee energía durante fallas del suministro comercial.
- Almacena energía eléctrica para cargas importantes a modo de UPS.
- Sistema eficiente en ahorro energético.

Desventajas:

- Instalación más compleja que el sistema anterior.
- Sistema relativamente más costoso que el anterior.

1.7.3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS O REMOTOS

Los sistemas fotovoltaicos aislados o remotos están diseñados específicamente para trabajar autónomamente de algún sistema de suministro comercial, dedicado para áreas

de difícil acceso y con bancos de baterías relativamente grandes, en el día los paneles solares generan electricidad y cargan al banco de baterías, en la noche las baterías se descargan suministrando energía [29].

Como se muestra en la Figura 1.15 el sistema resulta ser pequeño y menos complejo que los anteriores, sin embargo es el más costoso debido al uso de más baterías comúnmente de ciclo profundo para manejar las reservas de energía u abastecimiento nocturno.



Figura 1.15. Figura del sistema fotovoltaico aislado o remoto [29]

Ventajas:

- Sistema independiente de suministro comercial.
- Instalación menos compleja que las anteriores.

Desventajas:

- Necesita una mayor cantidad de baterías para su correcto funcionamiento y confiabilidad de suministro.
- Considera una segunda fuente de respaldo como aerogeneradores y generadores a diésel.
- Es el sistema más costoso en su tipo.

1.8. SEGURIDAD Y PROTECCIONES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Dentro del funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico se consideran todos los escenarios posibles, pueden existir situaciones peligrosas o de riesgo para las personas y dañinas para los equipos, a continuación se presenta una breve descripción de la seguridad y protección para las personas y para los elementos dentro de un sistema solar fotovoltaico.

1.8.1. SEGURIDAD DE LAS PERSONAS

El ser humano no obtiene riesgo alguno si está en contacto con corrientes de hasta 10 mA sin embargo al sobrepasar los 500 mA existe el riesgo de producir fibrilación muscular; La intensidad de corriente eléctrica que puede circular por el cuerpo del ser humano depende del voltaje de contacto y la resistencia expuesta de tal manera que se recomienda siempre el uso de guantes aislados, calzado de seguridad y aislamiento del suelo para evitar accidentes por contacto [30].

Con el objetivo de evitar contacto directo e indirecto entre los equipos activos del sistema fotovoltaico y las personas se establecen protecciones principales además de contar con protecciones complementarias en el caso de que exista tal contacto, se presentan las siguientes protecciones [31]:

Para contacto directo

- Protección por aislamiento o incomunicación de las partes activas: las partes activas de un sistema fotovoltaico deberán estar recubiertas por aislamiento que no pueda ser eliminado.
- Protección con barreras o materiales envolventes: las partes activas de un sistema fotovoltaico deberán estar localizadas detrás de una barrera o situadas dentro de un material envolvente.
- Protección con obstáculos de ingreso: por medio de rótulos o avisos de riesgo eléctrico y de ingreso de personal autorizado, esta protección se limita en la práctica.
- Protección por medio de alejamiento o fuera de alcance: no deben existir materiales o dispositivos del sistema fotovoltaico en lugares de circulación de personas.
- Protección complementaria con dispositivos de corriente diferencial-residual: contra los contactos directos esta medida de protección solo complementa las ya mencionadas y emplea dispositivos de corriente diferencial residual cuyo valor de corriente diferencial asignada de funcionamiento sea inferior o igual a 30 mA.

Para contacto indirecto

- Protección por suspensión automática de la alimentación: después de una falla el corte automático de la alimentación está destinado a impedir que un voltaje de contacto con valor suficiente se mantenga durante un tiempo que genere una situación de riesgo.

- Protección por aislamiento equivalente: protección de los equipos por medio de aislamiento doble o reforzado
- Puesta a tierra: como potencial común para los dispositivos conectados a tierra y para generar un camino preferente para la corriente de fuga.

1.8.2. SISTEMA DE PROTECCIÓN PARA LOS EQUIPOS

El objetivo de un sistema de protecciones para equipos es evitar fallas en la operación de los equipos y también impedir en el daño parcial o total de los mismos, los sistemas de protecciones están diseñados para eventos de descargas atmosféricas y sobrevoltajes [30].

Sistema de protección externa frente a descargas atmosféricas

con el objetivo de captar y conducir la descarga de forma adecuada para evitar impactos sobre objetos a proteger, se compone de un material de captación aérea, un conductor de bajada y la puesta a tierra, su instalación depende primordialmente de la probabilidad estadística de tormentas eléctricas en la zona y el tamaño del sistema a proteger [30].

Sistema de protecciones frente a sobrevoltajes

Se busca igualar los diferentes potenciales que se generan en el momento del sobrevoltaje a un único potencial común de seguridad, generalmente se utiliza varistores conectados a tierra; un varistor funciona como resistencia variable con el voltaje y al trabajar genera cortocircuito entre sus conexiones, es importante no ubicar los varistores junto a elementos que puedan interactuar debido a los riesgos de cortocircuito [30].

1.8.3. PROTECCIONES EN DC

Cortocircuitos

Los fusibles se utilizan para protección de inversores contra cortocircuitos, se dimensiona para la corriente total del generador fotovoltaico y se recomienda instalar fusibles en cada polo del inversor, el porta fusibles es utilizado como elemento de seccionamiento para realizar mantenimientos en el sistema de generación por tal motivo es indispensable realizar cualquier tarea con el inversor en modo apagado o parada debido al arco eléctrico que se puede generar [30].

Otra forma de evitar posibles cortocircuitos por eventuales pérdidas de aislamiento en cables, es la conducción separada de los conductores positivo y negativo.

El dimensionamiento de los fusibles se realiza utilizando la Ecuación 1.10.

$$I_l < I_n < I_z \quad (1.10)$$

Donde:

- I_l : Corriente de diseño de la línea [A].
- I_n : Corriente nominal del dispositivo de protección [A].
- I_z : Corriente admisible por el conductor [A].

En instalaciones fotovoltaicas es común utilizar la relación $I_n \geq 1,25 \cdot I_{sc}$ para evitar paradas innecesarias en la operación del sistema, donde I_{sc} es la corriente de cortocircuito de la rama asociada al fusible.

Sobrevoltajes

Los varistores son utilizados para la protección de inversores y reguladores contra sobrevoltajes, en el caso de existencia de éste fenómeno, los varistores impiden el paso del sobrevoltaje al sistema de generación fotovoltaica, el rango de voltaje de operación está definido por el punto de potencia máxima y voltaje de circuito abierto del generador fotovoltaico, se conectan tres varistores, uno para conectar el polo positivo con tierra, otro para conectar el polo negativo con tierra y un tercero para interconectar los otros dos polos, los varistores comúnmente ya se encuentran instalados dentro de los equipos [30].

1.8.4. PROTECCIONES EN AC

Cortocircuitos y sobrecargas

Es necesaria la conexión de un interruptor manual general, ubicado en el tablero principal con acceso único de la empresa distribuidora, con el objetivo de realizar la desconexión manual, que permita realizar de forma segura todas las labores de mantenimiento en la red comercial, debido a la inaccesibilidad del primer interruptor, es necesaria la instalación de un segundo interruptor, quién es el que realmente protege a la instalación, dependiendo la configuración del generador fotovoltaico se utiliza un interruptor para cada inversor, los interruptores deberán ser del tipo magneto térmico omnipolar y sus valores de dimensionamiento son calculados por medio de la Ecuación 1.10.

Fallas a Tierra

La instalación del generador fotovoltaico contará con un interruptor diferencial de sensibilidad adecuada, para proteger de derivaciones y que actué por fallos a tierra, se instalará lo más cercano posible al punto de conexión con la red.

Puesta a tierra

El sistema fotovoltaico deberá tener un sistema de puesta a tierra específico y separado de la puesta a tierra de la red, la masa del sistema debe estar conectada a una tierra independiente de la del neutro de la red.

1.9. ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EL ECUADOR

Actualmente la Corporación Eléctrica del Ecuador genera alrededor de 6,4 GW de energía, la cual corresponde un 70% a la energía hidroeléctrica y un 30% a la energía térmica. Sobre la energía fotovoltaica, Ecuador poseía una potencia instalada de 26 MW a finales del 2018 (según estadísticas de la Agencia Internacional de Energía Renovable), originaria de un proyecto del 2014 que buscaba generar 20MW, por lo que en cuanto a generación de energía fotovoltaica ha habido muy pocos avances a gran escala por cinco años consecutivos [14].

Atlas solar del Ecuador

En la Figura 1.16 se muestra el atlas solar del Ecuador del mes de junio a insolación global donde se puede observar la cantidad de recurso solar disponible y utilizable para la producción de energía eléctrica.

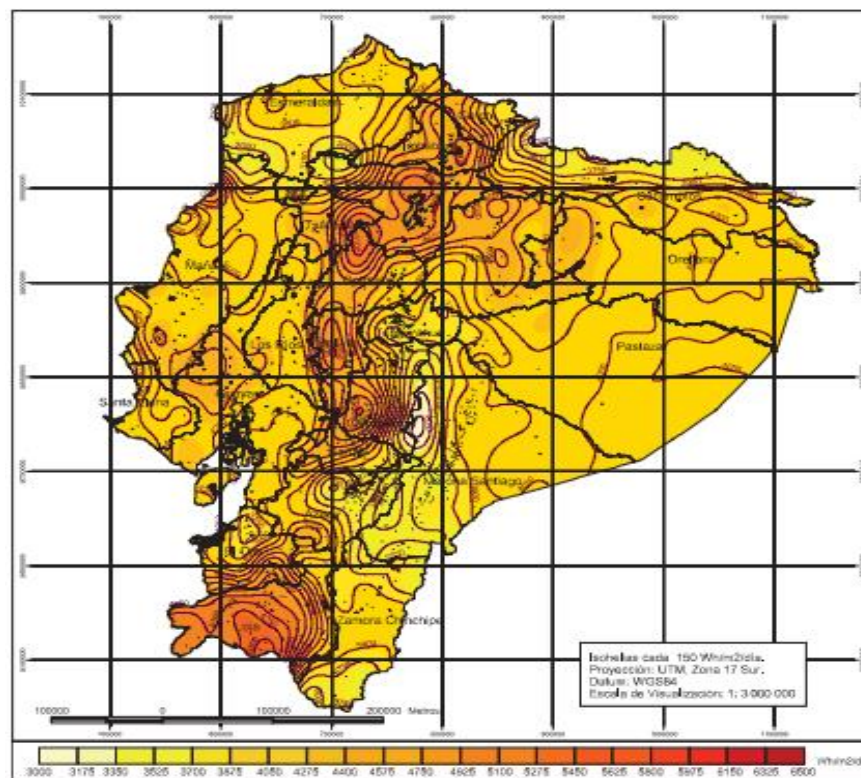


Figura 1.16. Insolación global de junio [32]

Los proyectos con enfoque en la energía fotovoltaica se han realizado como una alternativa a la escasez del petróleo y la contaminación del medio ambiente, un ejemplo es la planta fotovoltaica de la isla San Cristóbal, en Galápagos que se llevó a término gracias a la firma del Memorándum de Entendimiento con el Instituto Coreano de Desarrollo y Tecnología KIAT [16].

La planta fotovoltaica en la Isla San Cristóbal pretende generar 1 MW con un banco de baterías en almacenamiento de 1,4 MWh y se espera obtener resultados favorables para el medioambiente del archipiélago dando ejemplo de un uso correcto de energías renovables con los siguientes datos, emisión de CO₂ anual evitado: 984 t de CO₂/año, diésel evitado 120.000 gal/año. Ésta iniciativa fue denominada “Cero Combustibles Fósiles en las Islas Galápagos” y es promovida por el estado ecuatoriano [16].

El proyecto de energía fotovoltaica “El Aromo” en Manabí, es un gran paso en cuanto de producción de energía a través de paneles solares en nuestro país se trata, con una mega inversión de alrededor de 200 millones, se provee generar 200 MW lo que podría cubrir alrededor del 20% del consumo de energía en Manabí o el 22% en Manta, y a su vez disminuir la emisión de CO₂ notablemente [9].

A partir de la constitución desarrollada en el 2008 se han tomado algunas consideraciones legales acerca de la administración de los recursos renovables entre estos se encuentra la energía solar fotovoltaica a continuación se presentan argumentos legales, incentivos económicos y el desarrollo de este tipo de generación eléctrica en el país.

1.9.1. MARCO LEGAL E INCENTIVOS ECONÓMICOS

Desde el 28 de agosto del 2019 se encuentra en curso la convocatoria para la iniciación de nuevos proyectos de energía eléctrica, donde se busca la inversión privada de alrededor de 400 millones de dólares para la implementación de una central fotovoltaica, que llegará a producir 310 megavatios. Este proyecto a gran escala ya ha recibido el interés de empresas extranjeras de Alemania, China, Canadá, Dinamarca, España, Japón, Chile, entre otras [14].

Las energías renovables no convencionales son una prioridad para el estado ecuatoriano por lo que poseen ventajas tributarias; Para estos proyectos se ha dispuesto la exención del impuesto a la renta por 12 años si es fuera de Quito y Guayaquil, 8 años para inversiones en Quito y Guayaquil, 15 años si es en provincias como Manabí, los cuales se cuentan desde el primer año en que se generen ingresos atribuibles. Otro beneficio es la tarifa 0% de IVA en importaciones de paneles solares [33].

1.9.2. REGULACIÓN Nro. ARCONEL -003/18

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL, emite la regulación 003/18 denominada, “Generación Fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica, μ SFV,” para establecer condiciones, desarrollo, implementación y participación de usuarios que cuenten con sistemas de microgeneración fotovoltaica hasta 100 kW de capacidad nominal instalada, para las categorías residenciales y que se ubiquen en techos, superficies de viviendas o edificaciones [34].

Donde la regulación determina los siguientes puntos importantes:

- Condiciones comerciales y técnicas para el montaje e instalación de sistemas fotovoltaicos hasta 100 [kW].
- Autorización de instalación y operación del microsistema de generación fotovoltaica.
- Requisitos, procedimientos y autorizaciones para la conexión a las redes comerciales de las empresas distribuidoras.
- Condiciones para la medición.
- Tratamiento comercial de la energía generada, consumida y eventuales excedentes de producción de la energía eléctrica a la red de distribución.

Esquema de Instalación del μ SFV

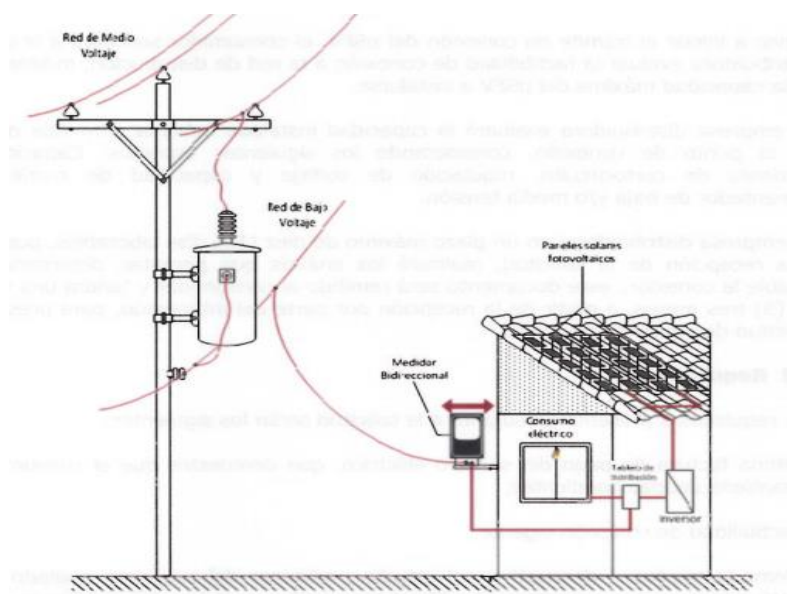


Figura 1.17. Esquema de la instalación según la regulación 003/18 [34]

La Figura 1.17 muestra el esquema básico y obligatorio que el ARCONEL solicita para la instalación y operación de los sistemas de microgeneración fotovoltaicas, es necesario incorporar un estudio previo donde se encuentre la memoria técnica del proyecto y todos los datos solicitados por la empresa distribuidora [34].

Dimensionamiento del microsistema de generación Fotovoltaica (μ SFV)

Para el diseño del μ SFV se debe determinar la capacidad nominal máxima instalada con la siguiente Ecuación 1.11 [34].

$$Capacidad\ nominal\ instalada = \frac{\sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} E_{mensual\ i}(kWh)}{Factor\ planta\ de\ diseño * 8760\ (h)} (kW) \quad (1.11)$$

Donde:

- $E_{mensual}$: Energía mensual facturada al consumidor [kWh]
- $Factor\ planta\ de\ diseño$: determinado por el estudio técnico

Con las siguientes restricciones:

- Plazo de Operación : 20 años a partir de la fecha de inicio de operación.
- Incremento de capacidad : es tramitado como un nuevo proyecto.
- Balance neto : resulta de la diferencia de la energía consumida de la red menos la energía inyectada a la red.

1.10. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

La Empresa Eléctrica Quito al ser un referente en el sector eléctrico, planifica implementar medidas de uso eficiente de energía eléctrica y fomentar la utilización de recursos renovables, por tal razón, se implementarán sistemas fotovoltaicos con y sin respaldo de baterías, para abastecer las cargas en los edificios de las agencias y centros operativos de la Empresa Eléctrica Quito que son: el Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos y el Centro operativo del sur y agencia Turubamba [35].

1.10.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El proyecto se divide en dos instalaciones, las cuales se describen a continuación:

- CENTRO OPERATIVO DEL NOROCCIDENTE Y AGENCIA LOS BANCOS.

- CENTRO OPERATIVO DEL SUR Y AGENCIA TURUBAMBA.

Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos

Las instalaciones del centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos, se ubicará en la parroquia San Miguel de Los Bancos, cantón Los Bancos, provincia de Pichincha, en las coordenadas 733.394,43 m E y 2.741,38 m N, zona 17 N, UTM WGS84 a 1.027,05 msnm, sobre la vía E25, Troncal de la Costa, y la vía E28 Quito – La Independencia [36].

La Figura 1.18 a continuación, presenta una visualización satelital de la ubicación geográfica, donde se ubicará el centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos, viñeta azul, el color amarillo representa la avenida principal.



Figura 1.18. Ubicación geográfica del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos [36]

Centro operativo del sur y agencia Turubamba

Las instalaciones del centro operativo del sur y agencia Turubamba, se ubicarán en la parroquia Solanda, cantón Quito, provincia de Pichincha, en las coordenadas 773.533,1 m E y 9968.555,8 m N, zona 17 N, UTM WGS84 a 2.850 msnm, entre las avenidas Moran Valverde y Calle Borbón [37].

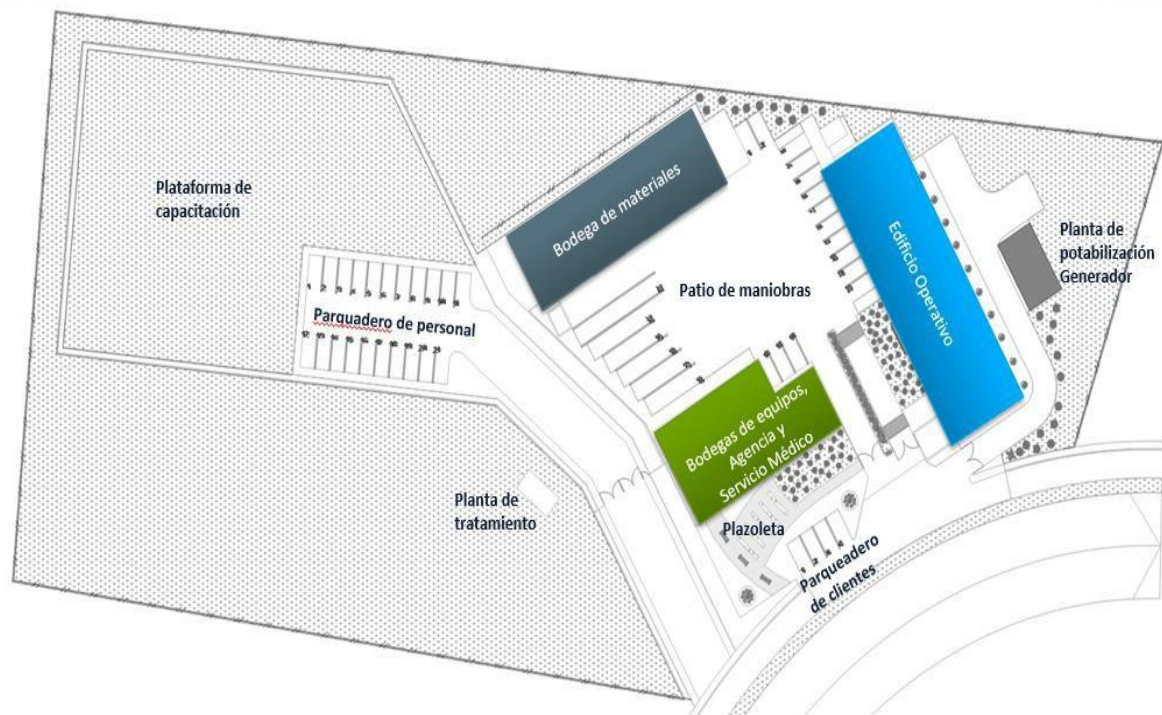


Figura 1.20. Distribución de áreas del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos [36]

El primer bloque está constituido por los siguientes edificios:

- Planta de Potabilización, Generador y Garita de Guardianía.
- Edificio Operativo.
- Patio de Maniobras.
- Bodega de Materiales.
- Agencia y Servicio Médico.
- Plazoleta y Parquadero de clientes.

El segundo bloque está constituido por los siguientes espacios:

- Parquadero de personal.
- Planta de tratamiento de agua.
- Plataforma de Capacitación.

Instalaciones del centro operativo del sur y agencia Turubamba

En la Figura 1.21 se detalla la distribución de las diferentes edificaciones, que conforman el centro operativo del sur y agencia Turubamba.



Figura 1.21. Distribución de áreas del Centro operativo del sur y agencia Turubamba [37]

El área operativa representada de color celeste, está conformada de los siguientes edificios:

- Oficinas del centro operativo.
- Bodega de materiales.
- Lockers vehiculares.

El área Pública representada de color anaranjado, está conformada de los siguientes edificios:

- Oficinas y Agencia Turubamba.

1.10.3. SISTEMA ELÉCTRICO VIGENTE

A continuación se detallarán los diseños de los sistemas eléctricos correspondientes a cada uno de los edificios propuestos por la EEQ.

Sistema eléctrico del centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos

El sistema eléctrico del centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos cuenta con alimentación desde la subestación Los Bancos, de la distribuidora EEQ, mediante el alimentador C de 13,8 kV que energizará un transformador trifásico de 250 kVA.

Como se puede observar en el ANEXO A1, se identifican 2 circuitos principales y 6 circuitos para cargas especiales, vista de izquierda a derecha, se observa al edificio operativo, a la agencia y a las cargas particulares como: calentadores de agua, bombas, alumbrado exterior, cerca eléctrica, planta de tratamiento y bombas de incendios.

El centro operativo cuenta con 12 circuitos de iluminación, 12 circuitos de fuerza, 1 circuito para lámparas de emergencia, 2 circuitos que alimentan dos sub tableros para garitas y bodega de materiales y 1 circuito específico, para un sistema by pass de alimentación auxiliar por UPS que energizará un grupo de cargas computacionales.

La agencia cuenta con 6 circuitos de iluminación, 5 circuitos de fuerza, 1 circuito para luces de emergencia y 1 circuito con sistema by pass para alimentación auxiliar por UPS que energizará un grupo de cargas computacionales.

Las instalaciones disponen de un sistema eléctrico auxiliar en caso de falla del suministro eléctrico de la red, el sistema auxiliar cuenta con un generador a diésel trifásico de 20 kVA, que mediante un sistema de transferencia se conecta únicamente al circuito que corresponde a la agencia.

Sistema eléctrico del centro operativo del sur y agencia Turubamba.

El sistema eléctrico del centro operativo del sur y agencia Turubamba cuenta con alimentación desde la subestación Eplicachima, de la distribuidora EEQ, mediante el alimentador E de 22,8 kV que energizará un transformador trifásico de 250 kVA.

Como se puede observar en el ANEXO A2, se identifican 3 circuitos principales y 4 circuitos para cargas especiales, vista de izquierda a derecha se observa las cargas reguladas, la agencia, el edificio operativo, y las cargas particulares como: calentadores de agua, bombas, cerca eléctrica y bombas de incendios.

El centro operativo cuenta con 6 circuitos de iluminación, 21 circuitos de fuerza. La agencia cuenta con 4 circuitos de iluminación, 13 circuitos de fuerza, 2 circuitos para iluminación exterior. En cuanto al circuito destinado a las cargas reguladas este cuenta con sistema by pass para alimentación auxiliar por UPS que energizará un grupo de cargas computacionales.

Las instalaciones disponen de un sistema eléctrico auxiliar en caso de falla del suministro eléctrico de la red, el sistema auxiliar cuenta con un generador a diésel trifásico de 20 kVA que mediante un sistema de transferencia se conecta únicamente al circuito que corresponde a la agencia.

1.11. INTRODUCCION AL SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM)

El System Advisor Model, SAM, es un modelo de software guía, técnico económico, que facilita la planeación en diseños eléctricos que utilicen energías renovables no convencionales, este software es gratuito [38].

Librerías

El SAM posee varias librerías de mapas de radiación solar, con información recolectada durante varios años y según la necesidad que se requiera, la librería predeterminada que utiliza es la del NREL, sin embargo permite acceder a una librería propia ingresando los datos requeridos.

Diseño fotovoltaico

El SAM realiza tres diseños fotovoltaicos:

- Modelo detallado de sistema fotovoltaico
- Modelo en watts de sistema fotovoltaico
- Alta concentración fotovoltaica.

Cada uno de estos presenta las opciones de ingresar datos generales de un proyecto o datos específicos, sin embargo el resultado tiende a ser el mismo o muy parecido, para el caso de estudio de este trabajo se utilizará el modelo en watts de sistema fotovoltaico.

Dentro del modelo en watts del sistema fotovoltaico presenta opciones de proyectos por ejemplo: acuerdo de compra de energía, sistema de distribución, planta comercial y modelos no financieros, para el caso de este proyecto se utilizará el modelo de distribución específicamente en el modelo comercial [39].

Proceso de trabajo

- Mediante el ingreso de una ubicación, se asigna un valor de irradiancia promedio de las librerías, los datos específicos de irradiancia, temperatura, altitud, nieve sea el caso que aplique o no ya están determinados en las librerías.

- Solicita el ingreso de datos de capacidad en kW de corriente continua del sistema instalado y sus variables correspondientes, solicita también la información referida a la carga del sistema a alimentar.
- Permite el ingreso de variables de pérdidas y variables económicas.
- Realiza cálculos de generación eléctrica y cálculos económicos.

Simulación

Dentro de la simulación se presenta los resultados obtenidos tanto técnicos como económicos, principalmente datos de generación eléctrica anual, factor de capacidad y viabilidad del proyecto con su respectivo tiempo de recuperación.

La mayoría de variables económicas y eléctricas pueden ser editadas en las regiones respectivas [39].

2. METODOLOGÍA

En el presente capítulo se describe de manera detallada el método utilizado para realizar el diseño de un sistema de microgeneración fotovoltaica, consta de las siguientes fases: evaluación del recurso solar disponible, estimación de la demanda prevista, dimensionamiento del microsistema fotovoltaico y el dimensionamiento del sistema adicional para el uso de baterías, cada fase tienen como fin asegurar un resultado coherente así como también facilitar la interpretación de los resultados obtenidos en cada una de ellas.

2.1. EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE

En el Ecuador específicamente en la provincia de Pichincha debido a su ubicación sobre la línea ecuatorial, el recurso solar tiende a no presentar variaciones apreciables durante el año, siendo esta característica favorable para el aprovechamiento del recurso solar debido a la reducción considerable de la potencia de los acumuladores de energía y equipos auxiliares. Quito presenta un potencial solar entre 4,5 y 5,7 [kWh/m²/día] [40].

2.1.1. RECOPIACIÓN DE DATOS

Al no disponer de estaciones meteorológicas en el lugar de ubicación de las instalaciones de cada proyecto, se considera los datos de tres fuentes distintas que son: NASA, INAMHI y NREL.

La evaluación del recurso solar disponible considera la irradiancia solar global sobre el plano horizontal como parámetro a utilizar, el cual varía según la época del año hora del día y ubicación geográfica. El Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos está ubicado en las coordenadas (Latitud: 0,02478, longitud: -78,9030) [36] y el Centro operativo del sur y agencia Turubamba está ubicado en las coordenadas (Latitud: -0,2841, longitud: -78,5424) [37].

2.1.1.1. Irradiancia solar según la NASA

La National Aeronautics and Space Administration (NASA) a través de su aplicación en línea POWER Data Access Viewer proporciona datos de irradiancia global horizontal, los datos que proporciona la NASA fueron obtenidos de un periodo de estudio de 22 años (julio de 1983 – junio de 2005) para datos climatológicos y un periodo de 30 años (Enero 1984 - Diciembre 2013) para datos meteorológicos [41].

Los datos de irradiancia global horizontal según la NASA correspondiente a los centros operativos y agencias de la EEQ ubicados al noroccidente y sur de la ciudad de Quito se presentan en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Irradiancia global horizontal según la NASA [41]

Mes	GHI [kWh/m²/día] Centro operativo noroccidente	GHI [kWh/m²/día] Centro operativo sur
Enero	3,91	4,08
Febrero	3,86	4,11
Marzo	4,29	4,49
Abril	4,11	4,28
Mayo	3,86	4,07
Junio	3,75	3,97
Julio	3,96	4,21
Agosto	4	4,41
Septiembre	3,83	4,23
Octubre	3,8	4,17
Noviembre	3,69	4,25
Diciembre	3,63	3,93

2.1.1.2. Irradiancia solar según el NREL

El National Renewable Energy Laboratory (NREL) al igual que la NASA posee una base de datos que puede ser descargada a través de la aplicación en línea llamada Photovoltaic Geographical Information System, la cual fue diseñada por el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea.

Los datos proporcionados por el NREL poseen una serie de valores en periodos de media hora a una resolución de 4km por 4km, los mismos que se han recopilado durante el periodo de 21 años (1998–2018) [40].

El promedio de la irradiancia global horizontal solar según el NREL correspondiente al periodo (2005-2015), para los centros operativos y agencias de la EEQ ubicados al noroccidente y sur de la ciudad de Quito se presenta en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Irradiancia global horizontal según el NREL [40]

Mes	GHI [kWh/m²/día] Centro operativo noroccidente	GHI [kWh/m²/día] Centro operativo sur
Enero	2,6613	5,0645
Febrero	3,0643	4,9286
Marzo	3,4194	4,8065
Abril	3,5	4,6667
Mayo	3,2258	4,7419

Mes	GHI [kWh/m ² /día] Centro operativo noroccidente	GHI [kWh/m ² /día] Centro operativo sur
Junio	3,1733	5
Julio	3,6452	5,4194
Agosto	3,5161	5,3548
Septiembre	3,6333	5,3667
Octubre	3,6129	5,2258
Noviembre	3,1333	5,1333
Diciembre	2,7355	5,129

2.1.1.3. Irradiancia solar según el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología

El Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI) presenta datos de Heliofanía mensual en sus anuarios, estos datos están disponibles en su sitio web. Para el presente estudio se considera únicamente la estación meteorológica Izobamba como fuente de datos para el Centro operativo del sur y agencia Turubamba, se descarta la posibilidad de obtener datos para al Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos puesto que no existe una estación meteorológica cercana.

Los datos de Heliofanía que proporciona el INAMHI representan las Horas Solar Pico (HSP), es decir las horas que debería lucir el sol a intensidad fija de 1 [kWh/m²] en un mes determinado, al dividir este valor por el número de días en cada mes se obtiene las horas solar pico diarias [h/día]. A fin de comparar los datos de las tres fuentes las unidades deben ser las mismas, por tanto usamos la Ecuación 2.1 que permite realizar la transformación de horas solar pico [h/día] a unidades de irradiancia [kWh/m²/día] [42].

$$Irradiancia\ incidente = HSP \cdot Potencia\ CEM \quad (2.1)$$

Donde:

- Irradiancia incidente : Irradiancia solar horizontal global [kWh/m²/día].
- Potencia CEM : Potencia en condiciones estándar de medida (1kW/m²).
- HSP : Horas solar pico [h/día].

El promedio mensual de irradiancia solar según el INAMHI correspondiente al periodo (2004-2013) para el Centro operativo del sur y agencia Turubamba se presenta en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Irradiancia global horizontal para el Centro operativo del sur y agencia Turubamba según el INAMHI [43]

Mes	Heliofanía [h]	Días/mes	HSP [h/día]	GHI [kWh/m ² /día]
Enero	156,16	31	5,0374	5,0374
Febrero	114,79	28	4,0607	4,0607
Marzo	111,72	31	3,6039	3,6039
Abril	108,02	30	3,6007	3,6007
Mayo	148,68	31	4,7961	4,7961
Junio	164,21	30	5,4737	5,4737
Julio	192,44	31	6,2077	6,2077
Agosto	198,14	31	6,3916	6,3916
Septiembre	166,2	30	5,54	5,54
Octubre	144,39	31	4,6577	4,6577
Noviembre	140,85	30	4,695	4,695
Diciembre	142,6	31	4,6	4,6

2.1.2. SELECCIÓN DE LA FUENTE DE DATOS

En el presente estudio, para seleccionar una fuente de datos adecuada se utiliza el indicador llamado error cuadrático medio (RMSE), el mismo que indica el nivel de confiabilidad de una serie de datos. El RMSE es calculado a partir de la Ecuación 2.2 [42].

$$RMSE = \sqrt{\frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_{e,i} - x_{m,i})^2}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_{m,i})^2}} * 100 \quad (2.2)$$

Donde:

- RMSE : error cuadrático medio.
- $X_{e,i}$: valor estimado.
- $X_{m,i}$: valor medido.
- n : número de datos.

El RMSE se calcula tomando como valores medidos los datos proporcionados por el INAMHI dado que estos provienen de estaciones meteorológicas, los datos proporcionados por el NREL y la NASA se consideran como valores estimados debido a que estos provienen de estimaciones satelitales. El RMSE calculado para la serie de datos proporcionado por el NREL y la NASA para el Centro operativo del sur y agencia Turubamba se presentan en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4. RMSE para la serie de datos proporcionado por el NREL y la NASA para el Centro operativo del sur y agencia Turubamba

Mes	Radiación (INAMHI) [kWh/m ² /día]	Radiación (NASA) [kWh/m ² /día]	Radiación (NREL) [kWh/m ² /día]	RMSE (NASA) [%]	RMSE (NREL) [%]
Enero	5,0374	4,08	5,0645	22,8725	14,3436
Febrero	4,0607	4,11	4,9286		
Marzo	3,6039	4,49	4,8065		
Abril	3,6007	4,28	4,6667		
Mayo	4,7961	4,07	4,7419		
Junio	5,4737	3,97	5		
Julio	6,2077	4,21	5,4194		
Agosto	6,3916	4,41	5,3548		
Septiembre	5,54	4,23	5,3667		
Octubre	4,6577	4,17	5,2258		
Noviembre	4,695	4,25	5,1333		
Diciembre	4,6	3,93	5,129		

Los datos proporcionados por el NREL serán utilizados para el presente estudio debido a las siguientes razones:

- El atlas solar publicado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) en 2008 y la actualización del mismo realizada por SCINERGY en 2015 se basan en datos proporcionados por el NREL [40].
- En el 2015 el estudio realizado por SCINERGY tomo los datos proporcionados por el NREL, que fueron comparados con los datos de 41 estaciones meteorológicas pertenecientes a diferentes instituciones gubernamentales obteniendo así una alta confiabilidad en el uso de datos en base mensual [40].
- En la Tabla 2.4 al considerar el Centro operativo del sur y agencia Turubamba se tiene que el RMSE calculado para serie de datos proporcionado por el NREL es menor al RMSE calculado para serie de datos proporcionado por la NASA.
- Pichincha presenta múltiples microclimas lo que hace que al utilizar datos de estaciones meteorológicas se presente un error en los datos debido a la diferencia entre la ubicación geográfica de las instalaciones y de la estación utilizada.

2.1.3. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Una adecuada selección tanto de la orientación como de la inclinación del generador fotovoltaico maximiza la producción de energía. En los sistemas fotovoltaicos ubicados en terrazas de edificios se dificulta optar por la orientación e inclinación adecuada debido a

que estas están sujetas a la orientación, arquitectura y ubicación de cada edificio involucrado en el proyecto [30].

En la Figura 2.1 se muestra como ejemplo la orientación e inclinación de un generador fotovoltaico, donde la orientación e inclinación están representada por las variables angulares azimut (α) y elevación (β) respectivamente.

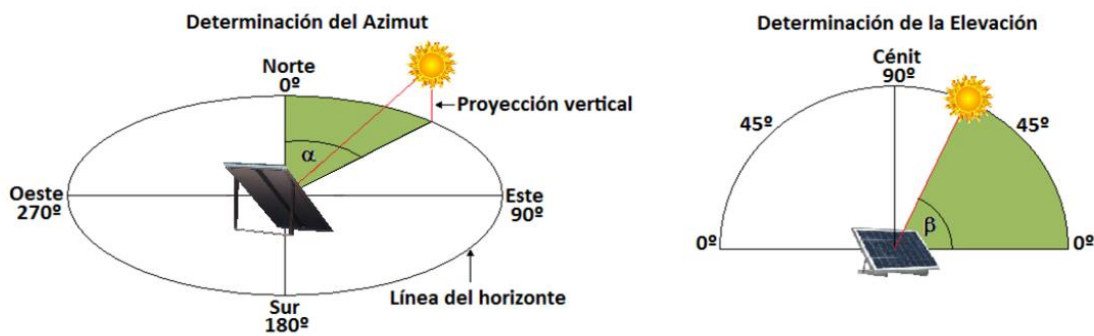


Figura 2.1. Orientación e inclinación de un generador fotovoltaico [44]

La orientación de un generador fotovoltaico se define como el ángulo entre el norte verdadero y la proyección del vertical del generador sobre la superficie horizontal. Por lo que corresponde a la orientación óptima para generadores fotovoltaicos y viene dado por las siguientes premisas: un generador fotovoltaico ubicado en el hemisferio norte deberá estar orientado hacia el sur y un generador fotovoltaico ubicado en el hemisferio sur deberá estar orientado hacia el norte, en cuanto a la inclinación óptima, ésta depende de la ubicación geográfica, específicamente de la latitud y es calculada a partir de la Ecuación 2.3 [30].

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot \varnothing \quad (2.3)$$

Donde:

- β_{opt} : ángulo de inclinación óptima del generador fotovoltaico [°].
- \varnothing : latitud [°].

Puesto que el generador fotovoltaico estará ubicado en las terrazas de los edificios de cada centro operativo y agencia, se adopta la orientación de los edificios o la orientación de los edificios más un desfase de 90° para el generador fotovoltaico de tal manera que se maximice la irradiancia efectiva incidente. En lo concerniente a la inclinación del generador fotovoltaico, ésta es calculada empleando la Ecuación 2.3. Por cuestiones de limpieza,

mantenimiento y disponibilidad de estructura de soporte, el ángulo de inclinación, β , bajo ningún concepto podrá ser menor a 10° [30].

Algunas instalaciones en su arquitectura presentan edificios que no se encuentran orientadas de manera ortogonal entres si, por lo tanto, se puede considerar dos o más disposiciones del área óptima para el generador fotovoltaico, se distribuye entonces como área principal, al área que posea la mayor cantidad de espacio disponible en un edificio o varios edificios con el mismo ángulo azimut y áreas secundarias, al área que presenta la menor cantidad de espacio disponible en los otros edificios y diferente ángulo azimut.

En la Tabla 2.5 se presenta para cada caso de estudio, la orientación e inclinación del generador fotovoltaico correspondiente al área disponible.

Tabla 2.5. Orientación e Inclinación del generador fotovoltaico

Parámetro	Centro operativo noroccidente		Centro operativo sur
	Principal	Secundaria	
α_{opt} [°]	0	0	0
β_{opt} [°]	3,7171	3,7171	3,8863
α [°]	-30	6	-34
β [°]	10	10	10

En la Figura 2.2 y la Figura 2.3 se presenta la distribución del área disponible y la orientación del generador fotovoltaico para cada caso de estudio.

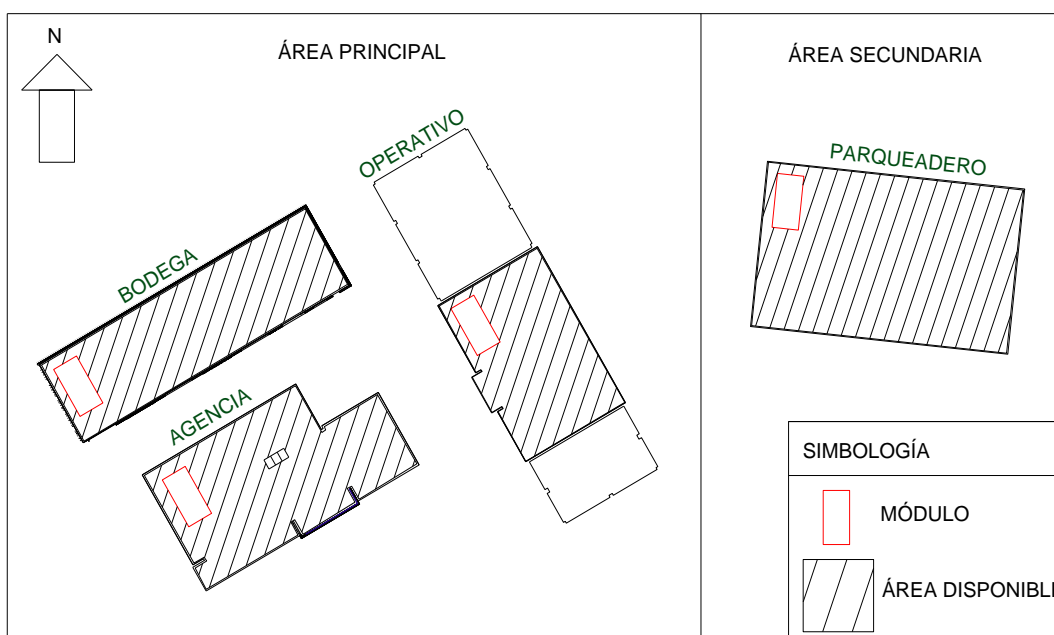


Figura 2.2. Disposiciones del generador fotovoltaico ubicado en las instalaciones del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos. Fuente. Elaboración propia

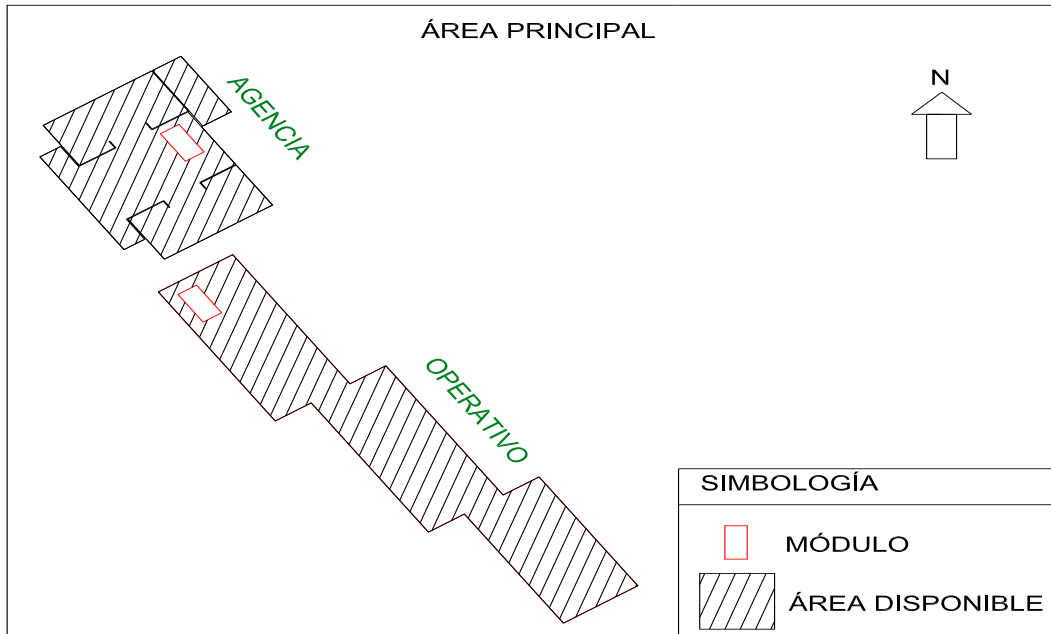


Figura 2.3. Disposición del generador fotovoltaico ubicado en las instalaciones del Centro operativo del sur y agencia los Turubamba. Fuente. Elaboración propia

2.1.4. ESTIMACION DE LA IRRADIANCIA INCIDENTE EFECTIVA

La irradiancia incidente efectiva se determina a partir de la irradiancia global horizontal, se define como la irradiancia que incide sobre el plano generador, considera pérdidas técnicas debido a características físicas del generador fotovoltaico como son: orientación, inclinación, nivel de suciedad, transmitancia del vidrio y reflexión por incidencia no perpendicular [30].

Considerando la irradiancia global horizontal de la zona de estudio se procede a calcular la irradiancia óptima, es decir, la irradiancia a condiciones óptimas de orientación e inclinación la misma que se calcula utilizando la Ecuación 2.4 [30].

$$G_{efd}(\beta_{opt}) = \frac{G_d(0)}{(1-4,46 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt} - 1,19 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt}^2)} \quad (2.4)$$

Donde:

- $G_{efd}(\beta_{opt})$: irradiancia efectiva incidente diaria a condiciones óptimas [kWh/m²/día].
- $G_d(0)$: irradiancia global horizontal diaria [kWh/m²/día].
- β_{opt} : ángulo óptimo de inclinación [°].

Puesto que la disposición del generador fotovoltaico difiere de la disposición óptima se requiere calcular la irradiancia incidente efectiva considerando la orientación e inclinación calculadas, esto se consigue aplicando la Ecuación 2.5 y la Ecuación 2.6 [30].

$$G_{efd}(\alpha, \beta) = G_{efd}(\beta_{opt}) \cdot \left[g_1 \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + g_2 \cdot (\beta - \beta_{opt}) + g_3 \right] \quad (2.5)$$

$$g_i = g_{i1} \cdot |\alpha|^2 + g_{i2} \cdot |\alpha| + g_{i3} \quad (2.6)$$

Donde:

- $G_{efd}(\alpha, \beta)$: irradiancia efectiva incidente diaria sobre el plano generador [kWh/m²/día].
- $G_{efd}(\beta_{opt})$: irradiancia efectiva incidente diaria a condiciones óptimas [kWh/m²/día].
- β : ángulo de inclinación [°].
- β_{opt} : ángulo óptimo de inclinación [°].
- g_i : coeficientes de diseño.
- g_{ii} : subcoeficientes de diseño.
- α : ángulo azimut [°]

Para resolver la Ecuación 2.6, se considera un módulo con suciedad media para el cual los subcoeficientes de diseño se presentan en la Tabla 2.6 [30].

Tabla 2.6. Subcoeficientes de diseño para un módulo con suciedad media

g_{ii}	i=1	i=2	i=3
g_{1i}	$8 \cdot 10^{-9}$	$3,8 \cdot 10^{-7}$	$-1,218 \cdot 10^{-4}$
g_{2i}	$-4,27 \cdot 10^{-7}$	$8,2 \cdot 10^{-6}$	$2,892 \cdot 10^{-4}$
g_{3i}	$-2,5 \cdot 10^{-5}$	$-1,034 \cdot 10^{-4}$	0,9314

A continuación, se presenta un ejemplo de cálculo considerando la disposición principal perteneciente al Centro del noroccidente y agencia Los Bancos para el mes de enero:

Considerando la orientación e inclinación óptimas calculadas previamente se determina la irradiancia efectiva en condiciones óptimas utilizando la Ecuación 2.4.

$$G_{efd}(\beta_{opt}) = \frac{2,6613}{(1 - 4,46 \cdot 10^{-4} \cdot (3,7171) - 1,19 \cdot 10^{-4} \cdot (3,7171)^2)}$$

$$G_{efd}(\beta_{opt}) = 2,6701 \left[\frac{kW \cdot h}{m^2 \cdot día} \right]$$

Reemplazando los datos de la Tabla 2.6 en la Ecuación 2.6 tenemos que:

$$g_1 = 8 \cdot 10^{-9} \cdot |-30|^2 + 3,8 \cdot 10^{-7} \cdot |-30| - 1,218 \cdot 10^{-4}$$

$$g_1 = -1,032 \cdot 10^{-4}$$

$$g_2 = -4,27 \cdot 10^{-7} \cdot |-30|^2 + 8,2 \cdot 10^{-6} \cdot |-30| + 2,892 \cdot 10^{-4}$$

$$g_2 = 1,509 \cdot 10^{-4}$$

$$g_3 = -2,5 \cdot 10^{-5} \cdot |-30|^2 - 1,034 \cdot 10^{-4} \cdot |-30| + 0,9314$$

$$g_3 = 90,5798 \cdot 10^{-2}$$

Finalmente obtenemos la irradiancia efectiva incidente sobre el plano generador utilizando la Ecuación 2.5.

$$G_{efd}(\alpha, \beta) = 2,67 \cdot [-1,032 \cdot 10^{-4} \cdot (10 - 3,717)^2 + 1,509 \cdot 10^{-4} \cdot (10 - 3,717) + 90,5798 \cdot 10^{-2}]$$

$$G_{efd}(\alpha, \beta) = 2,4102 \left[\frac{kW \cdot h}{m^2 \cdot día} \right]$$

Debido a que el estudio se realiza en periodos mensuales es necesario calcular la irradiancia efectiva incidente mensual, esta se calcula como el producto de la irradiancia efectiva incidente diario y el número de días pertenecientes a cada mes. En la Tabla 2.7 y 2.8 se presenta la irradiancia efectiva incidente mensual y diario sobre el plano generador para los dos casos de estudio.

Tabla 2.7. Irradiancia efectiva mensual sobre el plano generador del Centro del noroccidente y agencia Los Bancos

Mes	GHI [kWh/m ² /día]	Gefd (Principal) [kWh/m ² /día]	Gefm (Principal) [kWh/m ² /mes]	Gefd (Secundaria) [kWh/m ² /día]	Gefm (Secundaria) [kWh/m ² /mes]
Enero	2,6613	2,4102	74,7172	2,4757	76,7476
Febrero	3,0643	2,7752	77,7059	2,8506	79,8175
Marzo	3,4194	3,0968	96,0003	3,1809	98,6091
Abril	3,5	3,1698	95,0946	3,256	97,6788
Mayo	3,2258	2,9215	90,5663	3,0009	93,0274
Junio	3,1733	2,874	86,2191	2,9521	88,5621

Mes	GHI [kWh/m ² /día]	Gefd (Principal) [kWh/m ² /día]	Gefm (Principal) [kWh/m ² /mes]	Gefd (Secundaria) [kWh/m ² /día]	Gefm (Secundaria) [kWh/m ² /mes]
Julio	3,6452	3,3013	102,3399	3,391	105,121
Agosto	3,5161	3,1844	98,7172	3,271	101,3999
Septiembre	3,6333	3,2906	98,7172	3,38	101,3999
Octubre	3,6129	3,2721	101,4342	3,361	104,1907
Noviembre	3,1333	2,8377	85,1323	2,9149	87,4458
Diciembre	2,7355	2,4774	76,8002	2,5448	78,8873
Promedio	3,2767	2,9676	90,287	3,0482	92,7406

Tabla 2.8. Irradiancia efectiva mensual sobre el plano generador para del Centro operativo del sur y agencia Turubamba

Mes	GHI [kWh/m ² /día]	Gefd [kWh/m ² /día]	Gefm [kWh/m ² /mes]
Enero	5,0645	4,5526	141,1292
Febrero	4,9286	4,4304	124,0499
Marzo	4,8065	4,3206	133,9379
Abril	4,6667	4,1949	125,8477
Mayo	4,7419	4,2626	132,1401
Junio	5	4,4946	134,8368
Julio	5,4194	4,8715	151,0172
Agosto	5,3548	4,8135	149,2194
Septiembre	5,3667	4,8242	144,7248
Octubre	5,2258	4,6975	145,6237
Noviembre	5,1333	4,6144	138,4324
Diciembre	5,129	4,6105	142,9270
Promedio	5,0698	4,5573	138,6572

2.2. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA PREVISTA

Actualmente tanto el Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos como el Centro operativo del sur y agencia Turubamba se encuentran en proceso de implementación, debido a esto no se dispone de datos históricos de consumo de energía eléctrica así como también no es posible realizar mediciones para estimar dicho consumo. Por tales razones la estimación de la demanda de energía eléctrica se realiza por un procedimiento alterno que contempla la determinación de la demanda máxima unitaria y a partir de esta se estima el consumo mensual de energía promedio.

2.2.1. DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA UNITARIA

El método de determinación de la demanda máxima unitaria tanto para el Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos como para el Centro operativo del sur y agencia Turubamba es tomado de las normas para sistemas de distribución de la EEQ el cual en su apartado 11-b presenta el método para la determinación de la demanda máxima unitaria

para clientes comerciales e industriales. No se considera el estudio para la determinación de la demanda máxima unitaria realizado por la EEQ debido a que este se encuentra sobredimensionado [45].

El método propuesto por la EEQ consta de los siguientes pasos [45]:

Paso 1: Realizar un levantamiento de carga, se realiza un listado de todos los equipos eléctricos disponibles en las instalaciones con sus respectivas cantidades y potencias nominales [Pn].

Paso 2: Determinar la carga instalada (CI), para cada grupo de carga de la lista realizada en el paso 1 se determina la carga instalada.

Paso 3: Determinar la carga instalada representativa (CIR), el CIR corresponde al producto de la carga instalada (CI) y el factor de frecuencia de uso (FFU) predeterminado.

El FFU es expresado como un porcentaje en función del número de usuarios que se supone disponen del equipo dentro del número total de usuarios, así se tiene que los elementos de los cuales disponen una gran parte de los usuarios tendrá un alto FFU y viceversa.

Paso 4: Determinar la demanda, máxima unitaria (DMU), la DMU corresponde al producto de la carga instalada representativa y el factor de simultaneidad (FS) predeterminado.

El FS es expresado como un porcentaje que representa la incidencia de un equipo sobre la demanda máxima coincidente durante el periodo de demanda pico

Paso 5: Determinar la demanda, máxima unitaria total (DMUT), la DMUT corresponde a la sumatoria de todas las DMU.

En la Tabla 2.9 se presentan los valores asumidos tanto para el factor de frecuencia de uso (FFU) como para el factor de simultaneidad (FS) para todas las cargas presentes en los dos casos de estudio. Se consideran como equipos presentes en las instalaciones a los equipos con los cuales la EEQ realizó su estudio de carga. Puesto que no se conocen todos los equipos de los que dispondrán las instalaciones se consideró que en cada tomacorriente regulado se encuentre un computador o impresora.

Tabla 2.9. Factores de Frecuencia de uso y simultaneidad

Equipo	FFU [%]	FS [%]
Iluminación	100	80
Iluminación letrero	100	80
Iluminación exterior	100	80
Tomacorriente	100	10

Equipo	FFU [%]	FS [%]
Tomacorriente aire acondicionado	80	70
Tomacorriente microondas	80	20
Tomacorriente refrigerador	80	50
Tomacorriente secador de manos	100	20
Tomacorriente letreros de salida	100	10
Tomacorriente regulados	80	70
Tomacorriente sillón medico	50	30
Tomacorriente cortina de aire	80	70
Tomacorriente ducha	30	30
Tomacorriente hidrolavadora	50	20
Tomacorriente puerta	40	20
Condensadora	80	70
Tanque calentador de agua	70	30
Bombas	70	30
Sistemas de control	70	50

En los dos casos de estudio propuesto se identifica claramente la existencia de varias edificaciones las mismas que tienen diferentes tableros de distribución secundarios por tal razón y para facilitar los cálculos se realiza por separado la determinación de la demanda máxima unitaria para cada tablero de distribución, además de esto el paso 1 correspondiente al levantamiento de carga se lo hace independientemente para cada circuito existente en cada tablero de distribución secundario. A modo de ejemplo la determinación de la demanda máxima unitaria para el tablero de distribución secundario TDS2 que corresponde al Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos se muestran en la Tabla 2.10. El resumen detallado del estudio de carga se muestra en el ANEXO B.

Tabla 2.10. Demanda máxima unitaria para la el Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos (TDS2)

N°	Designación	Can.	Pn [W]	CI [W]	FFU [%]	CIR [W]	FS [%]	DMU [W]
C1	Iluminación	1	345	345	100	345	80	276
C2	Iluminación	1	554	554	100	554	80	443,2
C3	Iluminación	1	666	666	100	666	80	532,8
C4	Iluminación	1	380	380	100	380	80	304
C5	Iluminación letrero	1	150	150	100	150	80	120
C6	Iluminación exterior	1	110	110	100	110	80	88
C7	Iluminación exterior	1	1.800	1.800	100	1.800	80	1.440
C1	Tomacorriente	7	150	1.050	100	1.050	10	105
C2	Tomacorriente	8	150	1.200	100	1.200	10	120
C3	Tomacorriente	8	150	1.200	100	1.200	10	120
C4	Tomacorriente	8	150	1.200	100	1.200	10	120
C5	Tomacorriente	8	150	1.200	100	1.200	10	120

N°	Designación	Can.	Pn [W]	CI [W]	FFU [%]	CIR [W]	FS [%]	DMU [W]
C6	Tomacorriente	6	150	900	100	900	10	90
C7	Tomacorriente	7	150	1.050	100	1.050	10	105
C8	Tomacorriente sillón medico	1	850	850	50	425	30	127,5
C9	Tomacorriente cortina de aire	1	500	500	80	400	70	280
LE1	Tomacorriente letreros salida	3	150	450	100	450	10	45
CR1	Tomacorriente regulados.	6	200	1.200	80	960	70	672
CR2	Tomacorriente regulados.	6	200	1.200	80	960	70	672
CR3	Tomacorriente regulados.	7	200	1.400	80	1.120	70	784
CR4	Tomacorriente regulados.	6	200	1.200	80	960	70	672
DMUT (TDS2)								7.236,5

Para determinar la demanda máxima unitaria total en la instalación (DMUT) se deben considerar todas las edificaciones existentes, la DMUT del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos y del Centro operativo del sur y agencia Turubamba se muestran en la Tabla 2.11 y la Tabla 2.12 respectivamente.

Tabla 2.11. Demanda máxima unitaria del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos

N°	Designación	CI [W]	CIR [W]	DMU [W]
1	TDS1 (Centro operativo)	73.004	63.784	37.670,8
2	TDS2 (Agencia)	16.405	15.880	7.236,5
3	TDS3 (Garita)	18.585	9.785	3.543
4	TDS4 (Galpón)	15.425	10.515	5.273
5	TAA (Agencia)	38.500	30.800	21.560
6	TDS (Tanques de calentamiento de agua)	11.373	7.961,1	2.388,33
7	T. Planta potabilizadora	14.314	6.689	2.038,7
8	T. Incendios	21.000	10.850	3.255
9	T. Control bombas	16.482	6.882	1.690,6
10	T. Planta de tratamiento	374	261,8	130,9
Total (TDP)		225.462	163.407,9	84.786,83

Tabla 2.12. Demanda máxima unitaria del Centro operativo del sur y agencia Turubamba

N°	Designación	CI [W]	CIR [W]	DMU [W]
1	TVR (Tablero con voltaje regulado)	73.800	69.331	41.328
2	TAG (Agencia)	28.717	24.797	8.033,6
3	TOP (Centro Operativo)	74.726	74.206	17.760,8
4	TBODEGA (Bodega)	20.642	16.142	5.563,6
5	TLOCKER (Garaje)	39.281	17.670,8	3.812,56
6	TBOMBAS	36.927	25.848,9	7.754,67
7	TBC	20.200	14.140	4.242

N°	Designación	CI [W]	CIR [W]	DMU [W]
	Total (TDP)	294.293	242.135,7	88.495,23

La EEQ recomienda que el factor de demanda (FDM) para usuarios comerciales debe ser como máximo 0,6, el Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos y el Centro operativo del sur y agencia Turubamba tienen valores para el factor de demanda de 0,519 y 0,3655 respectivamente esto indica que el estudio de carga realizado para cada caso está dentro de los parámetros establecidos.

2.2.2. DEMANDA PROMEDIO MENSUAL

La demanda promedio mensual corresponde al consumo promedio en las instalaciones en un mes cualquiera y se estima empleando la Ecuación 2.7 [46].

$$Demanda\ promedio = F_c \cdot Demanda\ maxima \quad (2.7)$$

Donde:

- Demanda promedio : demanda promedio en un mes cualquiera [W].
- F_c : Factor de carga.
- Demanda máxima : demanda máxima unitaria [W].

En el presente estudio se utiliza un factor de carga de 0,56 debido a que la comisión federal de electricidad mexicana (CFE) recomienda el uso de un factor de carga de entre 0,55 y 0,57 para estudios en edificios comerciales con demanda mayor a 25 [kW/mes] en voltaje medio [27].

En la Tabla 2.13 se muestran los valores correspondientes a la demanda promedio mensual para los casos de estudio propuestos.

Tabla 2.13. Demanda promedio mensual

N°	Designación	DMU [W]	Fc [W]	Demanda promedio [W]
1	Centro operativo Noroccidente	84.786,83	0,56	47.480,625
2	Centro operativo Sur	88.495,23	0,56	49.557,3288

2.2.3. CONSUMO MENSUAL DE ENERGIA PROMEDIO

El consumo mensual de energía promedio corresponde a la energía consumida en un mes determinado y corresponde al producto de la demanda promedio por el número de horas que posee dicho mes.

Los valores correspondientes al consumo de energía promedio mensual correspondientes al Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos y del Centro operativo del sur y agencia los Turubamba se muestran en la Tabla 2.14 y la Tabla 2.15 respectivamente.

Tabla 2.14. Consumo de energía promedio para cada mes del año correspondiente al Centro Operativo del noroccidente y agencia Los Bancos

Mes	Demanda promedio [W]	Días/mes	Horas/día	Energía [Wh]
Enero	47.480,625	31	24	35'325.584,9
Febrero	47.480,625	28		31'906.979,9
Marzo	47.480,625	31		35'325.584,9
Abril	47.480,625	30		34'186.049,9
Mayo	47.480,625	31		35'325.584,9
Junio	47.480,625	30		34'186.049,9
Julio	47.480,625	31		35'325.584,9
Agosto	47.480,625	31		35'325.584,9
Septiembre	47.480,625	30		34'186.049,9
Octubre	47.480,625	31		35'325.584,9
Noviembre	47.480,625	30		34'186.049,9
Diciembre	47.480,625	31		35'325.584,9
TOTAL	47.480,625	365	24	415'930.275

Tabla 2.15. Consumo de energía promedio para cada mes del año correspondiente al Centro de operación del sur y agencia Turubamba

Mes	Demanda promedio [W]	Días/mes	Horas/día	Energía [Wh]
Enero	49.557,3288	31	24	36'870.652,6
Febrero	49.557,3288	28		33'302.525
Marzo	49.557,3288	31		36'870.652,6
Abril	49.557,3288	30		35'681.276,7
Mayo	49.557,3288	31		36'870.652,6
Junio	49.557,3288	30		35'681.276,7
Julio	49.557,3288	31		36'870.652,6
Agosto	49.557,3288	31		36'870.652,6
Septiembre	49.557,3288	30		35'681.276,7
Octubre	49.557,3288	31		36'870.652,6
Noviembre	49.557,3288	30		35'681.276,7
Diciembre	49.557,3288	31		36'870.652,6
TOTAL	49.557,3288	365	24	434'122.200

Para instalaciones que se encuentran en operación y no en proceso de implementación la estimación del consumo de energía se lo hace ya sea con mediciones realizadas por medio de un analizador de redes o mediante la utilización de los datos históricos de consumo disponibles.

2.3. DIMENSIONAMIENTO DEL MICROSISTEMA FOTOVOLTAICO

Al momento de realizar el dimensionamiento del microsistema fotovoltaico se considera todos los aspectos y restricciones como son: el área disponible para la ubicación del sistema fotovoltaico, tipos de equipos a utilizar con sus respectivas características y consumo de energía en las instalaciones e irradiancia disponible en el sector.

2.3.1. SELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

El generador fotovoltaico al estar ubicado en las terrazas de las edificaciones, permite que el área disponible sea un factor determinante para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos de éste tipo, puesto que depende de ésta área la potencia máxima del generador fotovoltaico, una correcta selección del panel fotovoltaico maximiza la potencia del generador así como también la producción de energía, a continuación se realiza un breve análisis para la elección del panel fotovoltaico que más convenga a los casos de estudio:

Por área disponible:

En las Figuras 2.2 y 2.3 se presenta la disponibilidad del área total en donde se ubicará el generador fotovoltaico con valores de 1.483 [m²] para el centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos y 1.490 [m²] y para el centro operativo del sur y agencia Turubamba respectivamente; basados en los valores de área disponible se debe considerar un tipo de panel solar con dimensiones adecuadas, de tal manera que se garantice el aprovechamiento de la mayor cantidad de área disponible y una producción óptima de energía.

Debido a que el valor del área de cada centro operativo es muy similar, se considera el valor mayor para ambos casos, 1490 [m²], y se presentan tres tipos de paneles solares que cumplen con los requisitos solicitados:

- Panel solar con rango de potencia de 200-280 [W] con dimensiones de 1,64x0,99 [m²], con una estimación de 920 paneles solares y un rango de potencia de 184.000- 257.600 [W].

- Panel solar con rango de potencia de 300-380 [W] con dimensiones de 1,96x0,99 [m²], con una estimación de 768 paneles solares y un rango de potencia de 230.400- 291.840 [W].
- Panel solar con potencia de 400[W] con dimensiones de 1,98x1,04 [m²], con una estimación de 726 paneles solares y potencia de 290.400 [W].

Por eficiencia y aplicación:

En la Tabla 1.1 se presenta valores de eficiencia de varios tipos de paneles solares según el tipo de material y la aplicación en que se utiliza cada uno, se considera los paneles solares con mayor eficiencia en aplicaciones comerciales:

- Policristalino con 14%.
- Monocristalino con 16%.

Por disponibilidad en el mercado y costo comercial

La potencia eléctrica que predomina en el comercio de paneles solares para aplicaciones de microgeneración fotovoltaica en edificios comerciales e industriales está en el rango de 200-400 [W], es decir existe una alta oferta en paneles dentro del rango mencionado y con tecnología de fabricación del tipo monocristalino y policristalino.

Los paneles solares del tipo monocristalino son más costosos en comparación a los policristalinos y presentan ligeros beneficios como una mayor eficiencia y tardan más tiempo en calentarse sin embargo el tiempo de fabricación de un panel monocristalino es mayor al tiempo de fabricación de un panel policristalino.

Criterio de selección:

Bajo las condiciones presentadas se determina la mejor opción de panel solar para el generador fotovoltaico a instalar y es:

Por área disponible: panel solar con un rango de potencia de 300-380 [W].

Por eficiencia y aplicación: panel solar monocristalino.

Por disponibilidad en el mercado y costo comercial: panel solar policristalino de 330 [W], que es el panel solar que más se ajusta a los requerimientos y su disponibilidad en el mercado es la más alta, es importante mencionar que se descarta el panel solar monocristalino debido a su valor comercial, es decir, para los casos de estudio, los ligeros

beneficios que presenta no justifican el precio comercial del mismo, se puede trabajar cumpliendo el mismo objetivo con un panel policristalino.

Para los casos de estudio propuestos se considera el panel fotovoltaico JKM330PP puesto que se adapta a las necesidades del diseño; el panel fotovoltaico presenta una relación vatio metro cuadrado adecuada, posee una potencia considerable de 330 [W] con dimensiones ideales para el diseño propuesto de sistemas fotovoltaicos en edificaciones. Adicionalmente otro factor determinante para la selección de dicho panel es la disponibilidad en el mercado ecuatoriano y cumple con las normas IEC 61730 de tal manera que hace posible que los módulos sean instalados en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, desde una aplicación en la azotea hasta grandes instalaciones fotovoltaicas [47]. Las especificaciones del panel fotovoltaico JKM330PP se presentan a continuación en la Tabla 2.16. Un resumen más detallado se muestra en el ANEXO C.

Tabla 2.16. Especificaciones del panel fotovoltaico JKM330PP [21]

Parámetro	Valor
Potencia nominal $P_{m\acute{a}x}$ [W]	330
Voltaje en el punto $P_{m\acute{a}x}$ -VMPP [V]	37,8
Corriente en el punto $P_{m\acute{a}x}$ -IMPP [A]	8,74
Voltaje en circuito abierto V_{oc} [V]	46,9
Corriente de cortocircuito I_{sc} [A]	9,14
Temperatura de funcionamiento [°C]	-40°C~+85°C
Voltaje máximo del sistema [V]	1.000
Tolerancia de potencia nominal [%]	±3
Coeficiente de temperatura de $P_{m\acute{a}x}$ [%/°C]	-0,40
Coeficiente de temperatura de V_{oc} [%/°C]	-0,30
Coeficiente de temperatura de I_{sc} [%/°C]	0,06
Temperatura de operación nominal de célula [°C]	45±2
Rendimiento [%]	97,5
Rendimiento 12 años [%]	90
Dimensiones [mm]	1.956x992x40

Las especificaciones técnicas que se muestran en la Tabla 2.16 están dadas en condiciones estándar de medida (STC) las mismas que se muestran a continuación [30].

- Irradiancia solar de 1.000 [W/m²].
- Temperatura de la célula fotovoltaica de 25 [°C].
- Distribución espectral de 1,5 [AM].

Para el diseño de sistemas fotovoltaicos es necesario realizar una corrección en las especificaciones del panel fotovoltaico considerando condiciones reales las mismas que

dependen de la ubicación geográfica del sistema fotovoltaico estará ubicado. La corrección en las especificaciones técnicas se realiza utilizando la Ecuación 2.8 [30].

$$X(T_c) = X^* + (T_c - T^*_c) \cdot \frac{dX}{dT_c} \quad (2.8)$$

Donde:

- $X(T_c)$: valor a condiciones reales.
- X : valor a condiciones STC.
- T_c : temperatura real de la célula.
- T^*_c : temperatura STC de la célula.
- dX/dT_c : coeficiente de temperatura de X [$1/^\circ\text{C}$].

Para la utilización de la Ecuación 2.8 se hace necesario calcular la temperatura real de célula, este cálculo se realiza a partir de la Ecuación 2.9 [30].

$$T_c = T_{max} + G_{ef} \cdot \frac{NOCT-20}{800} \quad (2.9)$$

Donde:

- T_c : temperatura de la célula [$^\circ\text{C}$].
- T_{max} : temperatura máxima [$^\circ\text{C}$].
- G_{ef} : irradiancia efectiva solar media [W/m^2], se considera la irradiancia incidente sobre el plano generador ubicado en las áreas principales.
- $NOCT$: temperatura de operación nominal de la célula [$^\circ\text{C}$].

Se considera las condiciones de operación reales para realizar la corrección en las especificaciones del panel fotovoltaico, como condiciones de operación reales se considera irradiancia solar media y temperatura máxima. Para el Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos se considera una temperatura máxima de 25 [$^\circ\text{C}$] y una irradiancia solar diaria media de $2,9676$ [$\text{kWh}/\text{m}^2/\text{día}$] que equivalen a $123,6494$ [W/m^2] [40]. Para el Centro operativo del sur y agencia Turubamba se considera una temperatura máxima de 25 [$^\circ\text{C}$] y una irradiancia solar diaria media de $4,5572$ [W/m^2] que equivalen a $189,8863$ [W/m^2], es necesario aclarar que se considera el valor de temperatura para los meses más calurosos de cada lugar respectivamente y en el caso de Quito se considera también la

temperatura más alta que se ha registrado la cual es en el mes de enero, los valores de irradiancia solar diaria media son tomados de la Tabla 2.7 y la Tabla 2.8.

A continuación se presenta un ejemplo de cálculo para corregir las especificaciones del panel fotovoltaico para el parámetro Voltaje en el punto P_{máx} para el caso del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos.

Empleando la Ecuación 2.9 se determina la temperatura de la célula para las condiciones predeterminadas.

$$T_c = 25 + 123,6494 \cdot \frac{45 - 20}{800}$$

$$T_c = 28,864 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

Empleando la Ecuación 2.8 se calcula el Voltaje en el punto P_{máx} para las condiciones predeterminadas.

$$V_{mmp}(T_c) = V_{mmp}^* + (T_c - T^*_c) \cdot \frac{dV_{mmp}}{dT_c}$$

$$V_{mmp}(T_c) = 37,8[V] + (28,864[^\circ\text{C}] - 25[^\circ\text{C}]) \cdot \left(37,8[V] * \left(\frac{-0,3}{100} \left[\frac{1}{^\circ\text{C}} \right] \right) \right)$$

$$V_{mmp}(T_c) = 37,3618$$

Las especificaciones corregidas del panel fotovoltaico JKM330PP para el Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos y para el Centro operativo del sur y agencia Turubamba se presentan a continuación en la Tabla 2.17.

Tabla 2.17. Especificaciones corregidas del panel fotovoltaico JKM330PP

Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos	
Potencia nominal P _{máx} [W]	324,9
Voltaje en el punto P _{máx} -VMPP [V]	37,3618
Corriente en el punto P _{máx} -IMPP [A]	8,7603
Voltaje en circuito abierto Voc [V]	46,3563
Corriente de cortocircuito I _{sc} [A]	9,1612
Centro operativo del sur y agencia Turubamba	
Potencia nominal P _{máx} [W]	322,1672
Voltaje en el punto P _{máx} -VMPP [V]	37,1271
Corriente en el punto P _{máx} -IMPP [A]	8,7711
Voltaje en circuito abierto Voc [V]	46,0651
Corriente de cortocircuito I _{sc} [A]	9,1725

2.3.2. SOMBRA SOBRE EL GENERADOR FOTOVOLTAICO

La presencia de sombras sobre el generador fotovoltaico provoca deterioro del generador fotovoltaico así como también una reducción en la producción de energía, el porcentaje de reducción de la producción de energía oscila entre el 4% y el 30%. A fin de reducir estas pérdidas se debe decir por una ubicación adecuada ubicación del generador fotovoltaico [30].

Las sombras que inciden sobre el generador fotovoltaico pueden ser de dos tipos: sombras lejanas y sombras mutuas. Las sombras lejanas corresponden a las sombras producidas por objetos lejanos que puedes ser: edificaciones adyacentes, arbolado, etc. Las sombras mutuas corresponden a las sombras producidas por el generador fotovoltaico sobre sí mismo [30].

En el presente estudio se considera únicamente las sobras mutuas debido a que no existen elementos lejanos que puedan producir sombras sobre el generador fotovoltaico. Se considera el uso de un factor de sombra para cuantificar las pérdidas en este tipo de sistemas fotovoltaicos, por las características de los sistemas fotovoltaicos propuestos para los casos de estudio y considerando únicamente la presencia de sombras mutuas se considera aceptable un factor de sombras de 4% [30].

Las edificaciones donde será ubicado el generador fotovoltaico presentan antepechos en su arquitectura por lo que se hace necesario considerar una adecuada separación entre el antepecho el generador fotovoltaico a fin de reducir en lo posible las sombras producidas sobre el generador fotovoltaico. La longitud de una sombra ya sea producida por una fila de paneles fotovoltaicos o por los antepechos corresponde a la distancia de separación que debe existir ya sea entre paneles fotovoltaicos si o entre paneles fotovoltaicos y los antepechos, en la Figura 2.4 se muestra las distancias de separación entre filas en un generador fotovoltaico, estas distancias de separación se calculan empleando la Ecuación 2.10 [30].

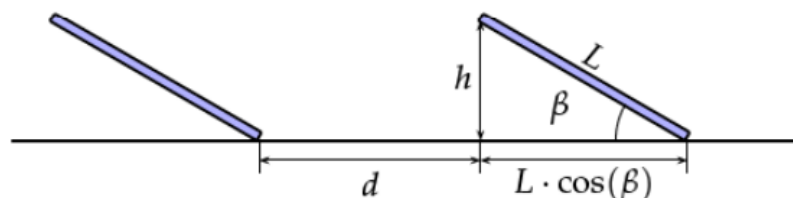


Figura 2.4. Distancias de separación entre filas en un generador fotovoltaico [30]

$$d = \frac{h}{\tan(\gamma_s)} \quad (2.10)$$

Donde:

- d: distancia de separación [m].
- h: altura de la fila adyacente o altura del antepecho [m].
- γ_s : altura solar [°].

La distancia de separación calculada debe asegurarse 4 horas libres de sombra alrededor del mediodía. Para el cálculo de la altura solar se considera el solsticio de invierno donde la altura solar se calcula a partir de la Ecuación 2.11 [30].

$$\gamma_s = 67^\circ - |\varnothing| \quad (2.11)$$

Donde:

- γ_s : altura solar [°].
- \varnothing : latitud [°].

Empleando la Ecuación 2.11 se obtiene la altura solar para el Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos.

$$\gamma_s = 67^\circ - |0,0247|$$

$$\gamma_s = 66,9753^\circ$$

Empleando la Ecuación 2.11 se obtiene la altura solar para el Centro operativo del sur y agencia Turubamba.

$$\gamma_s = 67^\circ - |-0,2841|$$

$$\gamma_s = 66,7159^\circ$$

Empleando la Figura 2.4 se obtiene la Ecuación 2.12 la misma que se utiliza para calcular la altura de la fila adyacente de paneles h.

$$h = L \cdot \sin(\beta) \quad (2.12)$$

Donde:

- h: altura de la fila adyacente de paneles [m].
- L: largo del panel [m].
- β : ángulo de inclinación [°].

Los sistemas fotovoltaicos para cada caso de estudio tendrán el mismo ángulo de inclinación en cada caso de estudio por lo tanto altura de la fila adyacente de paneles será la misma para los casos de estudio propuestos, empleando la Ecuación 2.12 se consigue dicha altura así se obtiene que:

$$h = 1,956 \cdot \sin(10)$$

$$h = 0,3397 \text{ [m]}$$

Empleando la Ecuación 2.10 se obtiene la distancia de separación entre filas de paneles para el Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos. La distancia de separación deberá calcularse con dos decimales redondeando el tercer decimal al mayor inmediato, es necesario para obtener la distancia de separación en centímetros y asegurar la eliminación de sombras.

$$d = \frac{0,3397}{\tan(66,9753^\circ)}$$

$$d = 0,1443 \text{ [m]} \approx 15 \text{ [cm]}$$

Empleando la Ecuación 2.10 se obtiene la distancia de separación entre filas de paneles para el Centro operativo del sur y agencia Turubamba.

$$d = \frac{0,3397}{\tan(66,7159^\circ)}$$

$$d = 0,1462 \text{ [m]} \approx 15 \text{ [cm]}$$

2.3.3. DETERMINACIÓN DEL ÁREA DISPONIBLE EFECTIVA

La arquitectura de las edificaciones en donde será ubicado el microsistema fotovoltaico resulta la principal restricción debido a que de esta área depende la potencia máxima posible del generador fotovoltaico, mediante el uso de los planos arquitectónicos proporcionados por la EEQ se puede seleccionar las áreas disponibles sobre las cuales estará ubicado el sistema fotovoltaico.

Debido a que la orientación del generador fotovoltaico estará sujeta por la orientación de las instalaciones y para facilitar los cálculos se asume que el ancho y largo de cada panel fotovoltaico se correspondan con el ancho y largo de cada área disponible.

Para el caso del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos las áreas a utilizar para ubicar el sistema fotovoltaico son: edificio agencia, edificio operativo, bodega de materiales y parqueadero de personal. Con respecto al centro operativo del sur y agencia Turubamba las áreas a utilizar para ubicar el sistema fotovoltaico son: edificio agencia y edificio operativo. En la Tabla 2.18 y la Tabla 2.19 se presentan para los dos casos de estudio las dimensiones de las áreas disponibles tanto principales como secundarias si corresponde así como también la altura de los antepechos correspondientes. Adicionalmente en la Figura 2.5 y la Figura 2.6 se muestra la distribución de áreas correspondiente a cada caso de estudio.

Tabla 2.18. Áreas disponibles en el Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos

Tipo de Área	Edificación	Ancho [m]	Largo [m]	Altura del antepecho [m]
Principal	Agencia	12,78	11,52	0,65
		7,33	5,49	
		12,27	3,03	
		6,78	8,33	
		7,41	9,27	
	Operativo	12,39	19,97	0,4
Bodega	34,87	9,97	No existe	
Secundaria	Parqueadero	29,37	18,4	No existe

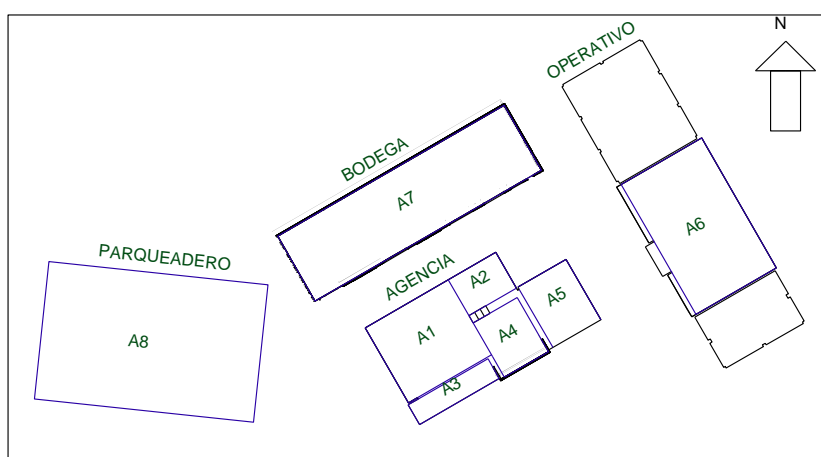


Figura 2.5. Distribución de áreas correspondiente al Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos. Fuente. Elaboración propia

Tabla 2.19. Áreas disponibles en el Centro operativo del sur y agencia Turubamba

Tipo de Área	Edificación	Ancho [m]	Largo [m]	Altura del antepecho [m]
Principal	Agencia	4,6	12,03	1,56
		17,5	7,35	
		17,6	11,4	
		17,5	7,35	
		3,32	20,1	
	Operativo	12	28	0,72
		12	28	
		12	23,6	

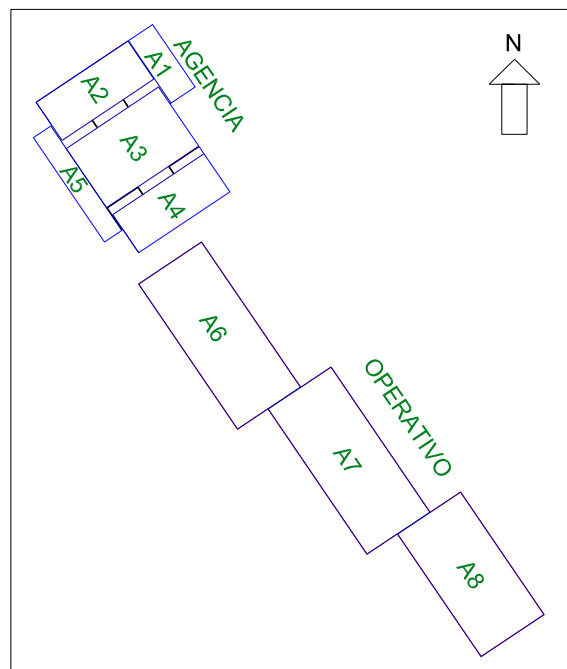


Figura 2.6. Distribución de áreas correspondiente al Centro operativo del sur y agencia Turubamba. Fuente. Elaboración propia

A fin de evitar sombras sobre el generador fotovoltaico provocado por la arquitectura de las edificaciones se considera una distancia de separación adecuada entre el antepecho de las edificaciones y el generador fotovoltaico. A continuación empleando la Ecuación 2.10 se presenta un ejemplo del cálculo de la distancia de separación entre el generador fotovoltaico y el antepecho de la agencia para el caso del Centro de Operación del Noroccidente y Agencia Los Bancos [30].

$$d = \frac{0,65}{\tan(66,9753^\circ)}$$

$$d = 0,2762[m]$$

Por motivos de mantenimiento y limpieza del generador fotovoltaico se considera una distancia mínima de 0,35 [m] entre el antepecho o la arquitectura del edificio y el generador fotovoltaico. Las distancia de separación entre la arquitectura del edificio y el generador fotovoltaico para los casos de estudio se presentan en la Tabla 2.20 y la Tabla 2.21.

Tabla 2.20. Distancias de separación entre la arquitectura y el generador fotovoltaico para el Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos

Edificación	Distancia de separación calculada [m]	Distancia de separación real [m]
Agencia	0,276	0,35
Operativo	0,17	0,35
Bodega	0	0,35
Parqueadero	0	0,35

Tabla 2.21. Distancias de separación entre la arquitectura y el generador fotovoltaico para Centro operativo del sur y agencia Turubamba

Edificación	Distancia de separación calculada [m]	Distancia de separación real [m]
Agencia	0,6713	0,68
Operativo	0,3098	0,35

El área disponible efectiva corresponde al área sobre la cual no existe incidencia de sombras es decir se descuenta en las dimensiones de las áreas disponibles las distancias de separación correspondientes. El área disponible efectiva correspondiente a cada edificación para los casos de estudio y se presenta en la Tabla 2.22 y la Tabla 2.23.

Tabla 2.22. Área disponible efectiva para el Centro operativo del noroccidente y Agencia Los Bancos

Tipo de área	Edificación	N° Área	Ancho [m]	Largo [m]
Principal	Agencia	1	12,08	10,82
		2	6,63	4,79
		3	11,57	2,33
		4	6,08	7,63
		5	6,71	8,57
	Operativo	6	11,69	19,27
	Bodega	7	34,17	9,27

Tipo de área	Edificación	N° Área	Ancho [m]	Largo [m]
Secundaria	Parqueadero	8	28,67	17,7

Tabla 2.23. Área disponible efectiva para el Centro operativo del sur y agencia Turubamba

Tipo de área	Edificación	N° Área	Ancho [m]	Largo [m]
Principal	Agencia	1	3,24	10,67
		2	16,14	5,99
		3	16,24	10,04
		4	16,14	5,99
		5	1,96	18,74
	Operativo	6	11,3	27,3
		7	11,3	27,3
		8	11,3	22,9

2.3.4. DETERMINACION DEL NÚMERO DE PANELES FOTOVOLTAICOS POSIBLES.

2.3.4.1. Número máximo de paneles fotovoltaicos a instalar.

Para la determinación del número máximo de paneles fotovoltaicos a instalar se considera el área disponible efectiva debido a que sobre esta se posicionara el generador fotovoltaico.

La ubicación del generador fotovoltaico considera separaciones adecuadas entre filas y columnas de paneles fotovoltaicos así se tiene que: la distancia de separación entre columnas de paneles fotovoltaicos es igual a 5 [cm] puesto que esta es una separación necesaria para realizar la instalación y la distancia de separación entre filas de paneles fotovoltaicos es la misma que se calculó en el numeral 2.3.2, así se tiene que las distancias de separación entre filas de paneles fotovoltaicos son 15 [cm] para el Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos y el Centro operativo del sur y agencia Turubamba respectivamente.

El cálculo del número máximo de paneles fotovoltaicos a instalar se realiza independientemente para cada área disponible efectiva. El número de filas y columnas de paneles fotovoltaicos posibles en cualquier caso debe ser redondeado al inmediato inferior debido a que no es posible realizar la instalación de un porcentaje del panel fotovoltaico. El número de columnas se calcula a partir de la Ecuación 2.13.

$$N_{columnas} = \frac{A_{ef}}{(A_m + 0,05)} \quad (2.13)$$

Donde:

- $N_{columnas}$: número de columnas en la conformación del generador.
- A_{ef} : ancho correspondiente al área disponible efectiva.
- A_m : ancho del módulo fotovoltaico.

El número de filas de paneles fotovoltaicos posibles se calcula a partir de la Ecuación 2.14 y la Ecuación 2.15.

$$N_{filas} = \frac{L_{ef}}{(L_{pm} + 0,15)} \quad (2.14)$$

Donde:

- N_{filas} : número de filas en la conformación del generador.
- L_{ef} : largo correspondiente al área disponible efectiva.
- L_{pm} : proyección del módulo fotovoltaico sobre la terraza [m].

$$L_{pm} = L_m \cdot \cos(\beta) \quad (2.15)$$

Donde:

- L_{pm} : proyección del módulo fotovoltaico sobre la terraza [m].
- L_m : largo del módulo fotovoltaico.
- β : ángulo de inclinación [°].

N_{filas} al ser un número fraccionario que se redondea al inmediato inferior genera un porcentaje de área que no será utilizado y dado que la última fila no requiere una separación con la fila siguiente se presenta la posibilidad de tener una fila adicional en el arreglo considerando la proyección del panel fotovoltaico sobre la terraza como el largo del panel fotovoltaico para la nueva última fila. La distancia sobrante sobre la terraza se determina con la Ecuación 2.16.

$$L_s = L_{ef} - N_{filas} \cdot (L_{pm} + 0,15) \quad (2.16)$$

Donde:

- L_s : Distancia sobrante [m].

- L_{ef} : largo correspondiente al área disponible efectiva.
- N_{filas} : número de filas en la configuración del generador.
- L_{pm} : proyección del módulo fotovoltaico sobre la terraza [m].

Al obtener los resultados de la Ecuación 2.15 y la Ecuación 2.16 se agrega una fila si y solo si la distancia sobrante (L_s) es mayor a la proyección del panel sobre la terraza (L_{pm}).

A continuación se presenta un ejemplo de cálculo para el Área 1 del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos.

Empleando la Ecuación 2.13 se calcula el número de columnas en la conformación del generador fotovoltaico.

$$N_{columnas} = \frac{12,08}{(0,992 + 0,05)}$$

$$N_{columnas} = 11,593 \approx 11$$

Empleando la Ecuación 2.15 se calcula proyección del panel sobre la terraza.

$$L_{pm} = 1,956 \cdot \cos(10)$$

$$L_{pm} = 1,9263 [m]$$

Empleando la Ecuación 2.14 se calcula el número de filas en la conformación del generador.

$$N_{filas} = \frac{10,82}{(1,9263 + 0,15)}$$

$$N_{filas} = 5,2112 \approx 5$$

Empleando la Ecuación 2.16 se calcula la distancia sobrante.

$$L_s = 10,82 - 5 \cdot (1,9263 + 0,15)$$

$$L_s = 0,4385 [m]$$

Puesto que la distancia sobrante no es mayor a la proyección del panel sobre la terraza no se incluye una fila adicional en la conformación del generador.

La conformación inicial del generador fotovoltaico correspondientes al centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos y al Centro operativo del sur y agencia Turubamba se presentan en la Tabla 2.24 y la Tabla 2.25 respectivamente.

Tabla 2.24. Conformación inicial del generador fotovoltaico del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos

Tipo de área	Edificación	N° Área	N° Columnas	N° Filas	Subtotal
Principal	Agencia	1	11	5	55
		2	6	2	12
		3	11	1	11
		4	5	3	15
		5	6	4	24
	Operativo	6	11	9	99
	Bodega	7	32	4	128
Secundaria	Parqueadero	8	27	8	216
Total					560

Tabla 2.25. Conformación inicial del generador fotovoltaico del Centro operativo del sur y agencia Turubamba

Tipo de área	Edificación	N° Área	N° Columnas	N° Filas	Subtotal
Principal	Agencia	1	3	5	15
		2	15	2	30
		3	15	4	60
		4	15	2	30
		5	1	9	9
	Operativo	6	10	13	130
		7	10	13	130
		8	10	11	110
Total					514

El generador fotovoltaico requiere de mantenimiento y limpieza de manera periódica, se considera una configuración de 10 columnas por 5 filas como una conformación por área máxima, para las conformaciones que superen las 10 columnas y las 5 filas de la conformación por área máxima se debe considerar subdivisiones del área correspondiente las mismas que tendrán una distancia de separación de 0,7 [m]. Las subdivisiones se realizan de tal manera que se considere el retiro de ciertas columnas de la conformación inicial. Las conformaciones de la subdivisión mantendrán el número de filas en cuanto al número de columnas estas podrán estar comprendidas entre 5 y 8 columnas. Las dimensiones en cuanto al ancho de cada nueva conformación se calculan a partir de la Ecuación 2.17.

$$A_{nc} = n \cdot (A_m + 0,05) + 0,7 \quad (2.17)$$

Donde:

- A_{nc} : ancho de la nueva conformación [m].

- n : número de módulos fotovoltaicos en la nueva conformación.
- A_m : ancho del módulo fotovoltaico [m].

El número de subdivisiones se calcula a partir de la Ecuación 2.18, el resultado de la presente ecuación debe ser redondeado al inmediato inferior.

$$N_{sub} = \frac{A_{ef}}{A_{nc}} \quad (2.18)$$

Donde:

- N_{sub} : número de subdivisiones.
- A_{ef} : ancho correspondiente al área disponible efectiva [m].
- A_{nc} : ancho de la nueva configuración [m].

Debido a las nuevas conformaciones se generan una nueva área sobrante. Al presentarse áreas sobrantes es posible que sobre estas se presente la posibilidad de la ubicación de paneles fotovoltaicos en dichas áreas. El número de paneles posibles en dicha área se calcula a partir de la Ecuación 2.19, el resultado de dicha ecuación debe ser redondeado al inmediato inferior.

$$N_{mps} = \frac{A_{ef} - N_{sub} \cdot A_{nc}}{(A_m + 0,05)} \quad (2.19)$$

Donde:

- N_{mps} : número de módulos posibles en el área sobrante.
- A_{ef} : ancho correspondiente al área disponible efectiva [m].
- N_{sub} : número de subdivisiones.
- A_{nc} : ancho de la nueva configuración [m].
- A_m : ancho del módulo fotovoltaico [m].

A continuación se presenta un ejemplo de cálculo, para el caso de una conformación de 5 paneles fotovoltaicos para el área que presenta una conformación mayor a la máxima, que en nuestro caso de estudio es el área 8 del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos.

Empleando la Ecuación 2.17 se calcula el ancho de la nueva conformación.

$$A_{nc} = 5 \cdot (0,992 + 0,05) + 0,7$$

$$A_{nc} = 5,91 [m]$$

Empleando la Ecuación 2.18 se calcula el número de subdivisiones.

$$N_{sub} = \frac{28,67}{5,91}$$

$$N_{sub} = 4,851 \approx 4$$

Empleando la Ecuación 2.19 se calcula el número de paneles posibles en el área sobrante.

$$N_{mps} = \frac{28,67 - 4 \cdot 5,91}{(0,992 + 0,05)}$$

$$N_{mps} = 4,8273 \approx 4$$

En la Tabla 2.26 se presenta como ejemplo las características de las conformaciones posibles de las subdivisiones, las conformaciones que se presentan corresponden al área 10 del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos.

Tabla 2.26. Características de las conformaciones posibles de las subdivisiones para área 10 del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos

N° columnas subdivisión	Nsub	Nmps	N° Columnas
5	4	4	24
6	4	0	24
7	3	4	25
8	3	1	25

El objetivo presente es maximizar la generación de energía se procede a elegir la subdivisión que genere un mayor número de columnas posibles en el caso de estudio presente se elige la conformación de la subdivisión de 7 columnas, no se elige la conformación de la subdivisión de 8 columnas dado que con una un menor número de columnas en una configuración se facilita la limpieza y el mantenimiento.

Una vez considerado el mantenimiento como la limpieza del generador fotovoltaico el número máximo de módulos fotovoltaicos correspondientes tanto al Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos como al Centro operativo del sur y agencia Turubamba se presentan en la Tabla 2.27 y la Tabla 2.28 respectivamente.

Tabla 2.27. Número máximo de módulos fotovoltaicos para el Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos

Tipo de área	Edificación	N° Área	N° Columnas	N° Filas	Subtotal	Total
		1	11	5	55	

Tipo de área	Edificación	N° Área	N° Columnas	N° Filas	Subtotal	Total
Principal	Agencia	2	6	2	12	335
		3	11	1	11	
		4	5	3	15	
		5	6	4	24	
	Operativo	6	10	9	90	
	Bodega	7	32	4	128	
Secundaria	Parqueadero	8	25	8	200	200

Tabla 2.28. Número máximo de módulos fotovoltaicos para el Centro operativo del sur y agencia Turubamba

Tipo de área	Edificación	N° Área	N° Columnas	N° Filas	Subtotal	Total
Principal	Agencia	1	3	5	15	514
		2	15	2	30	
		3	15	4	60	
		4	15	2	30	
		5	1	9	9	
	Operativo	6	10	13	130	
		7	10	13	130	
		8	10	11	110	

2.3.5. SELECCIÓN DEL INVERSOR

Se estima instalar un promedio de 520 paneles solares para cada centro operativo y trabajar con una potencia teórica de 171,6 [kW] por tal motivo para la selección adecuada de inversores es necesario considerar los siguientes aspectos:

- Potencia de trabajo: es necesario instalar un grupo trifásico de inversores que tenga la capacidad de trabajar con la potencia total de los paneles solares.
- Voltaje de operación: debido a la alta cantidad de paneles solares conectados en serie, el inversor debe tener la capacidad de trabajar en un rango de voltaje de entrada de 300-1.000 [V] y con voltaje trifásico de salida de 208 [V].
- Corriente de operación: debido a la alta cantidad de paneles solares conectados en paralelo, el inversor debe tener la capacidad de trabajar a un rango de corriente de entrada de 50-100 [A] y el grupo total de inversores debe suplir una demanda estimada promedio de 86 [kW] para cada edificio.
- Eficiencia y factor de potencia: el inversor debe trabajar con una eficiencia superior al 95% y un factor de potencia superior a 0,87 sin embargo estos valores dependerán de la construcción del mismo.

- Protecciones: se requiere de inversores que cuenten con sistema de protecciones incluido tanto para corriente continua como para corriente alterna.
- Tecnología: es necesario considerar inversores que tengan la capacidad de trabajar con funciones de modo Master-Esclavo para facilitar la instalación y monitoreo de los mismos.
- Disponibilidad en el mercado y costo: se considera una alta oferta comercial en inversores trifásicos con un rango de potencia de 5-15 [kW] que cumplen con las características anteriores y que pueda ser instalado de manera sencilla.

Bajo las condiciones mencionadas se determina la necesidad de disponer un grupo de inversores trifásicos de 15 [kW], que tengan la función de trabajar en modo Master-Esclavo y presenten un sistema de protecciones incluido.

Para los dos casos de estudio propuestos se considera el inversor SYMO 15.0-3 208, ya que posee un amplio rango de voltaje de entrada, permite una alta flexibilidad en el diseño de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, además de lo mencionado el inversor tiene la capacidad de ser instalado a la intemperie debido a su protección tipo NEMA 4X la misma que proporciona protección contra: suciedad, lluvia, aguanieve, nieve, polvo y corrosión. Las especificaciones del inversor SYMO 15.0-3 208 se presentan a continuación en la Tabla 2.29 [27].

El inversor tiene dos opciones de configuración: master y esclavo, que permite tener una única unidad de control que mantiene el registro de trabajo de los demás y a la vez funciona como cerebro del resto, a nivel de protecciones posee porta fusibles propios, cuenta con un sistema de protección automática de fábrica que garantiza el correcto funcionamiento del equipo ante fallas de arco, sobre corrientes, sobre voltajes [48].

Un resumen más detallado de las especificaciones se muestra en el ANEXO D.

Tabla 2.29. Especificaciones del inversor SYMO 15.0-3 208

Datos de Entrada	
Potencia fotovoltaica recomendada [kWp]	12-19,5
Corriente máxima utilizable (MPPT1/MPPT2) [A]	50
Corriente máxima utilizable total (MPPT1+MPPT2) [A]	50
Corriente máxima de corto circuito del arreglo [A]	75
Voltaje nominal [V]	325
Rango de voltaje de operación [V]	325-1.000
Voltaje de arranque [V]	360
Rango de voltaje MPP [V]	325-850
Voltaje máximo [V]	1.000
Porta fusibles CC integrados para terminales	6- y 6+

Datos de Entrada	
Máxima corriente de cortocircuito por terminal [A]	12
Numero de MPPT	1
Datos de Salida	
Potencia máxima de salida [VA]	15.000
Voltaje trifásico de la red [V]	208
Rango de frecuencia [Hz]	45-65
Frecuencia nominal de operación [Hz]	60
Rango de factor de potencia	0-1(ind/cap)
Máxima corriente de salida [A]	41,6
Tamaño del interruptor OCPD / AC [A]	60
Eficiencia máxima [%]	97,3
Eficiencia CEC [%]	96,5
Dimensiones [mm]	511x724x226

Los dos casos de estudio propuestos se encuentran a una altura mayor a 2.000 [m] razón por la cual puede existir fallas en el funcionamiento del inversor si consideramos un voltaje máximo de entrada de 1.000 [V], por tanto se considera el voltaje máximo de entrada igual a 850 [V] [48].

2.3.6. DETERMINACIÓN DEL NUMERO DE INVERSORES

El cálculo del número de inversores en un sistema fotovoltaico debe realizarse de tal manera que los inversores se encuentren operando en la región de alta eficiencia, para la selección del número de inversores se emplea la relación entre la potencia pico del generador fotovoltaico a condiciones estándar de medida y la potencia a la salida del inversor, esta relación debe ser seleccionada de tal manera que el inversor no se encuentre sobrecargado y tampoco se encuentre operando en regiones de baja eficiencia además de esto el cálculo del número de inversores para cada caso de estudio se realiza independientemente para el área principal y el área secundaria. Si la relación de potencia es alta el inversor trabajara en la zona de alta eficiencia pero puede ocurrir que se encuentre sobrecargado y viceversa [30].

En sistemas fotovoltaicos ubicados sobre edificaciones no es común tener la disposición óptima del generador fotovoltaico por tal razón es necesario subdimensionar al inversor con una relación de potencias entre el generador fotovoltaico y el inversor de entre 1 y 1,4, se considera este rango de relaciones debido a que el generador fotovoltaico siempre estará operando a un rendimiento menor al 100% por efectos producidos por suciedad, desequilibrios de producción o reflexiones de luz [42].

Para los casos de estudio el proveedor del inversor utilizado recomienda una relación entre la potencia pico del generador fotovoltaico a condiciones estándar de medida y la potencia

a la salida del inversor igual a 1,15. El número de inversores para los casos de estudio propuestos se calcula a partir de la Ecuación 2.20 [30].

$$N_{inv} = \frac{P_{gen}^*}{1,15 \cdot P_{ac,inv}} = \frac{N_{max,mod} \cdot P_{max,mod}^*}{1,15 \cdot P_{ac,inv}} \quad (2.20)$$

Donde:

- N_{inv} : número de inversores.
- P_{gen}^* : potencia del generador fotovoltaico a condiciones SCT se calcula como el producto del número de paneles fotovoltaicos y la potencia en el punto de máxima potencia a condiciones STC de los mismos [W].
- $P_{ac,inv}$: potencia a la salida del inversor [W].
- $N_{max,mod}$: número máximo de módulos fotovoltaicos dependiendo si el área es principal o secundaria.
- $P_{max,mod}^*$: potencia del módulo fotovoltaico en el punto de máxima potencia a condiciones STC [W].

Para el diseño del sistema fotovoltaico se realiza una consideración, los paneles fotovoltaicos pertenecientes a las áreas principales únicamente se conectarán entre sí, lo mismo sucederá con los paneles fotovoltaicos pertenecientes a las áreas secundarias.

A continuación empleando la Ecuación 2.20 se presenta un ejemplo de cálculo del número de inversores perteneciente a las áreas principales del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos, el resultado de la Ecuación 2.20 deberá ser redondeado al inmediato superior para evitar sobrecargar al inversor.

$$N_{inv} = \frac{335 \cdot 330}{1,15 \cdot 15000}$$

$$N_{inv} = 6,4087 \approx 7$$

El número de inversores pertenecientes a las áreas principales y secundarias para cada caso de estudio se presentan en la Tabla 2.30

Tabla 2.30. Numero de inversores

Centro Operativo del noroccidente y agencia Los Bancos	
Áreas principales	7
Áreas secundarias	4
Centro operativo del sur y Agencia Turubamba	
Áreas principales	10

2.3.7. CONFIGURACION DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Una configuración del generador fotovoltaico está compuesta por paneles fotovoltaicos dispuestos en serie y paralelo. El número de módulos fotovoltaicos en serie determina el voltaje que entregara el generador fotovoltaico mientras que la corriente que entregara el generador fotovoltaico estará definida por el número de ramas en paralelo.

2.3.7.1. Módulos fotovoltaicos en serie posibles

Se calcula un número máximo de módulos fotovoltaicos debido al lineamiento en que los inversores se encuentran diseñados, tolerar un voltaje máximo a la entrada, superar dicho voltaje puede desembocar en averías en el equipo. El número máximo de módulos fotovoltaicos en serie se calcula a partir de la Ecuación 2.21 [30].

Como medida preventiva y para asegurar el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico para el cálculo del número de módulos fotovoltaicos en serie se considera el uso de los parámetros corregidos por temperatura del módulo fotovoltaico. Se utiliza los parámetros corregidos por temperatura puesto que el voltaje del módulo fotovoltaico se incrementa con la temperatura lo que es un efecto perjudicial en el funcionamiento de sistemas fotovoltaicos.

$$N_{smax} = \frac{V_{max,inv}}{V_{oc,mod}} \quad (2.21)$$

Donde:

- N_{smax} : número máximo de módulos fotovoltaicos en serie.
- $V_{max,inv}$: voltaje máximo a la entrada del inversor.
- $V_{oc,mod}$: voltaje de circuito abierto del módulo.

Empleando la Ecuación 2.21 se calcula el número máximo de módulos fotovoltaicos. El resultado se aproxima al inmediato inferior para asegurar en funcionamiento dentro de una zona segura.

$$N_{smax} = \frac{850}{46,3563}$$

$$N_{smax} = 18,3362 \approx 18$$

El algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) maximiza la producción de energía en un sistema fotovoltaico. Puesto que el seguimiento del punto de máxima potencia solo se puede realizar en un rango de voltajes se hace necesario calcular un

número de módulos en serie mínimo y un número de módulos en serie máximo que aseguren el funcionamiento dentro de la zona MPP. El número máximo de módulos fotovoltaicos en serie y el número mínimo de módulos fotovoltaicos en serie para asegurar el funcionamiento dentro de la zona MPPT se calculan a partir de la Ecuación 2.22 y la Ecuación 2.23 respectivamente [30].

$$N_{smax,MPP} = \frac{V_{MPPmax,inv}}{V_{MPP,mod}} \quad (2.22)$$

Donde:

- $N_{smax,MPP}$: número máximo de módulos fotovoltaicos en serie para asegurar el funcionamiento dentro de la zona MPPT.
- $V_{MPPmax,inv}$: voltaje máximo de MPP del inversor.
- $V_{MPP,mod}$: voltaje MPP del módulo fotovoltaico.

$$N_{smin,MPP} = \frac{V_{MPPmin,inv}}{V_{MPP,mod}} \quad (2.23)$$

Donde:

- $N_{smin,MPP}$: número mínimo de módulos fotovoltaicos en serie para asegurar el funcionamiento dentro de la zona MPPT.
- $V_{MPPmin,inv}$: voltaje MPP mínimo del inversor.
- $V_{MPP,mod}$: voltaje MPP del módulo fotovoltaico.

Empleando la Ecuación 2.22 y la Ecuación 2.23 se calcula el número máximo y mínimo de módulos fotovoltaicos en serie para asegurar el funcionamiento dentro de la zona MPP. El resultado de la Ecuación 2.22 se aproxima al inmediato inferior y el resultado de la Ecuación 2.23 se aproxima al inmediato superior para asegurar el funcionamiento dentro la zona MPPT.

$$N_{smax,MPP} = \frac{850}{37,3618}$$

$$N_{smax,MPP} = 22,7505 \approx 22$$

$$N_{smin,MPP} = \frac{325}{37,3618}$$

$$N_{smin,MPP} = 8,6987 \approx 9$$

Dado que el número máximo de módulos fotovoltaicos en serie es menor al número máximo de módulos fotovoltaicos en serie para asegurar el funcionamiento dentro de la zona MPPT se considera como el número máximo de módulos fotovoltaicos posible en serie al número máximo de módulos fotovoltaicos en serie que en para el presente estudio corresponde a 18 módulos fotovoltaicos. El número mínimo de módulos fotovoltaicos posible en serie corresponde al número mínimo de módulos fotovoltaicos en serie para asegurar el funcionamiento dentro de la zona MPPT para el presente estudio corresponde a 9 módulos fotovoltaicos.

2.3.7.2. Ramales de módulos fotovoltaicos en paralelo posibles

Los componentes del inversor están diseñados para soportar un rango determinado de corrientes por tanto se hace necesario calcular un número máximo de ramales de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo el mismo que en ningún caso deberá ser superado, esto se lo realiza para asegurar un correcto funcionamiento y evitar averías en los equipos. El número máximo de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo se calcula a partir de la Ecuación 2.24 [30].

$$N_{pmax} = \frac{I_{max,inv}}{I_{sc,mod}^*} \quad (2.24)$$

Donde:

- N_{pmax} : número máximo de ramales de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo.
- $I_{max,inv}$: corriente máxima a la entrada del inversor.
- $I_{sc,mod}^*$: corriente de cortocircuito del módulo en condiciones STC.

Empleando la Ecuación 2.24 se calcula el número máximo de ramales de módulos fotovoltaicos en paralelo. El resultado de la Ecuación 2.24 se aproxima al inmediato inferior para asegurar el funcionamiento y evitar fallas en los equipos. No se considera el valor de la corriente de cortocircuito corregido debido a que la variación es mínima.

$$N_{pmax} = \frac{50}{9,14}$$

$$N_{pmax} = 5,45 \approx 5$$

2.3.7.3. Selección de la configuración del generador fotovoltaico

Los inversores serán instalados en la fachada de las edificaciones por lo cual se considera el retiro de un número de módulos fotovoltaicos igual al número de inversores tanto en el área principal como en el área secundaria. El número máximo de módulos fotovoltaicos considerando la ubicación de los inversores en la terraza de las edificaciones se presenta en la Tabla 2.31.

Tabla 2.31. Número máximo de módulos fotovoltaicos considerando la ubicación de los inversores

Tipo de área	Centro Operativo Noroccidente	Centro Operativo Sur
Principal	328	504
Secundaria	196	

Dado que el generador fotovoltaico estará constituido por inversores para el área principal e inversores para el área secundaria se determina el número de módulos fotovoltaicos disponibles para cada inversor. El número de módulos fotovoltaicos disponibles para cada inversor se calcula a partir de la Ecuación 2.25 [30].

$$N_{dis,mod} = \frac{N_{max,mod}}{N_{inv}} \quad (2.25)$$

Donde:

- $N_{dis,mod}$: número de módulos fotovoltaicos disponibles para cada inversor.
- $N_{max,mod}$: número máximo de módulos fotovoltaicos dependiendo si el área es principal o secundaria (considerando la ubicación de los inversores)
- N_{inv} : número de inversores.

A continuación como ejemplo de cálculo empleando la Ecuación 2.25 se calcula el número de módulos fotovoltaicos disponibles para cada inversor para el área principal del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos, el resultado debe ser aproximado al inmediato inferior.

$$N_{dis,mod} = \frac{328}{7}$$

$$N_{dis,mod} = 46,8571 \approx 46$$

El número de módulos fotovoltaicos disponibles para cada inversor para los casos de estudio se presenta en la Tabla 2.32.

Tabla 2.32. Número de módulos fotovoltaicos disponibles para cada inversor.

Tipo de área	Centro Operativo noroccidente	Centro Operativo sur
Principal	46	50
Secundaria	49	

Considerando el número de módulos disponibles para cada inversor, el número máximo y mínimo de módulos fotovoltaicos conectados en serie posibles y el número máximo de ramales de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo posibles se genera una matriz de posibilidades en la configuración del generador fotovoltaico las mismas que aseguran un correcto acoplamiento entre el inversor y el generador fotovoltaico. Las configuraciones del generador fotovoltaico posibles se presentan en la Tabla 2.33.

Tabla 2.33. Configuraciones del generador fotovoltaico posibles

Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos			
Ubicación del generador fotovoltaico	Módulos conectados en serie	Ramales conectados en paralelo	Total módulos/inversor
Área principal	15	3	45
	11	4	44
	9	5	45
Área secundaria	16	3	48
	12	4	48
	9	5	45
Centro operativo del sur y agencia Turubamba			
Área principal	16	3	48
	12	4	48
	10	5	50

Para el sistema de generación fotovoltaica del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos se selecciona la configuración que contempla 9 módulos fotovoltaicos conectados en serie y 5 ramales de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo del sistema de generación ubicado en el área principal y la configuración que contempla 12 módulos fotovoltaicos conectados en serie y 4 ramales de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo para el sistema de generación ubicado en el área secundaria, en cuanto al sistema de generación fotovoltaica ubicado en el Centro operativo del sur y agencia Turubamba se selecciona la configuración que contempla 10 módulos fotovoltaicos conectados en serie y 5 ramales de módulos fotovoltaicos conectados en

paralelo, las configuraciones adoptadas maximizan la producción de energía y está alejada de los puntos críticos de operación.

La relación entre la potencia pico del generador fotovoltaico a condiciones estándar de medida y la potencia a la salida del inversor presentan valores de 0,99 y 1,056 para el Centro operativo noroccidente y 1,1 para el Centro operativo sur respectivamente esta relación permite observar que el inversor estará operando en la región de alta eficiencia.

Al momento de elegir una configuración del generador fotovoltaico puede variar el número máximo de módulos fotovoltaicos de tal manera que es necesario realizar el cálculo nuevamente. Un resumen de los elementos del sistema fotovoltaico a instalar se presenta en la Tabla 2.34.

Tabla 2.34. Resumen de los elementos del sistema fotovoltaico a instalar

Tipo de área	Elemento	Centro Operativo Noroccidente	Centro Operativo Sur
Principal	Módulo Fotovoltaico	315	500
	Inversor	7	10
Secundaria	Módulo Fotovoltaico	192	
	Inversor	4	
Total	Módulo Fotovoltaico	507	500
	Inversor	11	10

2.3.8. RENDIMIENTO GLOBAL DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El rendimiento global del sistema fotovoltaico (PR) por sus siglas en ingles es un factor en el que se incluyen todas las perdidas existentes en un sistema fotovoltaico no se considera las perdidas angulares, espectrales y por suciedad puesto que estas pérdidas se consideraron al realizar la estimación de la irradiancia efectiva sobre el plano generador. Este factor normalmente se realiza para periodos anuales. Las pérdidas se ven reflejadas en el rendimiento de cada elemento del sistema fotovoltaico a continuación se presenta los principales factores que influyen en el rendimiento global:

- Rendimiento por temperatura del módulo.- la potencia de un módulo fotovoltaico dependen de la temperatura del mismo a bajas temperaturas el modulo trabaja de modo eficiente pero a temperaturas altas se ve que su rendimiento decae. Se considera adecuado un porcentaje de pérdidas por temperatura del 8% acorde a esto se tiene un rendimiento del 92% por efectos de temperatura [30].

- Rendimiento por dispersión de parámetros.- se generan debido a las desviaciones en cuanto a parámetros entre módulos fotovoltaicos. Estas pérdidas se representan como la tolerancia del módulo fotovoltaico los módulos fotovoltaicos utilizados poseen una tolerancia del 3% generando un rendimiento del 97% debido a la dispersión de parámetros [21].
- Rendimiento por efecto Joule y cableado.- este tipo de pérdidas están relacionadas con el tipo y material de los cables empleados. Se asume un porcentaje de pérdidas por efecto Joule y cableado del 3% acorde a esto se tiene un rendimiento del 97% [42].
- Rendimiento por disponibilidad del sistema.- el inversor empleado no tiene la capacidad de operar en modo isla por tanto no operara si no existe servicio eléctrico en la red convencional por tanto se generan pérdidas de energía se asume un porcentaje de pérdidas debido a la disponibilidad del sistema del 1% acorde a esto se tiene un rendimiento del 99% [30].
- Rendimiento del inversor.- los inversores generalmente presentan un rendimiento en su hoja de datos, el inversor empleado posee un rendimiento del 96,5%.
- Rendimiento del módulo fotovoltaico.- el modulo fotovoltaico en si es el elemento más importante del sistema fotovoltaico por tal razón y debido a que su rendimiento varia linealmente en el tiempo se hace necesario la estimación de su rendimiento anualmente. El rendimiento anual del módulo fotovoltaico se calcula a partir de la Ecuación 2.26.

$$Rendimiento_{año x} = -0,6818 \cdot año + 97,5 \quad (2.26)$$

Donde:

- Rendimiento_{año x}: rendimiento del módulo fotovoltaico al año x.

Empleando la Ecuación 2.26 se calcula el rendimiento del módulo fotovoltaico para un periodo de 20 años de operación los resultados se presentan en la Tabla 2.35.

Tabla 2.35. Rendimiento del módulo fotovoltaico para un periodo de 20 años

Año	Rendimiento [%]
1	97,5
2	96,8182
3	96,1364
4	95,4545
5	94,7727

Año	Rendimiento [%]
6	94,0909
7	93,4091
8	92,7273
9	92,0455
10	91,3636
11	90,6818
12	90
13	89,3182
14	88,6364
15	87,9545
16	87,2727
17	86,5909
18	85,9091
19	85,2273
20	84,5455

El rendimiento global del sistema fotovoltaico corresponde al producto de los rendimientos parciales generados por pérdidas en el sistema fotovoltaico. Para los casos de estudio del presente proyecto el rendimiento global del sistema fotovoltaico se calcula a partir de la Ecuación 2.27.

$$PR = n_{temp} \cdot n_{dis} \cdot n_{joule} \cdot n_{dispo} \cdot n_{inv} \cdot n_{mod} \quad (2.27)$$

Donde:

- PR : rendimiento global del sistema fotovoltaico.
- n_{temp} : rendimiento por temperatura del módulo.
- n_{dis} : rendimiento por dispersión de parámetros.
- n_{joule} : rendimiento por efecto joule y cableado.
- n_{dispo} : rendimiento por disponibilidad del sistema.
- n_{inv} : rendimiento del inversor.
- N_{mod} : rendimiento del módulo fotovoltaico.

Como ejemplo de cálculo empleando la Ecuación 2.27 se calcula el rendimiento global para el primer año de operación.

$$PR = 0.92 \cdot 0.97 \cdot 0.97 \cdot 0.99 \cdot 0.965 \cdot 0.975$$

$$PR = 0.8063$$

El rendimiento global de los dos sistemas fotovoltaicos propuestos en un periodo de 20 años se presenta en la Tabla 2.36.

Tabla 2.36. Rendimiento global del sistema fotovoltaico

Año	PR
1	0,8063
2	0,8007
3	0,795
4	0,7894
5	0,7837
6	0,7781
7	0,7725
8	0,7668
9	0,7612
10	0,7556
11	0,7499
12	0,7443
13	0,7386
14	0,733
15	0,7274
16	0,7217
17	0,7161
18	0,7104
19	0,7048
20	0,6992

2.3.9. EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PROPUESTOS CON LA REGULACIÓN 003/18 DEL ARCONEL Y LOS REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA DE LAS INSTALACIONES

2.3.9.1. Evaluación de los sistemas de generación fotovoltaica propuestos con la regulación 003/18 del ARCONEL

La regulación 003/18 del ARCONEL denominada “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica” es aplicable a aquellos usuarios regulados que dispongan implementar un sistema de generación fotovoltaica con una capacidad nominal no mayor a 100 [kW] en medio o bajo voltaje. Dicho sistema de generación fotovoltaica tendrá la capacidad de operar en sincronismo con la red.

De acuerdo con la primera Disposición Transitoria las condiciones establecidas en la regulación 003/18 del ARCONEL también serán aplicadas a consumidores residenciales que dispongan implementar sistemas fotovoltaicos de hasta 300 [kW] y consumidores

comerciales o industriales que dispongan implementar sistemas fotovoltaicos de hasta 1.000 [kW] [34].

Dado los casos de estudio propuestos corresponden a usuarios comerciales la capacidad nominal instalada puede alcanzar como máximo un valor de 1.000 [kW] [34].

La capacidad nominal instalada se define como la sumatoria de la potencia nominal total de los inversores y se calcula a partir de la Ecuación 2.2.

$$\text{Capacidad nominal instalada} = NT_{inv} \cdot P_{ac,inv} \quad (2.28)$$

Donde:

- Capacidad nominal instalada: potencia nominal total de los inversores [kW].
- NT_{inv} : número total de inversores.
- $P_{ac,inv}$: potencia a la salida del inversor [W].

Empleando la Ecuación 2.28 se calcula la capacidad nominal instalada para el sistema de microgeneración fotovoltaica ubicado en el Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos.

$$\text{Capacidad nominal instalada} = 11 \cdot 15000$$

$$\text{Capacidad nominal instalada} = 165.000[W] = 165[kW]$$

Empleando la Ecuación 2.28 se calcula la capacidad nominal instalada para el sistema de microgeneración fotovoltaica ubicado en el Centro operativo del sur y agencia Turubamba.

$$\text{Capacidad nominal instalada} = 10 \cdot 15.000$$

$$\text{Capacidad nominal instalada} = 150.000[W] = 150[kW]$$

En ninguno de los dos casos de estudio se presenta una capacidad nominal instalada mayor a 1.000 [kW] por tanto los diseños del sistema de generación fotovoltaica se ajusta a las condiciones establecidas por la regulación 003/18 del ARCONEL.

2.3.9.2. Evaluación de los sistemas de generación fotovoltaica propuestos con los requerimientos de energía de las instalaciones.

Acorde a la regulación 003/18 del ARCONEL el sistema de generación fotovoltaica tendrá un plazo de operación de 20 años una vez cumplido este plazo el sistema de generación fotovoltaica deberá desconectarse de la red. La energía producida por el sistema de generación fotovoltaica tendrá como fin ser auto consumida en las propias instalaciones en

caso de producir excedentes estos serán entregados a la red de distribución a la que se encuentre conectado, la liquidación de estos remanentes se realizara a través de un balance neto mensual de energía.

El balance neto mensual de energía entregada y consumida contempla que: en caso de existir energía remanente favorable a la empresa distribuidora esta energía será valorada conforme al pliego tarifario aprobado por el ARCONEL dicha energía no está sujeta al subsidio de la tarifa dignidad ni subsidio cruzado y en el caso de existir energía remanente favorable al consumidor esta energía será considerada como crédito de energía a favor del consumidor que se pasara al siguiente mes y así sucesivamente para todo el periodo de operación, el crédito de energía será reseteado cada 2 años tomando como punto de partida la fecha de inicio de operación del sistema de generación fotovoltaica.

Por las razones expuestas y para obtener un mayor beneficio con una menor inversión el diseño del sistema de generación fotovoltaica debe considerar únicamente el autoabastecimiento [34].

Un sistema de generación fotovoltaica presenta un decaimiento en su rendimiento global conforme el tiempo avanza, por tal razón para asegurar que la energía generada no sobrepase la energía necesaria para el autoabastecimiento se analiza el primer año de operación.

La estimación de la energía generada a partir del sistema de generación fotovoltaica se realiza mensualmente puesto que la irradiancia efectiva incidente presenta variaciones considerables mes a mes. Para la estimación de la energía mensual generada a partir del sistema de generación fotovoltaica se considera la Ecuación 2.29 [30].

$$E_{gen,m} = P_{gen}^* \cdot \frac{G_{ef,m}}{G_{stc}} \cdot PR \cdot (1 - FS) \quad (2.29)$$

Donde:

- $E_{gen,m}$: energía generada mensualmente [kWh]
- P_{gen}^* : potencia del generador fotovoltaico a condiciones SCT se calcula como el producto del número de paneles fotovoltaicos y la potencia en el punto de máxima potencia a condiciones STC de los mismos [kW].
- $G_{ef,m}$: irradiancia efectiva mensual [kW/m²/mes].
- G_{stc} : irradiancia STC [kW/m²].
- PR: rendimiento global del sistema de microgeneración fotovoltaica.

- FS: factor de sombra [4%].

A continuación empleando la Ecuación 2.29 se presenta un ejemplo de cálculo de la energía generada en el mes de enero del primer año de operación del sistema de generación fotovoltaica ubicado en el área principal de las instalaciones del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos.

$$E_{gen,m} = 336 \cdot 0,33 \cdot \frac{74,7172}{1} \cdot 0,8063 \cdot \left(1 - \frac{4}{100}\right)$$

$$E_{gen,m} = 6011,9399 \left[\frac{kWh}{mes} \right]$$

La energía mensual generada en el primer año de operación por los sistema de generación fotovoltaica ubicados en las instalaciones del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos y del Centro operativo del sur y agencia Turubamba se presentan en la Tabla 2.37 y en la Tabla 2.38 respectivamente, adicionalmente en la Figura 2.7 se muestra los perfiles de generación para el primer año de operación de los dos casos de estudio.

Tabla 2.37. Energía mensual generada en el primer año de operación por el sistema de generación fotovoltaica ubicado en el Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos

Mes	Egen,m [kWh]		
	Área Principal	Área Secundaria	Total
Enero	6.011,9399	3.764,0015	9.775,9413
Febrero	6.252,4175	3.914,5615	10.166,979
Marzo	7.724,4318	4.836,1716	12.560,6034
Abril	7.651,5598	4.790,5473	12.442,1071
Mayo	7.287,1998	4.562,426	11.849,6258
Junio	6.937,4142	4.343,4296	11.280,8438
Julio	8.234,5358	5.155,5414	13.390,0772
Agosto	7.943,0478	4.973,0443	12.916,0922
Septiembre	7.943,0478	4.973,0443	12.916,0922
Octubre	8.161,6638	5.109,9171	13.271,581
Noviembre	6.849,9679	4.288,6804	11.138,6483
Diciembre	6.179,5455	3.868,9373	10.048,4827
Total	87.176,7717	54.580,3023	141.757,074

Tabla 2.38. Energía mensual generada en el primer año de operación por el sistema de generación fotovoltaica ubicado en el Centro operativo del sur y agencia Turubamba

Mes	Egen,m [kWh]
Enero	18.024,7991

Mes	Egen,m [kWh]
Febrero	15.843,454
Marzo	17.106,338
Abril	16.073,0693
Mayo	16.876,7227
Junio	17.221,1457
Julio	19.287,6831
Agosto	19.058,0679
Septiembre	18.484,0297
Octubre	18.598,8373
Noviembre	17.680,3762
Diciembre	18.254,4144
Total	212.508,9374

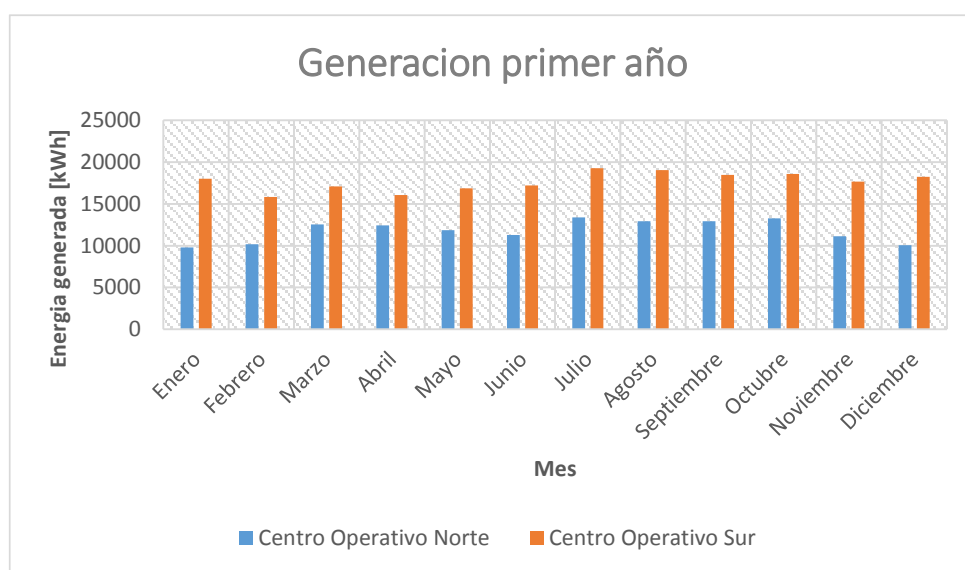


Figura 2.7. Perfiles de generación para el primer año de operación. Fuente. Elaboración propia

La energía total generada por los sistemas de generación fotovoltaica ubicados en las instalaciones del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos y del Centro operativo del sur y agencia Turubamba presentan valores de 141.757,074 [kWh] y 212.508,9374 [kWh] respectivamente, dichos valores no superan los requerimientos de energía necesaria para el autoabastecimiento anual de las instalaciones del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos y el Centro operativo del sur y agencia Turubamba los cuales toman valores de 415.930,275 [kWh] y 434.122,2 [kWh] respectivamente asegurando así el autoconsumo de la energía generada a partir de los sistemas de generación fotovoltaica.

De acuerdo a la generación de energía a partir del sistema fotovoltaico correspondiente en el primer año y a los requerimientos de energía de cada instalación, la demanda del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos será alimentada en un 34,08% por el sistema de generación fotovoltaica y la demanda del Centro operativo del sur y agencia Turubamba será alimentada en un 48,95% por el sistema de generación fotovoltaica.

El decaimiento en el rendimiento del sistema de generación fotovoltaica a lo largo del periodo de operación el cual según la regulación 003/18 del ARCONEL corresponde a un valor de 20 hace necesario calcular la energía generada para cada año del periodo de operación. La energía anual generada tanto por el sistema de generación fotovoltaica ubicado en las instalaciones del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos como por el sistema de generación fotovoltaica ubicado en las instalaciones del Centro operativo del sur y agencia Turubamba se presentan en la Tabla 2.39. Adicionalmente en la Figura 2.8 se muestra los perfiles de generación anual de los dos casos de estudio.

Tabla 2.39. Energía anual generada por los sistemas de generación fotovoltaica

Año	Egen,a [kWh]	
	Centro Operativo Noroccidente	Centro Operativo Sur
1	141.757,074	212.508,9374
2	140.765,7658	211.022,8609
3	139.774,4576	209.536,7845
4	138.783,1494	208.050,708
5	137.791,8412	206.564,6315
6	136.800,533	205.078,555
7	135.809,2248	203.592,4785
8	134.817,9166	202.106,402
9	133.826,6084	200.620,3255
10	132.835,3001	199.134,2491
11	131.843,9919	197.648,1726
12	130.852,6837	196.162,0961
13	129.861,3755	194.676,0196
14	128.870,0673	193.189,9431
15	127.878,7591	191.703,8666
16	126.887,4509	190.217,7901
17	125.896,1427	188.731,7137
18	124.904,8345	187.245,6372
19	123.913,5263	185.759,5607
20	122.922,2180	184.273,4842

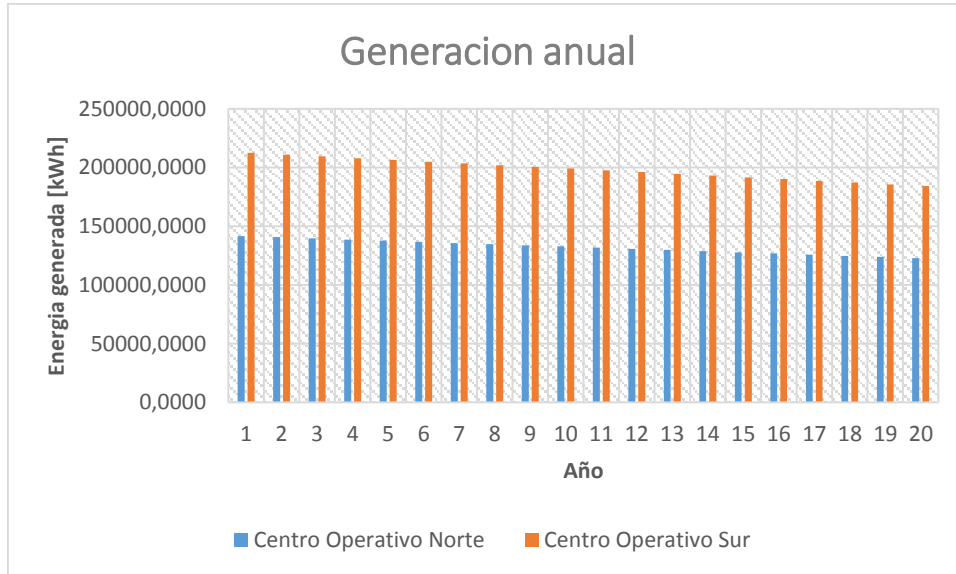


Figura 2.8. Perfiles de generación de energía anual de los sistemas de generación fotovoltaica. Fuente. Elaboración propia

Adicionalmente se calcula un valor estimado del factor de planta o factor de uso que corresponde a la relación entre la energía real generada en un periodo específico de tiempo y la energía que se hubiese generado en el mismo periodo de tiempo si la planta hubiese operado continuamente a capacidad nominal. Para el cálculo del factor de planta se puede considerar el primer año de operación y se calcula a partir de la Ecuación 2.30 [10].

$$F_p = \frac{\text{Generación real anual}}{\text{Generación anual a potencia nominal}} = \frac{G_{am}}{G_{stc}} \quad (2.30)$$

Donde:

- F_p : factor de planta.
- Generación real anual: energía generada en el primer año de operación, esta se calcula a partir de la Ecuación 2.29.
- Generación anual a potencia nominal: energía generada en el primer año de operación a una irradiancia de $1.000 \text{ [W/m}^2\text{]}$, esta se calcula a partir de la Ecuación 2.29.
- G_{am} : Irradiancia anual media $[\text{W/m}^2]$
- G_{stc} : Irradiancia STC igual a $1.000 \text{ [w/m}^2\text{]}$.

Empleando la Ecuación 2.30 se calcula el factor de planta correspondiente al Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos, considerando una irradiancia solar diaria

media de 2,9676 [kWh/m²/día] que equivalen a 123,6494 [W/m²], dicho valor es tomado de la Tabla 2.7.

$$F_p = \frac{123,6494}{1000}$$

$$F_p = 12,3664\%$$

Empleando la Ecuación 2.30 se calcula el factor de planta correspondiente al Centro operativo del sur y agencia Turubamba, considerando una irradiancia solar media de 4,5572 [W/m²] que equivalen a 189,8863 [W/m²], dicho valor es tomado de la Tabla 2.8.

$$F_p = \frac{189,8863}{1000}$$

$$F_p = 18,9886\%$$

Los valores de factor de planta estimados puede utilizarse para establecer la capacidad nominal instalada en el diseño de posteriores proyectos fotovoltaicos que presenten características similares a los casos de estudio propuestos mediante la Ecuación 2.31 establecida por la regulación 003/18 del ARCONEL [34].

$$Capacidad\ nominal\ instalada = \frac{\sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} Emensual_i}{F_p \cdot h_{año}} \quad (2.31)$$

Donde:

- Capacidad nominal instalada: potencia nominal total de los inversores [kW].
- Emensual_i: energía mensual producida por el sistema de microgeneración fotovoltaica [kWh].
- F_p: factor de planta del sistema de microgeneración fotovoltaica.
- h_{año}: horas existentes en un año [h].

2.4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA ADICIONAL PARA EL USO DE BATERIAS

El uso de un sistema de almacenamiento tiene como objetivo maximizar el autoconsumo y la independencia energética. Un sistema de generación fotovoltaica con baterías en su mayoría está sobredimensionado, esta característica permite realizar el proceso de carga de las baterías en el día, la energía almacenada en las baterías será utilizada en las horas

de la noche presentando así la capacidad de disponer energía producida por el sol en todo momento [28].

El dimensionamiento de sistemas de generación fotovoltaica ubicados en terrazas tiene una probabilidad muy baja de lograr autosuficiencia energética, esto se puede observar en los diseños propuestos en el literal 2.3 los mismos que alcanzan como máximo alimentar un valor no mayor al 49% de la demanda total de las instalaciones. Por las razones antes mencionadas el sistema adicional únicamente será utilizado como sistema de emergencia para un grupo de cargas seleccionadas cuando exista falla o desconexión de la red de suministro convencional, el grupo de cargas seleccionado deberá poseer un sistema de aislamiento a partir de una transferencia de carga el cual actuara en caso de falla de la red eléctrica convencional [42].

Para la implementación y dimensionamiento del sistema adicional se debe considerar que los inversores del sistema de generación fotovoltaica principal y los inversores del sistema adicional igualmente deben ser de la marca Fronius. Se toma esta consideración debido a que Fronius es la única marca disponible que se ajusta a nuestros requerimientos mediante el Emergency power mode. El sistema adicional deberá estar ubicado en un lugar que se ajuste a sus características como un cuarto de máquinas. Para el diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos con baterías se toma como base el esquema de la Figura 2.9. Para el dimensionamiento del sistema adicional no se considera el generador fotovoltaico adicional de la Figura 9 [21].

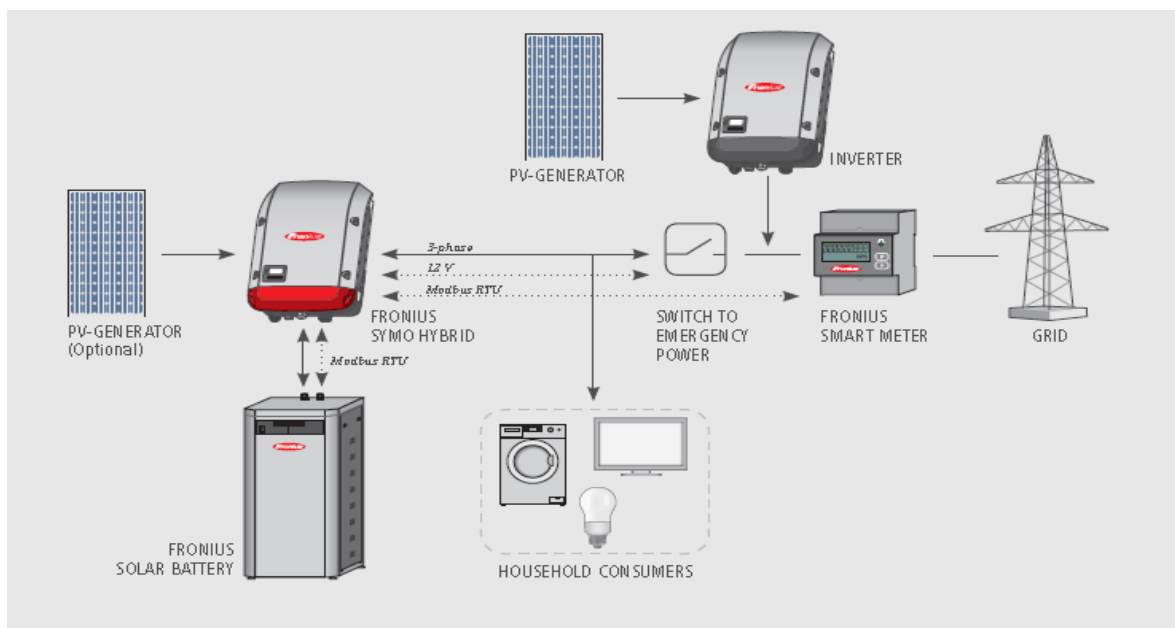


Figura 2.9. Esquema base para el diseño de sistemas de generación fotovoltaica con baterías [21]

2.4.1. SELECCIÓN DEL GRUPO DE CARGAS A SER ALIMENTADAS POR EL SISTEMA ADICIONAL COMO SISTEMA DE EMERGENCIA

El sistema adicional únicamente está destinado a alimentar un grupo de cargas seleccionado, dicho grupo de cargas comprende las cargas de vital importancia para el correcto desempeño de las diferentes actividades. Es importante tener en cuenta que el sistema adicional tendrá un alto costo por tal la razón el sistema adicional debe ser diseñado para un limitado porcentaje de carga.

Para los casos de estudio propuestos el edificio correspondiente a la Agencia contempla actividades como: recaudación, atención al cliente, entre otras. Dichas actividades requieren ser realizadas sin interrupciones debido a que estas presentan un vínculo directo con los abonados por tal razón se considera las cargas reguladas de la Agencia como el grupo de carga a ser alimentado por el sistema adicional como sistema de emergencia. Para el diseño del sistema adicional se considera como la carga a ser alimentada por el sistema adicional a la carga instalada total mas no la demanda máxima unitaria total, esta consideración evita que se sobrecargue el sistema adicional provocando daños en los equipos. Los grupos de carga seleccionados correspondientes al Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos y al Centro operativo del sur y agencia Turubamba se presentan en la Tabla 2.40 y la Tabla 2.41 respectivamente.

Tabla 2.40. Grupo de carga seleccionados correspondiente al Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos

TVRAG				
N°	Designación	Can.	Pn [W]	CI [W]
CR1	Tomacorrientes regulados	6	200	1.200
CR2	Tomacorrientes regulados	6	200	1.200
CR3	Tomacorrientes regulados	7	200	1.400
CR4	Tomacorrientes regulados	6	200	1.200
Total				5.000

Tabla 2.41. Grupo de carga seleccionados correspondiente al Centro operativo del sur y agencia Turubamba

TVRAG				
N°	Designación	Can.	Pn [W]	CI [W]
C1	Tomacorrientes regulados	4	300	1.200
C2	Tomacorrientes regulados	4	300	1.200
C3	Tomacorrientes regulados	3	300	900
C4	Tomacorrientes regulados	4	300	1.200
C5	Tomacorrientes regulados	4	300	1.200
C6	Tomacorrientes regulados	3	300	900
C7	Tomacorrientes regulados	3	300	900
C8	Tomacorrientes regulados	3	300	900
C9	Tomacorrientes regulados	4	300	1.200
C10	Tomacorrientes regulados	4	300	1.200
C11	Tomacorrientes regulados (TVRBM)	3	300	900
Total				11.700

Debido a la presencia de pérdidas en los elementos del sistema híbrido se hace necesario recalcular la carga a ser alimentada, esta se calcula a partir de la Ecuación 2.32 [30].

$$L = \frac{CI_T}{n_{invh} \cdot n_{joule}} \quad (2.32)$$

Donde:

- L : carga a ser alimentada [W].
- CI_T : Carga instalada total [W].
- n_{joule} : rendimiento por efecto joule y cableado.
- n_{invh} : rendimiento del inversor híbrido.

De igual forma que en el literal 2.3.8 se considera un valor del 97% como el rendimiento debido al efecto joule y cableado, en lo concerniente al rendimiento del inversor híbrido se considera un valor igual a 90% debido a que los inversores de este tipo pertenecientes a la marca Fronius presentan dicho valor.

Empleando la Ecuación 2.32 se calcula la carga a ser alimentada correspondiente al Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos.

$$L = \frac{5.000}{0,90 \cdot 0,97}$$

$$L = 5.727,3769 [W]$$

Empleando la Ecuación 2.32 se calcula la carga a ser alimentada correspondiente al Centro operativo del sur y agencia Turubamba.

$$L = \frac{11.700}{0,90 \cdot 0,97}$$

$$L = 13.402,0619 [W]$$

2.4.2. SELECCIÓN DEL INVERSOR HIBRIDO

Se estima alimentar una carga de 5 [kW] para el centro operativo del norte y una carga de 15 [kW] para centro operativo del sur por tal motivo para la selección adecuada de un inversor híbrido es necesario considerar los siguientes aspectos:

- Se considera todos los requerimientos anteriores de la sección 2.3.5. de selección del inversor.
- Tecnología: es necesario disponer de un inversor que tenga la capacidad de trabajar al momento de desconexión del suministro de la red comercial y la compatibilidad de trabajar con diferentes marcas de baterías.
- Disponibilidad en el mercado y costo: se consideran un mercado limitado para el comercio de este tipo de inversores sin embargo en el mercado europeo existe una oferta con inversores que trabajan con potencia de 5-15 [kW] que cumplen con las características anteriores y que pueda ser instalado de manera sencilla.

Bajo las condiciones mencionadas se determina la necesidad de disponer un de inversores trifásicos de 5 [kW] y 15 [kW], que tengan la función de trabajar en modo Master-Esclavo y presenten un sistema de protecciones incluido.

Para los dos casos de estudio propuestos se considera el inversor híbrido SYMO HYBRID 5.0-3-S, puesto que este posee una potencia adecuada que se acopla correctamente a nuestro diseño. El inversor SYMO HYBRID 5.0-3-S es compatible con las baterías: Fronius Solar, LG Chem y BYD. Este inversor posee la capacidad de configurarse como sistema de emergencia cuando no exista servicio en la red eléctrica convencional. Las

especificaciones del inversor híbrido SYMO HYBRID 5.0-3-S se presentan a continuación en la Tabla 2.42 [42].

Un resumen más detallado de las especificaciones se presenta en el ANEXO F.

Tabla 2.42. Especificaciones del inversor híbrido SYMO HYBRID 5.0-3-S [42]

Datos de Entrada a la Batería	
Potencia máxima de salida a la batería [W]	Depende de la batería conectada
Potencia máxima de entrada de la batería [W]	Depende de la batería conectada
Conexión de las baterías	1+ y 1-
Datos de Salida	
Potencia nominal [W]	5.000
Potencia máxima de salida [VA]	5.000
Máxima potencia de la red a la batería [VA]	5.000
Voltaje de la red [V]	3~400 V / 230 V o 3~380 V / 220 V
Rango de frecuencia [Hz]	45-65
Frecuencia nominal de operación [Hz]	50 o 60
Rango de factor de potencia	0,85-1(ind/cap)
Máxima corriente de salida [A]	8,3
Eficiencia [%]	90
Dimensiones [mm]	645x431x204

En la Tabla 2.42 se observa que los niveles de voltaje del inversor seleccionado difieren de los niveles de voltaje de la red convencional ecuatoriana, la razón de selección de este equipo se debe a que actualmente este tipo de equipos no poseen niveles de voltajes adecuados para la red ecuatoriana. Tomando en cuenta la consideración anterior se hace necesario la utilización de un transformador de acople entre el sistema adicional y el sistema el sistema de microgeneración diseñado en el literal 2.3.

2.4.3. DETERMINACIÓN DEL NUMERO DE INVERSORES HIBRIDOS

Para la determinación del número de inversores híbridos conectados a una batería se toma como referencia la Ecuación 2.20 tomando en cuenta las mismas consideraciones descritas en el literal 2.3.6. La Ecuación 2.20 es sometida a una pequeña variación la cual consiste en el reemplazo del parámetro potencia del generador fotovoltaico a condiciones SCT por el parámetro potencia de la carga a ser alimentada por el sistema adicional. El cálculo del número de inversores híbridos se realiza a partir de la Ecuación 2.33.

$$N_{invh} = \frac{L}{1,15 \cdot P_{ac,invh}} \quad (2.33)$$

Donde:

- N_{invh} : número de inversores híbridos.

- L : carga a ser alimentada [W].
- $P_{ac,invh}$: potencia a la salida del inversor hibrido [W].

Empleando la Ecuación 2.33 se calcula el número de inversores híbridos correspondientes al Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos, el resultado de la Ecuación 2.33 deberá ser redondeado al inmediato superior para evitar sobrecargar al inversor.

$$N_{invh} = \frac{5.727,3769}{1,15 \cdot 5000}$$

$$N_{invh} = 0,9961 \approx 1$$

Empleando la Ecuación 2.33 se calcula el número de inversores híbridos correspondientes al Centro operativo del sur y agencia Turubamba.

$$N_{invh} = \frac{13.402,0619}{1,15 \cdot 5000}$$

$$N_{invh} = 2,3308 \approx 3$$

2.4.4. SELECCIÓN DE LAS BATERIAS

La selección de baterías deberá considerar los siguientes requerimientos:

- El sistema de baterías debe tener la capacidad de suplir la demanda asignada.
- El sistema de baterías debe trabajar bajo las condiciones de potencia, voltaje y corriente adecuadas para los inversores.
- El sistema de baterías debe ser compatible con los demás elementos que forman parte del sistema de microgeneración fotovoltaica.
- El sistema de baterías debe tener la capacidad de ampliación en sus rangos de operación, es necesario trabajar con sistemas modulares de baterías.
- Se requiere un sistema de baterías de Litio debido a la necesidad de carga rápida que requiere el sistema, también es necesario disponer de un sistema de baterías de ciclo profundo con capacidad de descarga del 80%.
- Se debe considerar la disponibilidad en el mercado.

Para el dimensionamiento de los sistemas adicionales de los dos casos de estudio propuestos se considera la batería BATTERY 12.0 del paquete Fronius Solar Battery puesto que dicha batería presenta una capacidad adecuada para la aplicación en los casos

de estudio, no se utiliza otra batería de una marca diferente porque se desea mantener la misma línea de operación en todos los dispositivos y solo en caso de ser muy necesario se utilizará algún dispositivo de otra marca. La Fronius Solar Battery es una batería de litio de alto rendimiento con una alta profundidad de descarga y tiempos de carga cortos, su construcción es de tipo modular por etapas de potencia [28].

Las especificaciones de la batería BATTERY 12.0 y del Fronius Battery Module se presentan a continuación en la Tabla 2.43 y la Tabla 2.44 respectivamente. Un resumen más detallado de las especificaciones se presenta en el ANEXO F.

Tabla 2.43. Especificaciones de la batería BATTERY 12.0 [42]

BATTERY 12.0	
Capacidad útil [kWh]	9,6
Rango de voltaje [V]	320-460
Potencia de carga nominal [W]	6.400
Potencia de descarga nominal [W]	6.400
Corriente de carga máxima [A]	16
Corriente de descarga máxima [A]	16
Dimensiones [mm]	955x570x611
Numero de módulos	8
Voltaje nominal	409,6
Tecnología de fabricación	Litio
Profundidad de descarga [%]	80

Tabla 2.44. Especificaciones del Fronius Battery Module [28]

Fronius Battery Module	
Capacidad útil [kWh]	1,2
Voltaje nominal [V]	51,2
Dimensiones [mm]	80x432x421

2.4.5. DETERMINACION DEL NÚMERO DE BATERIAS

La batería seleccionada está diseñada para ser usada directamente con el inversor híbrido, es por esta razón que el número de baterías se limitara a una batería por cada inversor híbrido, con la consideración anterior se evita la presencia de posteriores fallas en el sistema adicional.

Con la finalidad de analizar si la batería tiene la capacidad de alimentar la totalidad de carga seleccionada se calcula la corriente de descarga de la batería, el cálculo de la corriente de descarga de la batería se lo hace considerando que cada inversor híbrido disponible asume un porcentaje de la carga seleccionada, de tal manera que todos los

inversores disponibles operen en las mismas condiciones. La corriente de descarga de la batería se calcula a partir de la Ecuación 2.34 [30].

$$I_d = \frac{E_d}{V_{nom}} = \frac{L \cdot h}{N_{inv} \cdot V_{nom}} \quad (2.34)$$

Donde:

- I_d : corriente de descarga de la batería.
- E_d : energía demandada por la totalidad de la carga seleccionada en el lapso de una hora [Wh].
- V_{nom} : voltaje nominal de la batería [V].
- L : carga a ser alimentada [W].
- h : lapso de tiempo [h], este se considera igual a una hora.

Empleando la Ecuación 2.34 se calcula la corriente de descarga de la batería correspondiente al Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos.

$$I_d = \frac{5.727,3769 \cdot 1}{409,6}$$

$$I_d = 13,9829 [A]$$

Empleando la Ecuación 2.34 se calcula la corriente de descarga de la batería correspondiente al Centro operativo del sur y Agencia Turubamba.

$$I_d = \frac{13.402,0619 \cdot 1}{409,6}$$

$$I_d = 10,9066 [A]$$

Puesto que los valores de la corriente de descarga en la batería no superan la corriente máxima de descarga de las mismas se puede concluir que el sistema adicional tiene la capacidad de alimentar la carga seleccionada aun en su peor condición. Adicionalmente se requiere analizar las horas de autonomía que puede brindar el sistema adicional, para el cálculo de las horas de autonomía se considera la capacidad útil total de las baterías como la sumatoria de las capacidades útiles de las baterías pertenecientes al sistema adicional, esta se calcula a partir de la Ecuación 2.35 [30].

$$A = \frac{C_{uT}}{L} = \frac{C_u \cdot N_{inv} \cdot h}{L} \quad (2.35)$$

Donde:

- A : autonomía [h].
- C_{UT} : capacidad útil total de las baterías [Wh]
- L : carga a ser alimentada [W].

Empleando la Ecuación 2.35 se calcula la autonomía del sistema adicional correspondiente al Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos.

$$A = \frac{9.600 \cdot 1}{5.727,3769}$$

$$A = 1,6762 [h]$$

Empleando la Ecuación 2.35 se calcula la autonomía del sistema adicional correspondiente al Centro operativo del sur y agencia Turubamba.

$$A = \frac{9.600 \cdot 3}{13.402,0619}$$

$$A = 2,1489 [h]$$

Los valores de autonomía calculados son estimaciones considerando que la carga opere a potencia nominal, por tal razón los valores reales de autonomía se encuentran por encima de los valores calculados, aun con esta consideración los niveles de autonomía de los sistemas adicionales diseñados se consideran bajos.

2.4.6. SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

El sistema adicional presenta un voltaje de operación diferente al voltaje de operación que presenta el sistema de generación fotovoltaica diseñado en el literal 2.3, por tal razón es necesario el uso de un transformador con la capacidad de acoplar los voltajes del sistema de generación fotovoltaica y el sistema adicional.

Debido a que los transformadores estarán ubicados en un cuarto de máquinas se seleccionan transformadores trifásicos tipo padmounted con una relación de voltajes igual a (3~380 V / 220)/ (3~208 V / 120).

La potencia de los transformadores está determinada por la potencia instalada de la carga seleccionada. Por razones de disponibilidad se selecciona transformadores de caja square D con una potencia igual a 10 [kVA] para el Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos y 15 [kVA] para el Centro operativo del sur y agencia Turubamba.

Una vez finalizado el dimensionamiento y con la finalidad de tener una idea clara de su estructura en la Tabla 2.45 se presenta un resumen de los elementos del sistema adicional para los casos de estudio.

Tabla 2.45. Resumen de los elementos del sistema adicional

Elemento	Centro Operativo Noroccidente	Centro Operativo Sur
Inversor hibrido	1	3
Batería	1	3
Transformador	1	1

3. DISEÑO DEL SOFTWARE COMO HERRAMIENTA GUÍA PARA SIMULACIÓN DE SISTEMAS DE MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA

El diseño de un sistema de microgeneración fotovoltaica tiene como objetivo principal, suplir el total de la demanda eléctrica que posee un proyecto, una casa, un edificio comercial, industrial y cualquier lugar donde se desee implementar esta tecnología, sin embargo debido a los factores ambientales y técnicos que rigen cada uno de los elementos del sistema de microgeneración no se consigue dicho objetivo, los sistemas de generación fotovoltaica poseen factores de planta bajos y comúnmente se utilizan para suplir parte de la demanda eléctrica de un proyecto, se plantea un diseño de un sistema de microgeneración fotovoltaica para cubrir parte de la demanda eléctrica que consume un proyecto o en el caso más optimista cubrir la demanda eléctrica total, también se plantea un diseño que calcula la energía disponible de un sistema auxiliar de emergencia, baterías, para un grupo de cargas específicas que se detallará en el subcapítulo 3.1.

En el presente capítulo se realiza el diseño de un software computacional denominado "PhotoVoltaic Desing Tool" (PVDT) con la capacidad de guiar al usuario en la elaboración de proyectos fotovoltaicos, el software es una herramienta que calcula energía generada y viabilidad del proyecto, todas las variables eléctricas e indicadores económicos están referidos a las leyes y normativas del estado ecuatoriano, es decir la capacidad instalada no debe sobrepasar los 1.000 [kW], la generación fotovoltaica que el usuario transfiera a la red de distribución comercial por excedentes en el caso de que existiera no tienen un costo favorable de ganancia.

A continuación se detallará el proceso seguido para la elaboración del software PVDT, se realiza una breve explicación de los sistemas principales y sistema adicional de emergencia dependiendo del diseño a elegir, la elección de variables de entrada y resultados impresos o variables de salida y se describe el diagrama de flujo.

3.1. SISTEMA PRINCIPAL Y SISTEMA ADICIONAL DE EMERGENCIA

Para suplir la demanda eléctrica de un edificio o parte de la misma se diseña un sistema principal de generación fotovoltaica, en el caso de tener cargas sensibles se diseña un sistema adicional de emergencia, que opera de manera similar al UPS, ambos sistemas se describen a continuación:

Sistema principal

El sistema principal de generación fotovoltaica cubre la demanda eléctrica o parte de la misma que consume un proyecto y está diseñado a partir de un sistema fotovoltaico sin baterías, depende estrictamente de la red comercial, en el caso de falla de la red comercial el sistema fotovoltaico se desconecta y deja de funcionar hasta que un sistema de seguridad y control realice una reconexión automática, el objetivo de este sistema principal es disminuir el consumo de la red comercial.

Sistema adicional de emergencia

El sistema adicional de emergencia de generación fotovoltaica está diseñado para trabajar junto a un sistema de generación principal y dispone de un sistema de baterías que mediante un inversor especial, híbrido y transformador, suministra la energía almacenada solo a un grupo seleccionado de cargas, en caso de un fallo de la red comercial; el sistema principal se desconecta de la red y el sistema adicional de emergencia se conecta a un grupo de carga seleccionada, tiene limitación de generación y autonomía ya que depende estrictamente de un banco de baterías; para los diseños propuestos se tomó una autonomía de baterías de 3 horas máximo; por el poco tiempo de autonomía el sistema adicional de emergencia complementa al sistema auxiliar o generador a diésel.

3.2. SELECCIÓN DE VARIABLES DE ENTRADA Y SALIDA

El software trabaja mediante un ciclo de lectura de variables reales, las cuales mediante fórmulas y procesos (funciones) presentan estimaciones referidas a potencia generada y parámetros económicos que luego serán evaluados para determinar la viabilidad del proyecto, a continuación se presentan las variables de entrada y salida del software.

3.2.1. VARIABLES DE ENTRADA

Las variables de entrada actúan independientemente del software y representan los parámetros externos que rigen el proceso de generación de energía fotovoltaica del microsistema y son:

Parámetros generales de las instalaciones

- Latitud y longitud (Latitud, Longitud) del lugar donde se encuentra las instalaciones.
- Ángulo azimut (α) que es el Angulo de orientación de las instalaciones, dependiendo el caso existirán varios ángulos.

- Factor de sombra (FS) el cual está definido por la relación entre el área del generador afectado por sombras y el área total del mismo.
- Temperatura ambiente máxima (T_a) determinada por mediciones de temperatura en el lugar de operación del microsistema de generación fotovoltaica.
- Radiación global horizontal (G_{dm0}) de la ubicación geográfica de las instalaciones y determinada según fuentes oficiales.

Parámetros específicos de las instalaciones:

- Área específica disponible para la instalación (Dim), que depende del lugar a instalar el sistema y según corresponda puede existir áreas principales y secundarias, las cuales serán ingresadas por sus dimensiones, largo y ancho, y se considerará un antepecho respectivo.
- Demanda mensual (Demanda) determinada a partir de estudios de carga de las instalaciones.

Parámetros técnicos del panel solar fotovoltaico determinados por la hoja de datos de fábrica (datasheet):

- Largo y ancho del panel (L_p , A_p) que son las dimensiones del panel fotovoltaico.
- Temperatura nominal de operación (T_{nop}).
- Potencia nominal (P_{mpp}).
- Voltaje de potencia máxima (V_{mpp}).
- Corriente de potencia máxima (I_{mpp}).
- Voltaje de circuito abierto (V_{oc}).
- Corriente de corto circuito (I_{sc}).
- Coeficiente de temperatura de potencia nominal (CP_{mpp}).
- Coeficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto (CV_{oc}).
- Coeficiente de temperatura de corriente de corto circuito (CI_{sc}).
- Tolerancia (Tol).
- Rendimiento al año cero (np_0).

- Rendimiento al año x (npx).
- Años de rendimiento (x).

Parámetros del inversor:

- Voltaje máximo en corriente continua (V_{maxcc}).
- Rango de voltaje de operación del seguidor del punto de máxima potencia (V_{mppmin} , V_{mppmax}).
- Potencia del inversor en corriente alterna (P_{invac}).
- Rendimiento del inversor (n_{inv}).
- Corriente máxima de cortocircuito (I_{maxsc}).

Parámetros del inversor híbrido:

- Potencia del inversor híbrido en corriente alterna (P_{invach}).
- Rendimiento del inversor híbrido (n_{invh}).

Parámetros de baterías:

- Capacidad útil de la batería (C_{ub}).
- Voltaje nominal de la batería (V_{nomb}).
- Corriente máxima de carga y descarga (I_{maxb}).

Parámetros económicos:

- Costo de implementación.
- Costo de energía en kWh.

3.2.2. VARIABLES DE SALIDA

Las variables de salida representan los resultados que el software obtiene y se exponen al usuario en gráficas y tablas, a continuación, se realiza una explicación de las variables de salidas:

Parámetros específicos del microsistema de generación fotovoltaica diseñado:

- Arreglo máximo de módulos solares por área.
- Numero de módulos solares en serie.

- Numero de ramales en paralelo.
- Numero de módulos a instalar.
- Numero de inversores.
- Numero de inversores híbridos, si aplica.
- Horas de autonomía de la batería, si aplica.
- Corriente máxima de descarga, si aplica.
- Rendimiento global del sistema.

Parámetros generales:

- Porcentaje de carga alimentada (Pca)
- Generación de energía mensual del primer año (Emx).
- Costo de la energía generada (ahorro de energía al primer año).
- Generación de energía anual en el período de operación (Egenannual).
- Tasa interna de retorno (TIR).
- Valor actual neto (VAN).

3.3. DIAGRAMA DE FLUJO

El siguiente diagrama de flujo presentado en la Figuras 3.1 y la Figura 3.2 muestra el proceso de trabajo del software PVDT, utiliza las variables de entrada y salida ya descritas en el subcapítulo anterior y posteriormente se describirán algunos procesos importantes realizados por el algoritmo implementado.

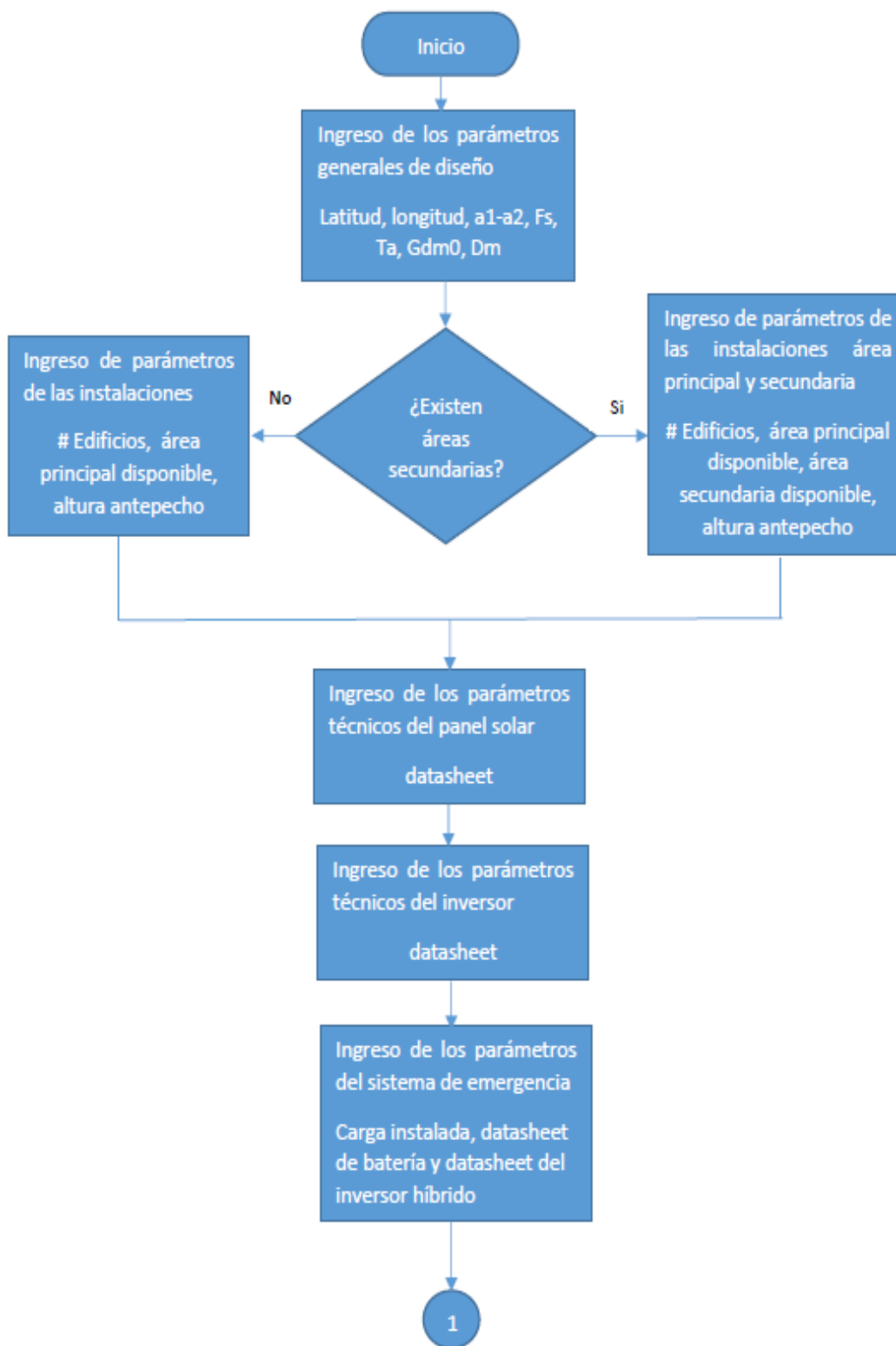


Figura 3.1. Diagrama A1 de flujo del sistema de microgeneración fotovoltaica. Fuente. Elaboración propia

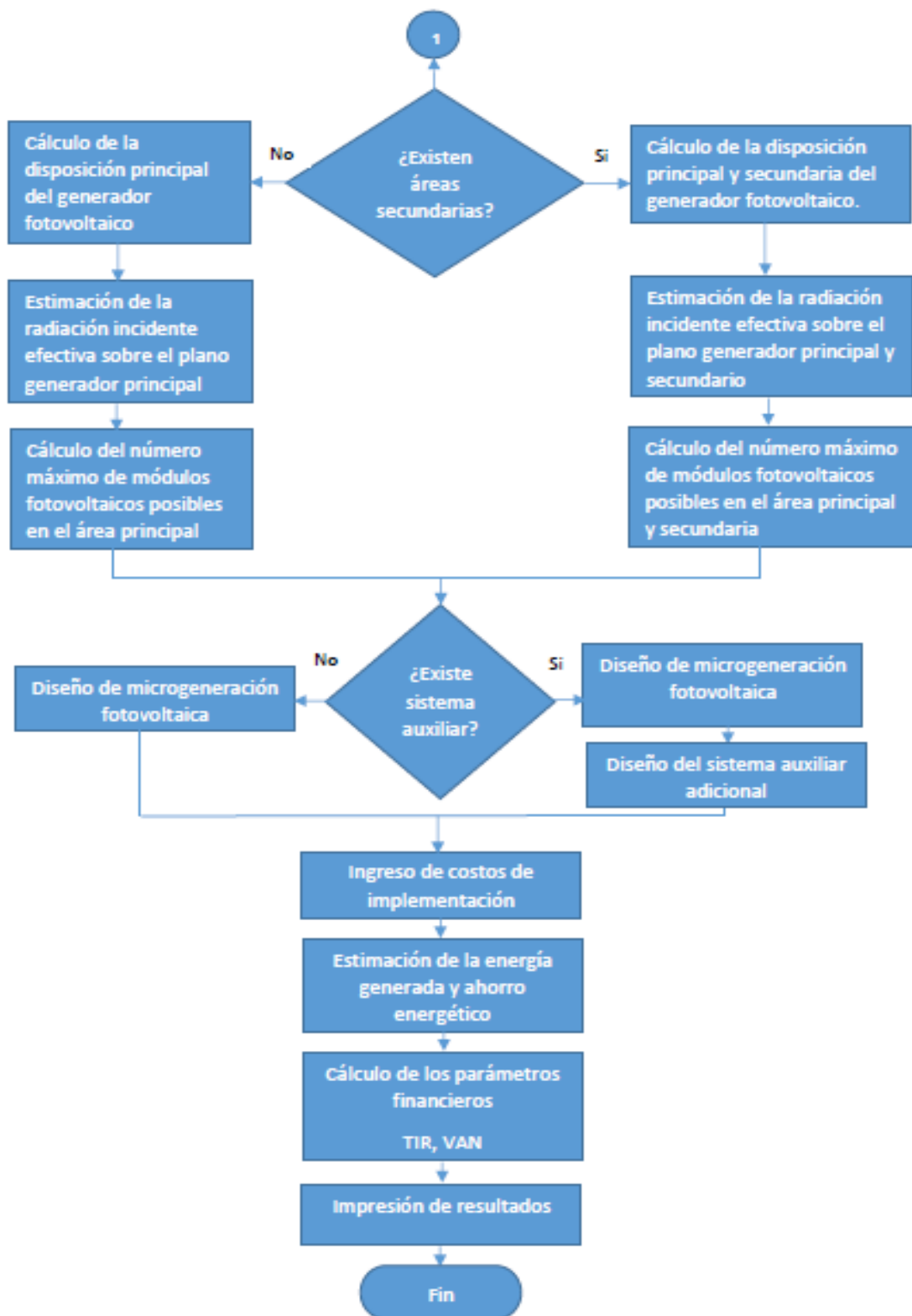


Figura 3.2. Diagrama A2 de flujo del sistema de microgeneración fotovoltaica. Fuente. Elaboración propia

Para el desarrollo del algoritmo del sistema de microgeneración fotovoltaica se realizaron los siguientes pasos:

- Ingreso de los parámetros generales: Nombre del proyecto, localización geográfica de la instalación o locación de los edificios donde se ubicará el sistema solar fotovoltaico; Se ingresa los datos necesarios de ángulos azimut uno o más según aplique el diseño a ese punto geográfico, temperatura ambiente, factor de sombra, irradiancia promedio y demanda promedio.
- Elección de áreas de instalación: dentro de la edificación pueden existir varios edificios donde se instalará el sistema de generación fotovoltaica, es necesario determinar número de edificios, áreas donde se ubicarán los módulos solares y altura antepecho de bordes de terraza en el caso de existencia, se determinan áreas principales y áreas secundarias, cada área depende del ángulo azimut en el que se encuentre, se denomina área principal a el área con ángulo azimut que genere mayor energía eléctrica y área secundaria a el área con ángulo azimut que genere menor cantidad de energía eléctrica.
- Ingreso de los parámetros técnicos: para el cálculo de generación es necesario ingresar valores solicitados por el software referente a paneles solares, inversores, inversor híbrido y baterías, en el caso que aplique.
- Cálculo de irradiancia efectiva: según las medidas de largo y ancho ingresadas se realiza una estimación de irradiación en cada área, en el caso de existencia de áreas secundarias realiza la misma acción para cada área principal y secundaria, el método de cálculo se encuentra descrito en el literal 2.1.4 del capítulo 2 del presente trabajo.
- Diseño de un sistema de microgeneración fotovoltaica: se realiza el diseño de un sistema fotovoltaico sin baterías, en el caso que existiera un sistema adicional de emergencia realiza el diseño de microgeneración fotovoltaica y después el diseño de un sistema de respaldo con baterías, el método de cálculo se encuentra descrito en el literal 2.3 y 2.4 del capítulo 2 del presente trabajo.
- Estimación de la energía generada en periodos mensuales y anuales con limitación de 20 años: se realiza un cálculo del ahorro energético por la implementación del diseño, el método de cálculo se encuentra descrito en el literal 2.3.9.2 del capítulo 2 del presente trabajo.

- Análisis económico: dependiente de los costos de implementación y normas vigentes actuales, impuestos, valor de la energía eléctrica, el método de cálculo se encuentra descrito en el literal 4.3 del capítulo 4 del presente trabajo.
- Finalmente el PDVT imprime resultados técnicos de generación eléctrica y resultados económicos basados en el cálculo del TIR y VAN respectivos del proyecto.

3.4. VISUALIZACIÓN DE RESULTADOS PROVENIENTES DEL PVDT

A continuación, se presenta los resultados obtenidos de la simulación en el software PVDT del diseño de microgeneración fotovoltaica sin baterías del centro operativo del sur y agencia Turubamba, diseño propuesto para su implementación.

3.4.1. IRRADIANCIA EFECTIVA

La Figura 3.3 se presenta el resultado del cálculo de la irradiancia efectiva sobre el plano generador.

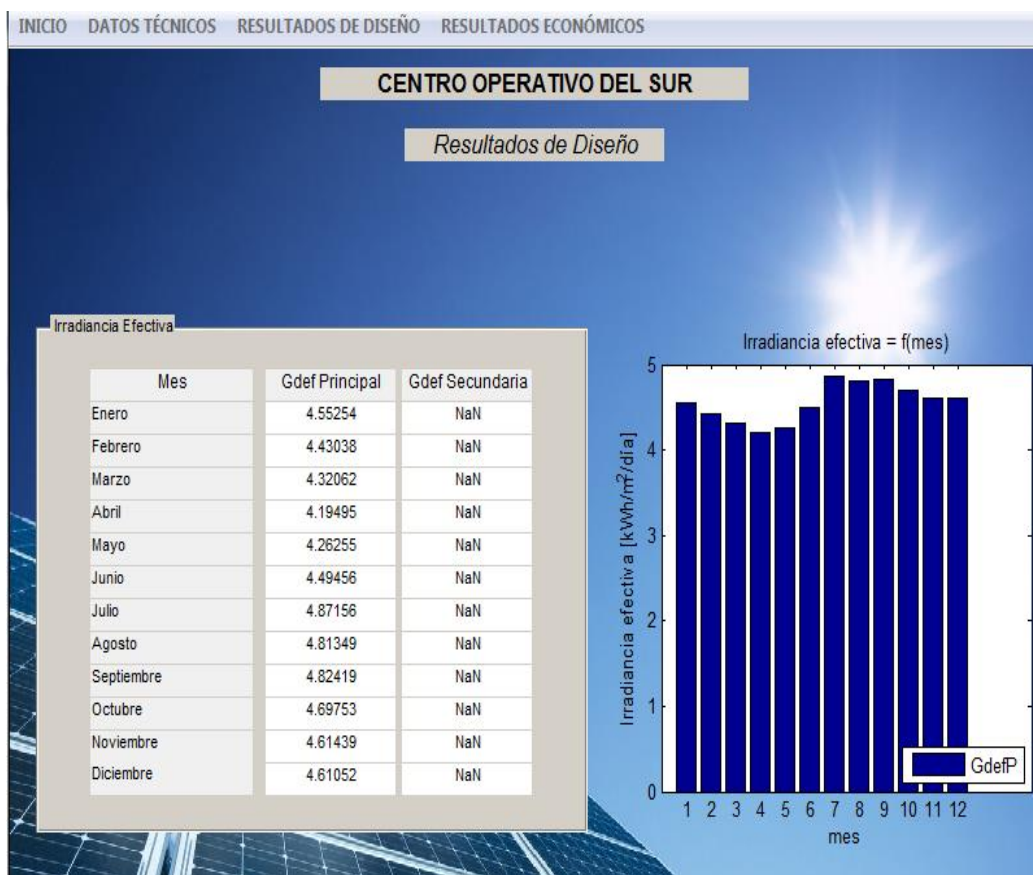


Figura 3.3. Irradiancia efectiva sobre el plano generador. Fuente. Elaboración propia

Como se puede observar en la Figura 3.3 la irradiancia efectiva se calcula en cada área, principal y secundaria para cada mes del primer año, se considera el mismo valor para los 20 años siguientes de operación del generador.

3.4.2. CONFORMACIÓN DEL GENERADOR POR ÁREAS

En la Figura 3.4 se observa la conformación de los módulos solares para cada área de instalación, se presentan arreglos de filas y columnas.

Área	Nro.Filas	Nro. Columnas
Área 1	3	5
Área 2	15	2
Área 3	15	4
Área 4	15	2
Área 5	1	9
Área 6	10	13
Área 7	10	13
Área 8	10	11
Área 9	NaN	NaN
Área 10	NaN	NaN
Área 11	NaN	NaN
Área 12	NaN	NaN
Área 13	NaN	NaN
Área 14	NaN	NaN
Área 15	NaN	NaN
Área 16	NaN	NaN
Área 17	NaN	NaN
Área 18	NaN	NaN
Área 19	NaN	NaN
Área 20	NaN	NaN

Figura 3.4. Conformación de los módulos solares. Fuente. Elaboración propia

3.4.3. CONFIGURACIÓN DEL GENERADOR

Como se puede observar en la Figura 3.5 el software calcula el número de paneles solares que utilizará el generador fotovoltaico, presenta arreglos en serie y paralelo necesario para cumplir las condiciones de conexión al inversor, en esta ventana también se puede

observar el rendimiento de todo el sistema de microgeneración fotovoltaica en el período de 20 años de operación.

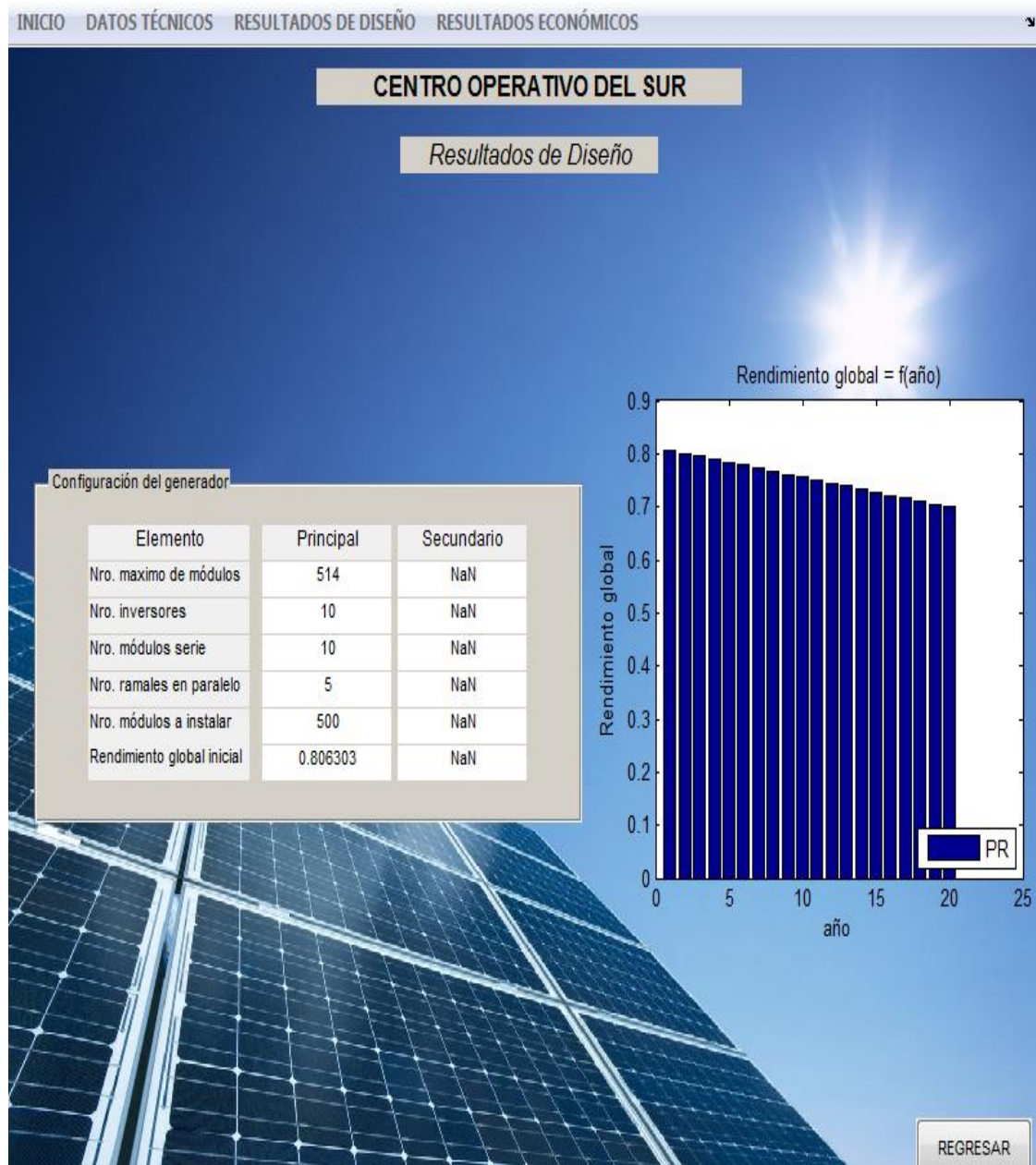


Figura 3.5. Configuración del Generador. Fuente. Elaboración propia

3.4.4. ENERGÍA GENERADA Y AHORRO ENERGÉTICO MENSUAL Y ANUAL

El software PVDT realiza dos tareas específicas referentes a generación, primero, realiza el cálculo de la generación de energía eléctrica mensual y segundo, calcula el ahorro de esa energía generada del consumo total de la red para cada mes, estos resultados son presentados en la Figura 3.6.

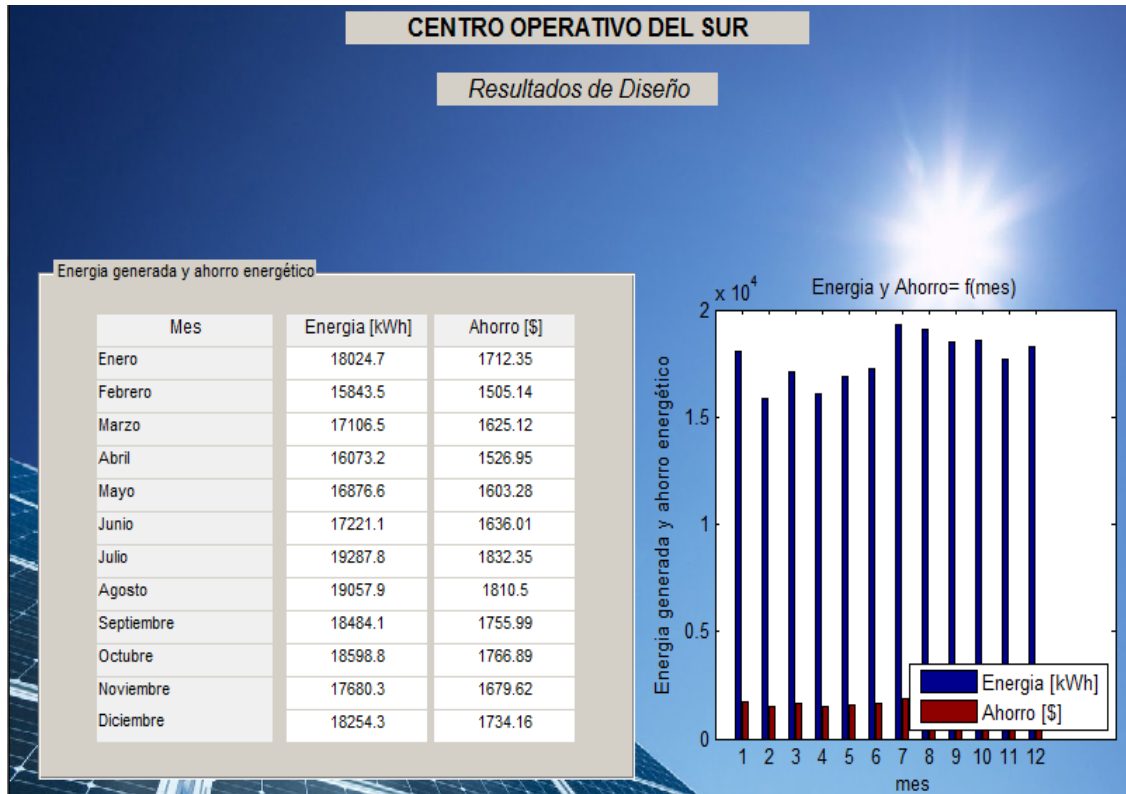


Figura 3.6. Energía generada y ahorro energético mensual. Fuente. Elaboración propia

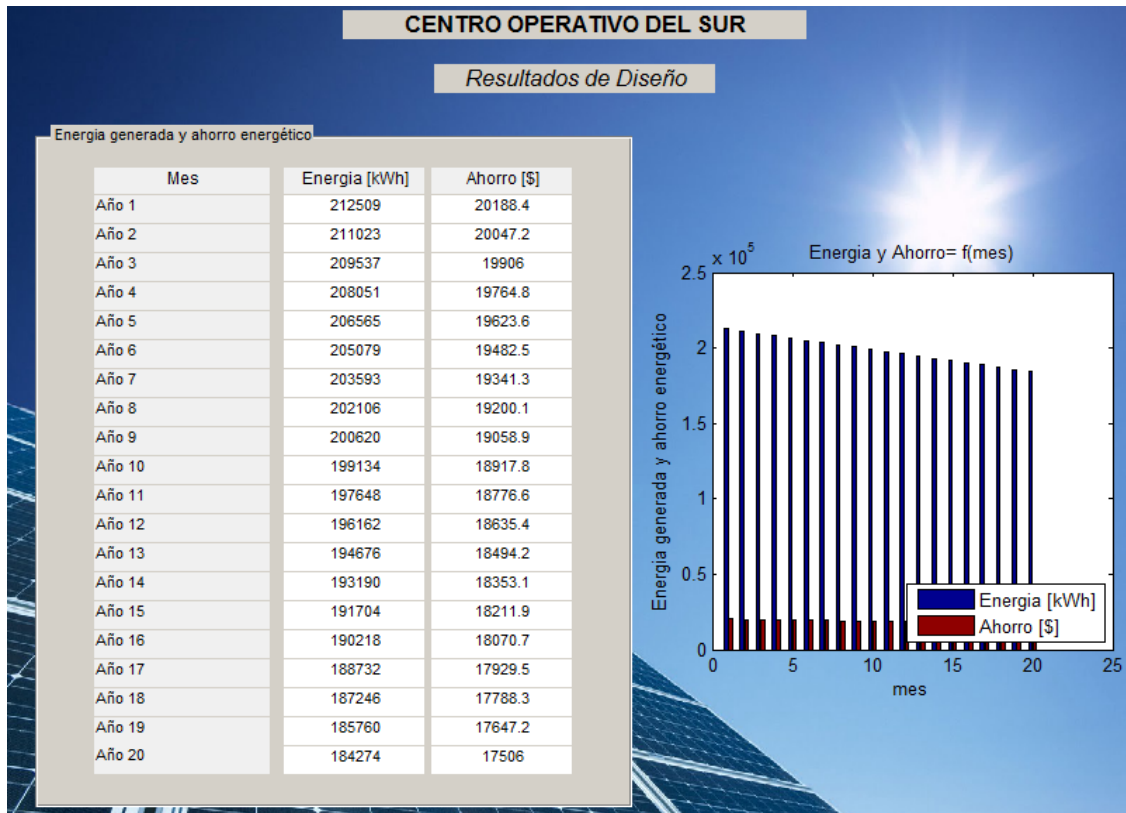
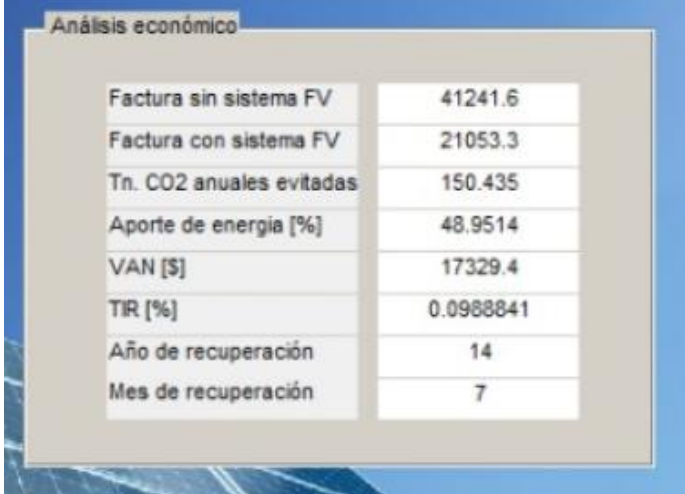


Figura 3.7. Energía generada y ahorro energético anual. Fuente. Elaboración propia

Utilizando el mismo proceso anterior el software estima la generación anual y ahorro anual de esa energía generada y los resultados se presentan en la Figura 3.7.

3.4.5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Utilizando la metodología del cálculo del capítulo 4 del presente trabajo, el software presenta las variables financieras y económicas que definirán la viabilidad del diseño propuesto y calcula el tiempo de recuperación de la inversión, la Figura 3.8 muestra estos resultados.



Análisis económico	
Factura sin sistema FV	41241.6
Factura con sistema FV	21053.3
Tn. CO2 anuales evitadas	150.435
Aporte de energía [%]	48.9514
VAN [\$]	17329.4
TIR [%]	0.0988841
Año de recuperación	14
Mes de recuperación	7

Figura 3.8. Análisis económico. Fuente. Elaboración propia

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y VALIDACIÓN DEL SOFTWARE PROPUESTO

En el presente capítulo se realiza un resumen técnico económico de los resultados obtenidos para cada microsistema de generación fotovoltaica diseñado, para tal motivo es necesario realizar una breve explicación de los indicadores financieros utilizados; Se comparan los resultados obtenidos del software propuesto PVDT con los resultados obtenidos del software de validación SAM, además se propone el diseño más óptimo para la implementación del mismo en los edificios correspondientes, finalmente se realiza un análisis ambiental de la propuesta de diseño.

4.1. CONCEPTOS GENERALES

Valor actual neto (VAN): es un indicador financiero que actualiza los cobros y pagos de un proyecto o inversión para saber cuál es la ganancia o pérdida con dicha inversión, expresa rentabilidad en función de términos absolutos netos (dólares, euros, etc.) a un interés [49].

El VAN para el presente proyecto se calculó con la siguiente Ecuación 4.1 [49]:

$$VAN = \sum_{t_m=0}^{t_m} \frac{Q_{t_m}}{(1+TIR)^{t_m}} \quad (4.1)$$

Donde:

- VAN : Valor actual neto.
- t_m : Período.
- Q_{t_m} : Flujo de caja.
- TIR : tasa interna de retorno

Para el análisis económico de rentabilidad del proyecto diseñado se utilizó una tasa de interés de 8,44% anual que es referencia tomada del banco central del Ecuador para inversión pública y utilizada como indicador de viabilidad de una inversión por parte del diseñador [50].

Tasa interna de retorno (TIR): es un indicador utilizado para evaluar la rentabilidad de un proyecto, es decir presenta el porcentaje de beneficio o pérdida que obtendrá una inversión [49].

El TIR para el presente proyecto se calculó con la siguiente Ecuación 4.2 [49]:

$$0 = \sum_{t_m=0}^{t_m} \frac{Q_{t_m}}{(1+TIR)^{t_m}} \quad (4.2)$$

Donde:

- t_m : Período.
- Q_{t_m} : Flujo de caja.
- TIR : tasa interna de retorno

Para conocer la viabilidad de un proyecto a realizar los valores de VAN y TIR deberán ser mayores a 0 [49].

Costo de la energía eléctrica: es el valor en dólares de la energía eléctrica consumida y se mide en USD/kWh ; el valor tomado para el análisis del proyecto es de \$ 0,095 correspondiente a la tarifa de usuarios comerciales en medio voltaje con demanda de la Empresa Eléctrica Quito [51].

4.2. RESUMEN TÉCNICO FINANCIERO

El resumen técnico financiero de los proyectos diseñados está basado en costos reales de equipos y materiales necesarios para la implementación de los sistemas fotovoltaicos, estos valores se presentan a continuación y están basados en proformas solicitadas a empresas especializadas.

Para la implementación de los diferentes sistemas fotovoltaicos además de los elementos previamente calculados se considera ciertos elementos adicionales indispensables, los cuales son:

- Elementos de monitoreo y control: contempla el Fronius Smart Meter y el Split Core AC Current Sensor, dispositivos que trabajan en conjunto y son necesarios para la conexión de inversores en modo esclavo con un inversor en modo master, permite la conexión y desconexión del generador en caso de falla de la red.
- Elementos extras: contempla, cableado, protecciones y estructura de soporte.

El valor de cada elemento y costo de implementación se expresa en dólares estadounidenses y se define como se detalla a continuación para cada proyecto.

4.2.1. CENTRO OPERATIVO DEL NOROCCIDENTE Y AGENCIA LOS BANCOS

Microsistema de generación fotovoltaica sin baterías

Tabla 4.1. Costo de implementación del microsistema de generación fotovoltaica sin baterías del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos

Elemento	Valor unitario	Centro Operativo Noroccidente		
		Cantidad	Valor	Valor (Inc, IVA)
Módulo Fotovoltaico	138,6	507	70.270,20	70.270,20
Inversor	3.820,2	10	38.202,00	42.786,24
Inversor de control	4.066,02	1	4.066,02	4.553,94
Monitoreo y control	466,31	1	466,31	522,27
Estructura	26.351,33	1	26.351,33	29.513,49
Elementos extras		1	6.967,79	7.803,93
Implementación		1	14.632,37	16.388,25
Total				171.838,32

Microsistema de generación fotovoltaica con baterías

Tabla 4.2. Costo de implementación del microsistema de generación fotovoltaica con baterías del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos

Elemento	Valor unitario	Centro Operativo Noroccidente		
		Cantidad	Valor	Valor (Inc, IVA)
Módulo Fotovoltaico	138,6	507	70.270,2	70.270,2
Inversor	3.820,20	10	38.202	42.786,24
Inversor de control	4.066,02	1	4.066,02	4.553,94
Monitoreo y control	466,31	1	466,31	522,27
Estructura	26.351,33	1	26.351,33	29.513,49
Inversor hibrido	2.991,11	1	2.991,11	3.350,04
Batería	15.145,64	1	15.145,64	16.963,12
Transformador	2.327,18	1	2.327,18	2.606,44
Elementos extras			7.990,99	8.949,91
Implementación			16.781,08	18.794,81
Total				198.310,46

Basados en las Tablas 4.1 y 4.2 el costo de implementación del microsistema de generación fotovoltaica con baterías es 15,4% mayor al microsistema de generación fotovoltaica sin baterías y es la razón principal para determinar la viabilidad de implementación de cada sistema, en la Tabla 4.3 se presenta el flujo de caja del proyecto, los indicadores financieros y el tiempo de recuperación de la inversión a un plazo de 20 años máximo se presentan a continuación en la Tabla 4.4.

Tabla 4.3 Flujo de caja para cada diseño del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos

Año	Flujo de caja [\$]		Ahorro de energía [\$]	VAN (anual) [\$]	
	Inversión [\$]			Sin baterías	Con baterías
	Sin baterías	Con baterías			
0	171.838,32	198.310,46		-171.838,32	-198.310,46
1			13.466,92	12.418,78	12.418,78
2			13.372,75	11.372,13	11.372,13
3			13.278,57	10.413,17	10.413,17
4			13.184,40	9.534,60	9.534,60
5			13.090,22	8.729,70	8.729,70
6			12.996,05	7.992,34	7.992,34
7			12.901,88	7.316,89	7.316,89
8			12.807,70	6.698,15	6.698,15
9			12.713,53	6.131,41	6.131,41
10			12.619,35	5.612,31	5.612,31
11			12.525,18	5.136,88	5.136,88
12			12.431,01	4.701,45	4.701,45
13			12.336,83	4.302,69	4.302,69
14			12.242,66	3.937,52	3.937,52
15			12.148,48	3.603,13	3.603,13
16			12.054,31	3.296,93	3.296,93
17			11.960,13	3.016,58	3.016,58
18			11.865,96	2.759,89	2.759,89
19			11.771,79	2.524,89	2.524,89
20			11.677,61	2.309,74	2.309,74
VAN (Total)				-50.029,14	-76.501,28

Tabla 4.4 Indicadores financieros para cada diseño del Centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos

Sistemas de microgeneración fotovoltaica	TIR [%]	VAN [\$]	Tiempo de recuperación [años]
Sin baterías	4,05	-50.029,14	No recupera
Con baterías	2,04	-76.501,28	No recupera

En la Tabla 4.4 se observan valores de VAN negativos para cada diseño y consecuente a este valor los tiempos de recuperación de la inversión son mayores a 20 años por tal motivo la implementación de un sistema de microgeneración fotovoltaica NO SERÁ VIABLE, sin embargo a una tasa de 4,05% y 2,04% de interés como presenta el TIR el tiempo de recuperación será de 20 años para cada diseño.

4.2.2. CENTRO OPERATIVO DEL SUR Y AGENCIA TURUBAMBA

Microsistema de generación fotovoltaica sin baterías

Tabla 4.5. Costo de implementación del microsistema de generación fotovoltaica sin baterías del Centro operativo del sur y agencia Turubamba

Elemento	Valor unitario	Centro Operativo Sur		
		Cantidad	Valor	Valor (Inc, IVA)
Módulo Fotovoltaico	138,6	500	69.300	69.300
Inversor	3.820,2	9	34.381,80	38.507,62
Inversor de control	4.066,02	1	4.066,02	4.553,94
Monitoreo y control	466,31	1	466,31	522,27
Estructura	26.351,33	1	25.978,50	29.095,92
Elementos extras		1	6.709,63	7.514,79
Implementación		1	14.090,23	15.781,05
Total				165.275,59

Microsistema de generación fotovoltaica con baterías

Tabla 4.6. Costo de implementación del microsistema de generación fotovoltaica con baterías del Centro operativo del sur y agencia Turubamba

Elemento	Valor unitario	Centro Operativo Sur		
		Cantidad	Valor	Valor (Inc, IVA)
Módulo Fotovoltaico	138,6	500	69.300	69.300
Inversor	3.820,20	9	34.381,8	38.507,62
Inversor de control	4.066,02	1	4.066,02	4.553,94
Monitoreo y control	466,31	1	466,31	522,27

Elemento	Valor unitario	Centro Operativo Sur		
		Cantidad	Valor	Valor (Inc, IVA)
Estructura	26.351,33	1	25.978,50	29.095,92
Inversor hibrido	2.991,11	3	8.973,33	10.050,13
Batería	15.145,64	3	45.436,92	50.889,35
Transformador	2.327,18	1	2.418,45	2.708,66
Elementos extras			9.551,07	10.697,19
Implementación			20.057,24	22.464,11
Total				238.789,19

Basados en las Tablas 4.5 y 4.6 el costo de implementación del microsistema de generación fotovoltaica con baterías es 44,47% mayor al microsistema de generación fotovoltaica sin baterías y es la razón principal para determinar la viabilidad de implementación de cada sistema, el flujo de caja del proyecto se presenta en la Tabla 4.7 y los indicadores financieros y el tiempo de recuperación de la inversión a un plazo de 20 año máximo se presentan a continuación en la Tabla 4.8.

Tabla 4.7. Flujo de caja para cada diseño del Centro operativo del sur y agencia Turubamba

Año	Flujo de caja [\$]		Ahorro de energía [\$]	VAN (anual) [\$]	
	Inversión [\$]			Sin baterías	Con baterías
	Sin baterías	Con baterías			
0	165.275,59	238.789,19		-165.275,59	-238.789,19
1			20.188,35	18.617,07	18.617,07
2			20.047,17	17.048,03	17.048,03
3			19.905,99	15.610,45	15.610,45
4			19.764,82	14.293,37	14.293,37
5			19.623,64	13.086,76	13.086,76
6			19.482,46	11.981,38	11.981,38
7			19.341,29	10.968,79	10.968,79
8			19.200,11	10.041,25	10.041,25
9			19.058,93	9.191,64	9.191,64
10			18.917,75	8.413,46	8.413,46
11			18.776,58	7.700,73	7.700,73
12			18.635,40	7.047,98	7.047,98
13			18.494,22	6.450,19	6.450,19
14			18.353,04	5.902,76	5.902,76
15			18.211,87	5.401,47	5.401,47
16			18.070,69	4.942,45	4.942,45
17			17.929,51	4.522,17	4.522,17

Año	Flujo de caja [\$]		Ahorro de energía [\$]	VAN (anual) [\$]	
	Inversión [\$]			Sin baterías	Con baterías
	Sin baterías	Con baterías			
18			17.788,34	4.137,37	4.137,37
19			17.647,16	3.785,07	3.785,07
20			17.505,98	3.462,55	3.462,55
VAN (Total)				17.329,33	-56.184,27

Tabla 4.8. Indicadores financieros para cada diseño del Centro operativo del sur y agencia Turubamba

Sistemas de microgeneración fotovoltaica	TIR [%]	VAN [\$]	Tiempo de recuperación [años]
Sin baterías	9,89	17.329,33	15
Con baterías	4,94	-56.184,2	No recupera

En la Tabla 4.8 se observa que el valor del VAN es positivos para el sistema sin baterías y el proyecto presenta un tiempo de recuperación de la inversión de 15 años, la implementación de un sistema de microgeneración fotovoltaica SI SERÁ VIABLE, En cuanto al sistema con baterías NO SERÁ VIABLE, puesto que este presenta un valor negativo del VAN, sin embargo a una tasa del 4,94 de interés como presenta el TIR el diseño con baterías recupera la inversión en un periodo de 20 años.

4.3. COMPARACIÓN DE RESULTADOS ENTRE EL SOFTWARE PROPUESTO PVDT Y EL SOFTWARE SAM

Para la simulación del diseño fotovoltaico en el software SAM y en el PVDT se ingresaron los siguientes valores de variables mostrados en la Tabla 4.9 y el ejemplo se realizó para el proyecto centro operativo del sur y agencia Turubamba.

Tabla 4.9. Variables ingresadas en el PVDT y SAM

Variables de entrada	SAM	PVDT
Parámetros generales (ubicación)	Latitud: -0,27 Longitud: 78,54	Latitud: -0,27 Longitud: 78,54
Irradiancia [kW/m ²]	Fuente NREL	Fuente NREL
Áreas de instalación	No ingresa	Aplica, detallada Tabla 2.19
Potencia del panel solar [kW]	165	165
Potencia del inversor [kW]	No ingresa	15
Radio Dc a Ac	1,15	1,15
Eficiencia del inversor [%]	96,5	96,5
Inclinación[°]	10	10
Azimut [°]	326	34

VARIABLES DE ENTRADA	SAM	PVDT
Pérdidas eléctricas [%]	19,37	19,37
Otras pérdidas [%]	4	4
Capital [\$]	165.275,59	165.275,59
Degradación [%]	0,7	0,7
Período de análisis [años]	20	20
Costo de la energía [\$]	0,095	0,095
Demanda promedio [kWh]	36.865,20	36.865,20

Los resultados de simulación de cada software se detallan en la siguiente Tabla 4.10, se presentan el error respectivo, los valores mensuales y anuales son presentados para el mes enero del año 1 de puesta en marcha del sistema.

Tabla 4.10. Resultados Obtenidos PVDT y SAM

VARIABLES DE SALIDA	SAM	PVDT	Error [%]
# de paneles por área	No presenta	El resultado se presenta en la Tabla 2.28	No se puede calcular
# de inversores	No presenta	El resultado se presenta en la Tabla 2.30	No se puede calcular
Configuración del generador	No presenta	El resultado se presenta en la Tabla 2.33	No se puede calcular
Rendimiento del generador (año 1) [%]	No presenta	0,8063	No se puede calcular
Generación mensual [kWh/mes]	18.591,5	18.024,8	3,04
Generación anual [kW]	211.136	212.509	0,65
Ahorro energético anual [\$]	21.575	20.188,4	6,4
Consumo de energía de la red	18.591,5	18.846	1,4
Aporte del generador a la demanda [%]	No presenta	48,95	No se puede calcular
TIR [%]	No presenta	9,9	No se puede calcular
VAN [\$]	16.460	17.329,5	5,28
Tiempo de recuperación	13 años 6 meses	14 años 7 meses	8
Toneladas de CO2 no emitidas anuales tCO2	No presenta	150,435	No se puede calcular
Factura anual con el sistema [\$]	21.289,5	21.053,3	1,1
Factura anual sin el sistema [\$]	41.347,5	41.241,6	0,26

En la Tabla 4.10 el error más alto es se encuentra en el cálculo de tiempo de recuperación y es de 8%, este error se presenta por el ingreso de la demanda promedio al software, además el software utiliza un modelo de cálculo propio de irradiancia efectiva que no

permite la manipulación de sus variables; Sin embargo la mayoría de errores están en un margen aceptable, los resultados del software propuesto son válidos.

4.4. ANÁLISIS DE LA PROPUESTA DE DISEÑO

Del análisis de las Tablas 4.4 y 4.8 se deducen las siguientes conclusiones:

- No es viable financieramente la implementación de un sistema de microgeneración fotovoltaica para el proyecto del centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos en ninguna opción de diseño.
- Es viable financieramente la implementación de un sistema de microgeneración fotovoltaica sin baterías para el proyecto del Centro operativo del sur y agencia Turubamba.

4.4.1. AJUSTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL

De acuerdo a la regulación 003/18 del ARCONEL, se plantean los siguientes cambios al sistema eléctrico actual del centro operativo del sur y agencia Turubamba:

- Implementación de un medidor bidireccional en el punto de acople.
- Instalación de una protección adecuada para la conexión y desconexión del sistema fotovoltaico.
- Ajuste del diagrama unifilar para la implementación del sistema fotovoltaico, ver ANEXO G

4.4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL DISEÑO PROPUESTO

El análisis económico implica valorar otros beneficios adicionales a los monetarios, como son: sustitución de energía proveniente de combustibles fósiles, evitar la pérdida de energía que se ocasiona al utilizar los sistemas de transmisión y distribución, y evitar las emisiones de CO₂ del SIN.

La implementación de un sistema de microgeneración fotovoltaica para el centro operativo del sur y agencia Turubamba reduciría en parte el consumo de combustibles fósiles para el suministro eléctrico de los edificios pertenecientes a este proyecto, ya que el sistema de microgeneración cubre el 48% de la demanda total, se reducirán en parte las pérdidas de transmisión y distribución, ya que el sistema utiliza un modelo de generación centralizada.

Uno de los objetivos en el uso de energías renovables es la reducción de emisiones de CO₂ al medio ambiente, por tal motivo es necesario realizar una estimación de la reducción

de emisiones de CO₂ que se obtendrá con la implementación del diseño propuesto, sistema de microgeneración fotovoltaica sin baterías para el centro operativo del sur y agencia Turubamba.

Para realizar el cálculo de la cantidad de CO₂ no generados en el diseño propuesto se aplicó la Ecuación 4.1, que considera un factor de emisión de 0,7079 [tCO₂/MWh] [52].

$$\text{Toneladas de CO}_2 \text{ evitadas [tCO}_2\text{]} = \text{Energía no consumida de la red [MWh]} \cdot 0,7079 \quad (4.1)$$

Reemplazando valores se obtiene el siguiente resultado al año 1:

$$\text{Toneladas de CO}_2 \text{ evitadas} = 212,509 \cdot 0,7079$$

$$\text{Toneladas de CO}_2 \text{ evitadas} = 150,435 \text{ [tCO}_2\text{]}$$

Al primer año de operación del microsistema de generación fotovoltaica se obtiene una cantidad considerable de toneladas de CO₂ evitadas, utilizando la Ecuación 4.1 se determina el estimado de toneladas de CO₂ evitadas en 20 años de operación del sistema.

$$\text{Toneladas de CO}_2 \text{ evitadas} = 3.967,824 \cdot 0,7079$$

$$\text{Toneladas de CO}_2 \text{ evitadas} = 2.808,822 \text{ [tCO}_2\text{]}$$

La implementación de este proyecto evitará alrededor de 2.800 toneladas de CO₂ en todo el tiempo de operación, representa un beneficio ecológico, contribuye en el cuidado del medio ambiente y cumple el objetivo que promueve la EEQ para la implementación de sistema fotovoltaicos, este valor es un justificativo más para la viabilidad del diseño propuesto.

4.4.3. OTROS CRITERIOS PARA LA IMPLEMENTACION DEL PROYECTO NORTE

La Empresa Eléctrica Quito pretende concientizar a la sociedad sobre el cuidado del medio ambiente mediante en el uso de energía fotovoltaica, a continuación se presenta los aspectos más importantes que justifican la implementación de sistema de microgeneración fotovoltaica:

- El proyecto debe ser viable técnicamente: un sistema de microgeneración fotovoltaica debe ser capaz de suministrar energía por lo menos al 25% de la demanda eléctrica total.

- El proyecto debe ser viable financieramente: la implementación de un sistema de microgeneración fotovoltaica debe obtener ganancias económicas durante su tiempo de operación.
- El proyecto debe ser viable económicamente: implica valorar otros beneficios adicionales a los monetarios, como son: sustitución de energía proveniente de combustibles fósiles, evitar la pérdida de energía que se ocasiona al utilizar los sistemas de transmisión y distribución, y evitar las emisiones de CO2 del SIN.
- El proyecto debe ser viable ecológicamente: la instalación de los sistemas fotovoltaicos no deberá tener un impacto ecológico en la zona de operación, se debe obtener un resultado favorable en las emisiones de CO2 evitadas durante el tiempo de operación del sistema de microgeneración fotovoltaica.
- El proyecto debe ser viable desde la perspectiva social: un aspecto importante es la aceptación social, el objetivo primordial es promover el uso de energía renovable ante la sociedad impulsando políticas con incentivos económicos en proyectos con sostenibilidad ambiental eficiencia energética.

De la Tabla 4.4 se determina que el diseño de un sistema de microgeneración fotovoltaica para el centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos financieramente no es viable, sin embargo se puede justificar su implementación en base a otros criterios, por ejemplo promover políticas de sostenibilidad ambiental y eficiencia energética, por tal motivo es necesario realizar el análisis ambiental para la operación de este sistema, a continuación utilizando la Ecuación 4.1 se obtiene la cantidad de toneladas de CO2 evitadas en la operación del sistema al primer año de operación:

$$\text{Toneladas de CO2 evitadas} = 141,575 \cdot 0,7079$$

$$\text{Toneladas de CO2 evitadas} = 100,221 \text{ [tCO2]}$$

Como se puede observar, existe una cantidad considerable de toneladas de CO2 evitadas al primer año de operación, para justificar un criterio con mayor respaldo se realiza el mismo cálculo para el total de toneladas de CO2 evitadas en los 20 años de operación del sistema de microgeneración fotovoltaica, se utiliza la Ecuación 4.1:

$$\text{Toneladas de CO2 evitadas} = 2646,792 \cdot 0,7079$$

$$\text{Toneladas de CO2 evitadas} = 1.873,66406 \text{ [tCO2]}$$

Desde el punto de vista ecológico la cantidad de toneladas de CO₂ representa un alto aporte al cuidado del medio ambiente y cumple con el objetivo de la EEQ que pretende promover políticas de sostenibilidad ambiental y eficiencia energética ante la sociedad.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Ecuador se encuentra ubicado en una zona estratégica para la explotación del recurso solar, por tal motivo, la implementación de sistemas de generación eléctrica que utilicen como recurso primario energía solar, reciben incentivos tributarios y apoyo estatal, se crea un compromiso bilateral entre el empresario y el Estado en beneficio del medio ambiente, Ecuador necesitará un mayor número de profesionales dedicados al desarrollo e implementación de esta tecnología, permitiendo así, el aumento de plazas de trabajo, otro beneficio es la aceptación social, ya que el estado se convierte en promotor y ejemplo para la sociedad en el cuidado del medio ambiente al implementar ésta tecnología en edificios de instituciones públicas.
- De la información obtenida en mapas de radiación solar se obtiene una base confiable de datos de irradiancia, fundamental para el diseño de sistemas de microgeneración fotovoltaica en los casos de estudio, proyectos que se encuentran en zonas climatológicamente diferentes, esto debido a la existencia de microclimas en la provincia de Pichincha, con valores promedio de 3,28 kWh/m² por día, para la zona de San Miguel de Los Bancos lugar donde se construirá el centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos de la EEQ y con valores promedio de 5,07 kWh/m² por día, para la zona sur de Quito, sector Turubamba, lugar donde se construirá el centro operativo del sur y agencia Turubamba de la EEQ.
- Los centros operativos tanto del noroccidente y agencia Los Bancos como del sur y agencia Turubamba de la EEQ son instalaciones que a la fecha de este proyecto de titulación se encuentran en proceso de construcción, los cálculos de demanda eléctrica para cada edificio se realizaron mediante un estudio de carga y basado en la guía para diseño de redes para distribución de la EEQ, se determinó un consumo mensual estimado que se encuentra dentro de un margen aceptable para edificios del mismo tipo que operan 24 horas al día, 7 días a la semana y durante los 365 días del año, la demanda eléctrica de ambos proyectos es alrededor de 49.000 [W], la mayor cantidad de cargas que presenta son computadores y sistemas de bombeo.
- Se realizaron dos diseños de microgeneración fotovoltaica conectados a la red, el primer diseño es un sistema fotovoltaico sin baterías, éste generador fotovoltaico

debe ser instalado en las terrazas de edificios donde se pueda ubicar un grupo de módulos solares, tiene como objetivo suplir la demanda o parte de la demanda eléctrica de un edificio comercial; el segundo diseño es un sistema fotovoltaico con baterías, éste generador fotovoltaico cumple con el objetivo anterior y también tiene la capacidad de suministrar energía a un grupo seleccionado de cargas por un tiempo limitado, es decir cumple con las funciones de un UPS, debido a su bajo tiempo de autonomía es un sistema adicional de emergencia con la capacidad de complementar el trabajo de un generador a diésel.

- La implementación de un sistema de microgeneración fotovoltaica para el centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos financieramente no es viable, los dos diseños modelados presentan un VAN negativo y el tiempo de recuperación de la inversión supera el límite de años de operación que permite el ARCONEL a sistemas fotovoltaicos de este tipo.
- Para el centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos, se justificaría la implementación de un sistema de microgeneración fotovoltaica sin baterías bajo el criterio de viabilidad técnica, ya que el generador cubre el 34% de la demanda total del edificio y también bajo el criterio de sostenibilidad ambiental ya que el generador evita alrededor de 1.874 toneladas de CO₂ en sus 20 años de operación, aspectos importantes que dirige la EEQ, la misma que busca promover políticas de sostenibilidad ambiental y eficiencia energética para sus edificios institucionales.
- Para el centro operativo del sur y agencia Turubamba el diseño de microgeneración fotovoltaica sin baterías es viable de implementar, cubre alrededor del 48% de la demanda eléctrica total del edificio y presentan un tiempo de recuperación de la inversión de 15 años, tiempo aceptable y dentro del margen permitido de operación del sistema.
- La implementación de un sistema de microgeneración fotovoltaica para el centro operativo del sur y agencia Turubamba evitará alrededor de 150,43 toneladas de CO₂ anualmente y un estimado de 2.800 toneladas de CO₂ en todo el tiempo de operación del sistema, un beneficio para la EEQ, la misma que busca promover políticas de sostenibilidad ambiental y eficiencia energética para sus edificios institucionales.
- En base al estudio realizado para el diseño de los sistemas de microgeneración fotovoltaica se implementó un software computacional denominado Photovoltaic Desing Tool PVDT para que pueda ser una herramienta guía en el diseño de

sistema fotovoltaicos, trabaja con parámetros técnicos e indicadores económicos que permitirán al ingeniero diseñador discernir si es factible o no la implementación de un diseño.

5.2. RECOMENDACIONES

- El centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos se encontrará ubicado en una zona de baja irradiancia, se recomienda realizar un estudio de radiación en un área cercana que posea una mejor irradiancia y permita que la implementación de un sistema de microgeneración fotovoltaica sea viable financieramente.
- Para realizar un análisis económico más profundo de la implementación de los diseños fotovoltaicos modelados, es necesario proponer un estudio sobre el valor económico de las toneladas de CO₂ evitadas, aspecto muy importante que podría determinar otro tipo de viabilidad de los diseños modelados.
- Para realizar el estudio de carga se utilizó información de la memoria técnica de cada proyecto proporcionada por la EEQ, esta información no contemplaba la totalidad de los equipos previos a instalar, se determinó una demanda promedio en base a cálculos y según historiales de edificios parecidos, se recomienda realizar un estudio más detallado sobre la demanda eléctrica de los edificios para tener una información más precisa en los datos de ingreso al software propuesto.
- El diseño de un microsistema de generación fotovoltaica para el centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos presenta tiempos de recuperación de la inversión mayores a 20 años, para que un diseño de microgeneración fotovoltaica sea viable de implementar se recomienda al ARCONEL realizar un estudio técnico para extender el tiempo de operación de un sistema fotovoltaico a 25 años, tiempo en el cual el proyecto ya mencionado recuperaría la inversión.
- Con el objetivo de incrementar la producción de energía del sistema de microgeneración fotovoltaica se recomienda realizar un estudio técnico económico para sistemas de seguimiento solar que complementen los diseños propuestos, realizar un estudio comparativo con un sistema de generación eólica para el centro operativo del noroccidente y agencia Los Bancos y decidir cuál sistema de generación presenta mayor rentabilidad.
- Para la simulación de un diseño propuesto se recomienda desarrollar un algoritmo que permita acceder a una base de datos de irradiancia previamente ya construida en Matlab, con la finalidad de facilitar el ingreso de datos en el software propuesto.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] E. Urrestra, Diseño, construcción y simulación de un desalinizador solar térmico modular de agua de mar para el laboratorio de Energías alternativas y Eficiencia energética, con capacidad diaria promedio de 4 litros, QUITO: EPN, 2013.
- [2] LATINCLIMA, «Latin Clima,» 15 03 2018. [En línea]. Available: <https://latinclima.org/energia-verde-e-inclusiva/breve-historia-de-la-relacion-entre-ser-humano-y-energia>. [Último acceso: 05 03 2019].
- [3] AGI, «AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGIA,» 31 12 2015. [En línea]. Available: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.COMM.FO.ZS?end=2015&start=1960&view=chart>. [Último acceso: 19 05 2019].
- [4] AQUAE, «AQUAE FUNDACION,» 27 08 2018. [En línea]. Available: <https://www.fundacionaquae.org/wiki-aquae/agua-y-vida/que-es-la-energia-hidraulica/>. [Último acceso: 11 05 2019].
- [5] ACCIONA, «ENERGÍAS RENOVABLES,» 15 06 2017. [En línea]. Available: <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/>. [Último acceso: 10 02 2019].
- [6] R. B. C. Arancibia, Energía del sol, MEXICO: Ciencia y Tecnología, 2010.
- [7] R. P. ., B. R. A. J. Venegas, «Biogás, la energía renovable para el desarrollo de granjas porcícolas e el estado de Chiapas,» de *ANÁLISIS ECONOMICO VOLUMEN 85*, MEXICO, 2018.
- [8] SECRETARIA DE ENERGÍA DE ARGENTINA, Energías Renovables, BUENOS AIRES: SECRETARIA DE ENERGÍA, 2010.
- [9] R. Z. X. Ramos, «EL UNIVERSO,» 05 05 2019. [En línea]. Available: <https://www.eluniverso.com/noticias/2019/05/05/nota/7314524/petroleo-no-es-unico-que-contamina-amazonia-ecuador>. [Último acceso: 15 03 2019].

- [10] ASAMBLEA NACIONAL CONSTITUYENTE 1998, CONSTITUCIONA NACIONAL DEL ECUADOR, RIOBAMBA: ESTADO ECUATORIANO, 1998.
- [11] ASAMBLEA NACIONAL CONSTITUYENTE DE ECUADOR, CONSTITUCIÓN DE ECUADOR DE 2008, MONTECRISTI: ESTADO ECUATORIANO, 2008.
- [12] MEER, POLÍTICAS ENERGÉTICAS DEL ECUADOR 2008-2020, QUITO, 2008.
- [13] CENACE, «ENERGÍA NETA PRODUCIDA POR LAS CENTRALES DE GENERACIÓN,» MEER, 31 05 2019. [En línea]. Available: [http://www.cenace.org.ec/docs/Produci%C3%B3n%20de%20Energ%C3%ADa%20%20\(GWh\)%20mensual.htm](http://www.cenace.org.ec/docs/Produci%C3%B3n%20de%20Energ%C3%ADa%20%20(GWh)%20mensual.htm). [Último acceso: 10 06 2019].
- [14] CELEC EP, « ENERJUBONES,» 03 09 2019. [En línea]. Available: <https://www.celec.gob.ec/enerjubones/index.php/sala-prensa/noticias/123-manabi-tendra-la-central-de-energia-fotovoltaica-mas-grande-del-pais>. [Último acceso: 28 09 2019].
- [15] REVE, «Avance de la central eólica Minas de Guasachaca,» 15 11 2019. [En línea]. Available: <https://www.evwind.com/2019/11/15/30-de-avance-de-central-eolica-minas-de-guascachaca-en-ecuador/>. [Último acceso: 11 12 2019].
- [16] CIER GALAPAGOS, «Centro de Información de Energías Renovables,» 19 02 2019. [En línea]. Available: <https://ciergalapagos.wordpress.com/renovables/energia-eolica/>. [Último acceso: 20 09 2019].
- [17] D. Barberá, Introducción a la Energía Fotovoltaica, ESPAÑA: Creciendo, 2012.
- [18] CPS, «CHINT Power Latinoamericana,» 18 05 2019. [En línea]. Available: <https://chintpowerlatinoamerica.com/blog/energia-solar/la-radiacion-solar-la-energia-del-sol/>. [Último acceso: 07 04 2019].
- [19] ECURED, «Piranómetro,» 07 05 2017. [En línea]. Available: <https://www.ecured.cu/Piran%C3%B3metro>. [Último acceso: 15 06 2019].
- [20] SOLAR ENERGY SYSTEMS, «SOLARSES30,» 25 03 2015. [En línea]. Available: <http://solarnenergysystems.blogspot.com/2013/11/energia-solar-fotovoltaica-las-celulas.html>. [Último acceso: 19 08 2019].

- [21] FRONIUS, «Fronius Paneles Solares,» FRONIUS INTERNATIONAL GMBH, 08 08 2019. [En línea]. Available: <https://www.fronius.com/en/photovoltaics>. [Último acceso: 08 08 2019].
- [22] F. R. J. Catana, Análisis matemático de un panel fotovoltaico de silicio, GUAYAQUIL: UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, 2015.
- [23] P. Carrasco, Sistema de generación de energía eléctrica a partir de bicicletas estáticas en un gimnasio y viabilidad de apoyo fotovoltaico, SEVILLA: UNIVERSIDAD DE SEVILLA, 2015.
- [24] INNOVAQR, «Tipos de paneles solares,» 02 05 2018. [En línea]. Available: <https://blogs.upm.es/innovaqr/assignatura/energias-renovables/paneles-fotovoltaicos-paneles-de-celulas-tandem/>. [Último acceso: 15 09 2019].
- [25] S. B. C. Honserberg, «PVEDUCATION,» 26 06 2017. [En línea]. Available: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/effect-of-temperature>. [Último acceso: 20 08 2019].
- [26] Delta Volt, «Delta Volt Sac,» 11 03 2018. [En línea]. Available: <https://deltavolt.pe/energia-renovable/energia-solar/paneles-solares>. [Último acceso: 11 07 2019].
- [27] FRONIUS, «FRONIUS Inversor,» 17 05 2018. [En línea]. Available: <https://www.fronius.com/es-mx/mexico/energia-solar/productos/todos-los-productos/inversor/fronius-symo/fronius-symo-10-0-3-208-240>. [Último acceso: 19 08 2019].
- [28] FRONIUS, «Fronius Baterías,» 12 08 2019. [En línea]. Available: <https://www.fronius.com/en/photovoltaics/infocentre/news/gen24-plus-and-byd-launch>. [Último acceso: 11 10 2019].
- [29] MAXIMO SOLAR INDUSTRIES, «Maximo solar,» 01 04 2018. [En línea]. Available: <https://www.maximosolar.com/es/aprende/sistemas>. [Último acceso: 07 01 2020].
- [30] O. Perpiñan, Diseño de sistemas Fotovoltaicos, Madrid: J. de Haro Artes Gráficas, 2012.

- [31] Ministerio de Ciencia Y Tecnología, Protección contra los contactos Directos e Indirectos, ESPAÑA, 2012.
- [32] Corporación para la Investigación Energética, Atlas solar del Ecuador con fines de generación energética, Quito: CONELEC, 2008.
- [33] SERVICIO DE RENTAS INTERNAS, Ley de Régimen Tributario Interno, Quito: Departamento de Normativa, 2019.
- [34] ARCONEL, Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica, Quito, 2018.
- [35] E. Suarez, DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y SIMULACIÓN DE UN DESALINIZADOR SOLAR TÉRMICO MODULAR DE AGUA DE MAR PARA EL LABORATORIO DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS Y EFICIENCIA ENERGÉTICA, CON CAPACIDAD DIARIA PROMEDIO DE 4 LITROS, QUITO: EPN, 2013.
- [36] EMPRESA ELECTRICA QUITO, «Centro operativo del noroccidente y agencia los Bancos,» EEQ, QUITO, 2018.
- [37] EMPRESA ELÉCTRICA QUITO, «Centro operativo del sur y agencia Turubamba,» EEQ, QUITO, 2018.
- [38] NREL, «System Advisor Model SAM,» 1 10 2014. [En línea]. Available: <https://sam.nrel.gov/>. [Último acceso: 15 09 2019].
- [39] NREL, «SAM PV,» 1 10 2014. [En línea]. Available: <https://sam.nrel.gov/photovoltaic/pv-validation.html>. [Último acceso: 10 05 2019].
- [40] NREL, «Atlas Solar,» 31 12 2018. [En línea]. Available: <https://nsrdb.nrel.gov/current-version#psm>. [Último acceso: 12 10 2019].
- [41] NASA, «Power Data Access Viewer,» 31 12 2018. [En línea]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>. [Último acceso: 11 10 2019].
- [42] P. Garcia, Libro blanco de las energías renovables, Barcelona: Nueva Vida, 2017.
- [43] INAMHI, «Servicio Meteorológico,» 01 01 2019. [En línea]. Available: <http://www.serviciometeorologico.gob.ec/biblioteca/>. [Último acceso: 31 12 2019].
- [44] SEC, Diseño de instalaciones fotovoltaicas en Chile, Santiago, 2017.

- [45] EMPRESA ELÉCTRICA QUITO, Guía para diseño de redes de Distribución, Quito: EEQ, 2014.
- [46] S. Ramirez, Distribución de le Energía Eléctrica, Manizales: UNC, 2004.
- [47] UL, The Dawn of New PV safety requirements, New York, 2017.
- [48] FRONIUS, «Fronius Symo,» 11 10 2016. [En línea]. Available: <https://www.fronius.com/es-mx/mexico/energia-solar/productos/comercial/inversor/fronius-symo/fronius-symo-24-0-3-480>. [Último acceso: 01 12 2019].
- [49] M. Astudillo, Fundamentos de Economía, Mexico D.F.: Marisol Simon, 2012.
- [50] Banco Central del Ecuador, «Tasas de Interés,» BCE, Quito, 2020.
- [51] ARCONEL, «Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución codificado,» Quito, 2019.
- [52] CENACE, «Factor de Emisión de CO2 del SNI del ECUADOR,» Quito, 2013.
- [53] A. Mena, «Corporación para la Investigación Energética,» 04 08 2017. [En línea]. Available: <http://energia.org.ec/cie/el-desarrollo-de-la-energia-renovable-en-el-ecuador/>. [Último acceso: 19 06 2019].
- [54] MINISTERIO DE HIDROCARBUROS, «Noticias del Ministerio de Hidrocarburos,» 25 07 2019. [En línea]. Available: <http://historico.hidrocarburos.gob.ec/noticias/page/2/>. [Último acceso: 01 08 2019].
- [55] S. Guerrero, Termopares, MEXICO: LA GUÍA METAS, 2002.
- [56] MRWATT, «Señor Watt,» 10 08 2018. [En línea]. Available: <https://www.mrwatt.eu/es/content/come-funziona-una-cella-solare>. [Último acceso: 24 08 2019].
- [57] L. Carvajal, Metodología de la Investigación Científica. Curso general y aplicado, 28 ed., Santiago de Cali: U.S.C., 2006, p. 139.

ANEXOS

ANEXO A. Diagramas Unifilares actuales de los casos de estudio.

ANEXO B. Estudio para la determinación de la demanda máxima unitaria.

ANEXO C. Características técnicas del módulo fotovoltaico.

ANEXO D. Características técnicas del inversor de conexión con la red.

ANEXO E. Características técnicas del inversor híbrido para el uso de baterías.

ANEXO F. Características técnicas de la batería.

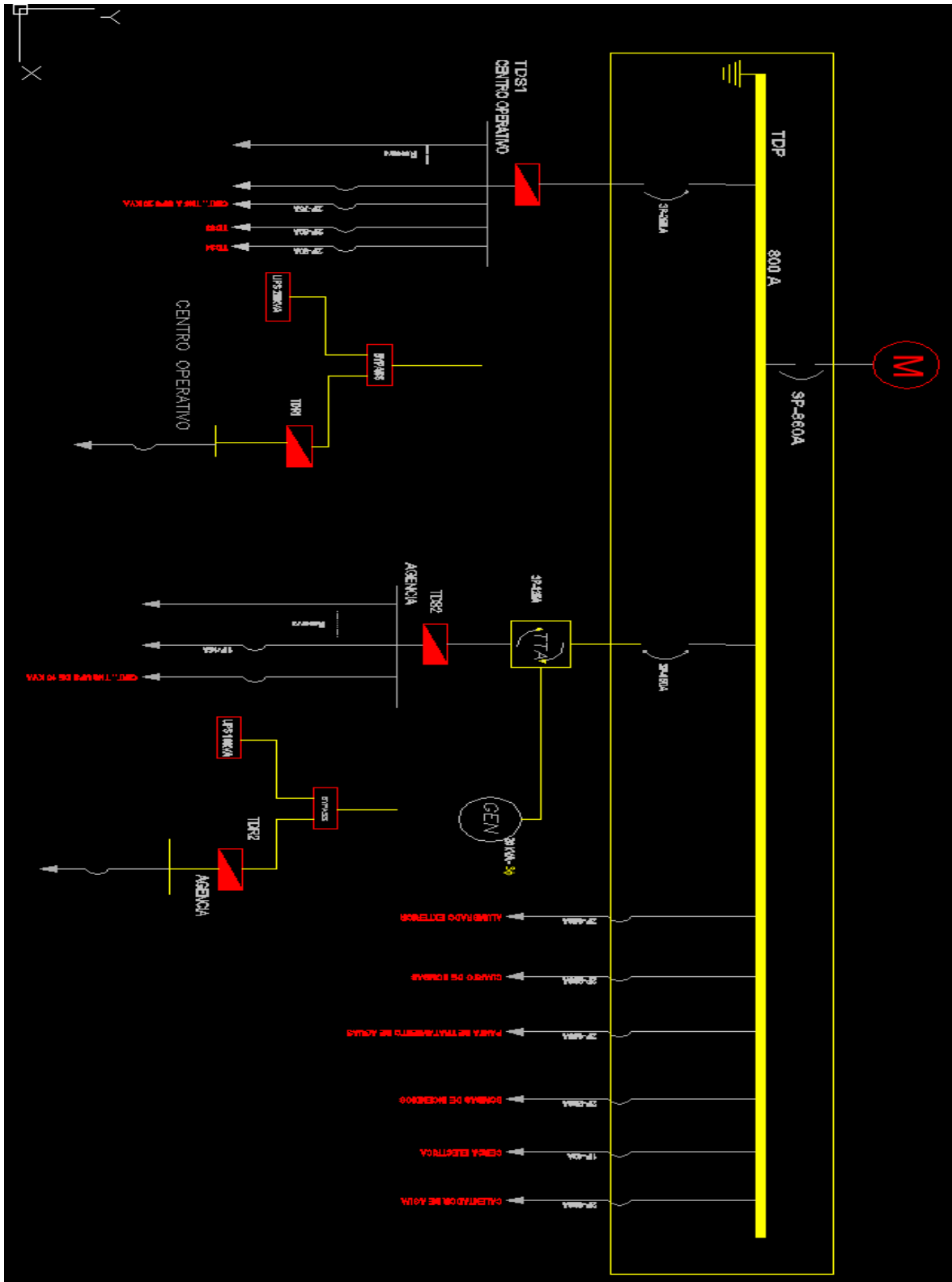
ANEXO G. Diagrama Unifilar del sistema propuesto, sistema fotovoltaico sin baterías.

ANEXO H. Manual de usuario PVDT.

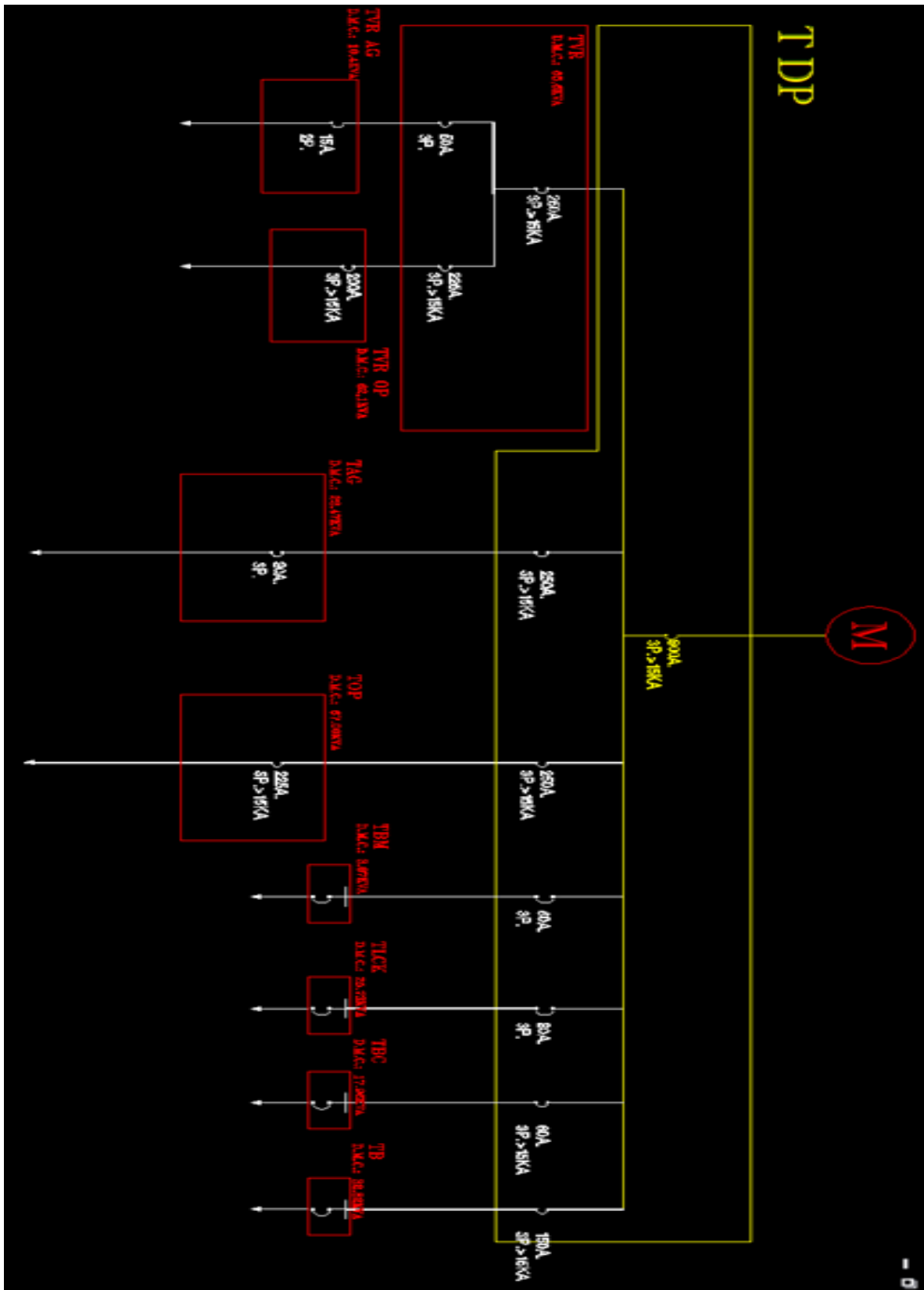
ANEXO A

Diagramas Unifilares actuales de los casos de estudio.

A1. Centro Operativo del Noroccidente y Agencia Los Bancos.



A2. Centro Operativo del sur y agencia Turubamba



ANEXO B

Estudio para la determinación de la demanda máxima unitaria.

B1. Centro Operativo del Noroccidente y Agencia Los Bancos.

TDS1 CENTRO OPERATIVO																
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
			CANT.	POT.(W)	30	25	38	5	32	CANT.	POT.(W)					
C1	ILUMINACION.	127			7	5			2			345	100	345	80	276
C2	ILUMINACION.	127					10					380	100	380	80	304
C3	ILUMINACION.	127					10	1				385	100	385	80	308
C4	ILUMINACION.	127						2	6			202	100	202	80	161.6
C5	ILUMINACION.	127						10	1			385	100	385	80	308
C6	ILUMINACION.	127								8		256	100	256	80	204.8
C7	ILUMINACION.	127				9			2	8		491	100	491	80	392.8
C8	ILUMINACION.	127				8		1	4			333	100	333	80	266.4
C9	ILUMINACION.	127				16		1				405	100	405	80	324
C10	ILUMINACION.	127						10				380	100	380	80	304
C11	ILUMINACION.	127			4			4	4	8		548	100	548	80	438.4
C12	ILUMINACION.	127			8	1	12	1				726	100	726	80	580.8
C1	TOMACORRIENTES.	127	8	150								1200	60	720	30	216
C2	TOMACORRIENTES.	127	2	1.300								2600	60	1560	30	468
C3	TOMACORRIENTES.	127	8	150								1200	100	1200	10	120
C4	TOMACORRIENTES.	127	8	150								1200	100	1200	10	120
C5	TOMACORRIENTES.	127	8	150								1200	100	1200	10	120
C6	TOMACORRIENTES.	127	8	150								1200	100	1200	10	120
C7	TOMACORRIENTES.	127	8	150								1200	100	1200	10	120
C8	TOMACORRIENTES.	127	8	150								1200	100	1200	10	120
C9	TOMACORRIENTES.	127	8	150								1200	100	1200	10	120
C10	TOMACORRIENTES.	127	6	150								900	100	900	10	90
C11	TOMACORRIENTES.	127	6	150								900	100	900	10	90
C12	TOMACORRIENTES A/A.	127	1	3.500								3500	80	2800	70	1960
C13	TOMACORRIENTES.	127	8	150								1200	100	1200	10	120
C14	TOMACORRIENTES.	127	8	150								1200	100	1200	10	120
C15	TOMACORRIENTES.	127	8	150								1200	100	1200	10	120
C16	TOMACORRIENTES.	127	8	150								1200	100	1200	10	120
LE1	TOMACORRIENTES LETREROS SALIDA	127	6	150								900	100	900	10	90
E1	CONDENSADORA	220								1	35.000	35000	80	28000	70	19600
E2	UPS CENTRO OPERATIVO	220								1	9.968	9968	100	9968	100	9968
CARGA TOTAL INSTALADA=												73004		63784		37670.8

UPS 3F CENTRO OPERATIVO																
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
			CANT.	POT.(W)	30	25	38	5	32	CANT.	POT.(W)					
CR1	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	6	200								1200	80	960	70	672
CR2	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	7	200								1400	80	1120	70	784
CR3	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	6	200								1200	80	960	70	672
CR4	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	7	200								1400	80	1120	70	784
CR5	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	6	200								1200	80	960	70	672
CR6	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	6	200								1200	80	960	70	672
CR7	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	7	200								1400	80	1120	70	784
CR8	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	7	200								1400	80	1120	70	784
CR9	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	7	200								1400	80	1120	70	784
CR10	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	7	200								1400	80	1120	70	784
CR11	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	7	200								1400	80	1120	70	784
CR12	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	7	200								1400	80	1120	70	784
CR13	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	2	200								400	80	320	70	224
CR14	UPS OPERATIVO	220		200							1	784	100	784	100	784
CARGA TOTAL INSTALADA=												17184				9968

UPS 3F CENTRO OPERATIVO																
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
			CANT.	POT.(W)	30	25	38	5	32	CANT.	POT.(W)					
CR1	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	200								800	80	640	70	448
CR2	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	200								600	80	480	70	336
CARGA TOTAL INSTALADA=												1400				784

TDS2 AGENCIA																	
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)	
			CANT.	POT.(W)	30	25	38	5	32	150	CANT.						POT.(W)
C1	ILUMINACION.	127			8	4			1	7		345	100	345	80	276	
C2	ILUMINACION.	127			5	7						554	100	554	80	443.2	
C3	ILUMINACION.	127			2	2	11	2	4			666	100	666	80	532.8	
C4	ILUMINACION.	127					10					380	100	380	80	304	
C5	ILUMINACION LETRERO.	220								1		150	100	150	80	120	
C6	ILUMINACION EXTERIOR.	220										110	100	110	80	88	
C7	ILUMINACION EXTERIOR.	127						22				1800	100	1800	80	1440	
C1	TOMACORRIENTES.	127	7	150								1050	100	1050	10	105	
C2	TOMACORRIENTES.	127	8	150								1200	100	1200	10	120	
C3	TOMACORRIENTES.	127	8	150								1200	100	1200	10	120	
C4	TOMACORRIENTES.	127	8	150								1200	100	1200	10	120	
C5	TOMACORRIENTES.	127	8	150								1200	100	1200	10	120	
C6	TOMACORRIENTES.	127	6	150								900	100	900	10	90	
C7	TOMACORRIENTES.	127	7	150								1050	100	1050	10	105	
C8	TOMACORRIENTES SILLON MEDICO.	127	1	850								850	50	425	30	127.5	
C9	TOMACORRIENTES CORTINA DE AIRE	220	1	500								500	80	400	70	280	
LE1	TOMACORRIENTES LETREROS SALIDA	127	3	150								450	100	450	10	45	
E1	UPS AGENCIA	220									1	2.800	2800	100	2800	100	2800
CARGA TOTAL INSTALADA=												16405		15880		7236.5	

UPS 3F AGENCIA																
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
			CANT.	POT.(W)	30	25	38	5	32	CANT.	POT.(W)					
CR1	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	6	200								1200	80	960	70	672
CR2	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	6	200								1200	80	960	70	672
CR3	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	7	200								1400	80	1120	70	784
CR4	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	6	200								1200	80	960	70	672
CARGA TOTAL INSTALADA=												5000				2800

TDS3 GARITA																
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
			CANT.	POT.(W)	30	25	38	5	32	CANT.	POT.(W)					
C1	ILUMINACION.	127			2	2		38	5	32		110	100	110	80	88
C2	ILUMINACION.	127					3				75	100	75	80	60	
C1	TOMACORRIENTES DUCHA.	127	1	5.500							5500	30	1650	30	495	
C2	TOMACORRIENTES A/A.	127	1	3.500							3500	80	2800	70	1960	
C3	TOMACORRIENTES.	127	6	150							900	100	900	10	90	
C4	TOMACORRIENTES HIDROLAVADORA.	220	1	8.500							8500	50	4250	20	850	
CARGA TOTAL INSTALADA=												18585		9785		3543

TDS4 GALPON																
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
			CANT.	POT.(W)	30	25	38	5	32	CANT.	POT.(W)					
C1	ILUMINACION.	127								150		490	100	490	80	392
C2	ILUMINACION.	127			6	2						235	100	235	80	188
C3	ILUMINACION EXTERIOR.	127										2400	100	2400	80	1920
C1	TOMACORRIENTES DUCHA.	127	1	5.500						16		5500	30	1650	30	495
C2	TOMACORRIENTES.	127	9	150							1350	100	1350	10	135	
C3	TOMACORRIENTES.	127	6	150							900	100	900	10	90	
C4	TOMACORRIENTES A/A.	127	1	3.500							3500	80	2800	70	1960	
C5	TOMACORRIENTES PUERTA 1.	127	1	300							300	40	120	20	24	
C6	TOMACORRIENTES PUERTA 2.	127	1	300							300	40	120	20	24	
LE1	TOMACORRIENTES LETREROS SALIDA	127	3	150							450	100	450	10	45	
CARGA TOTAL INSTALADA=												15425		10515		5273

TAA AGENCIA																
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
			CANT.	POT.(W)	30	25	38	5	32	CANT.	POT.(W)					
C1	TOMACORRIENTES A/A.	127	1	3.500								3500	80	2800	70	1960
E1	CONDENSADORA	220									1	35.000	80	28000	70	19600
CARGA TOTAL INSTALADA=												38500		30800		21560

TDS TANQUES DE CALENTAMIENTO DE AGUA																
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
			CANT.	POT.(W)	30	25	38	5	32	CANT.	POT.(W)					
E1	TANQUE CALENTADOR DE AGUA 1	220									1	5500	70	3850	30	1155
E2	TANQUE CALENTADOR DE AGUA 2	220									1	5500	70	3850	30	1155
E3	BOMBA DE RECIRCULACION DE AGUA	220									1	373	70	261,1	30	78,33
CARGA TOTAL INSTALADA=												11373		7961,1		2388,33

T PLANTA POTABILIZADORA																
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
			CANT.	POT.(W)	30	25	38	5	32	CANT.	POT.(W)					
C1	ILUMINACION.	127								150		64	100	64	80	51,2
C1	TOMACORRIENTES DUCHA.	127	1	150							2	150	30	45	30	13,5
E1	BOMBA 1	220									1	4700	70	3290	30	987
E2	BOMBA 2	220									1	4700	70	3290	30	987
E3	RESERVA	220									1	4700	70	3290	30	987
CARGA TOTAL INSTALADA=												14314		6689		2038,7

T INCENDIOS																
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
			CANT.	POT.(W)	30	25	38	5	32	CANT.	POT.(W)					
E1	BOMBA 1	220									1	12000	70	8400	30	2520
E2	BOMBA 2	220									1	3500	70	2450	30	735
E3	RESERVA	220									1	5500	70	3850	30	1155
CARGA TOTAL INSTALADA=												21000		10850		3255

T CONTROL BOMBAS																
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
			CANT.	POT.(W)	30	25	38	5	32	CANT.	POT.(W)					
C1	ILUMINACION.	127			30	25	38	5	32	150						
C2	ILUMINACION EXTERIOR.	127								1		32	100	32	80	25,6
C1	TOMACORRIENTES.	127	1	150							12	1950	100	1950	10	195
E1	BOMBA 1	220									1	3500	70	2450	30	735
E2	BOMBA 2	220									1	3500	70	2450	30	735
E3	RESERVA	220									1	7500	7500	0	0	0
CARGA TOTAL INSTALADA=												16482		6882		1690,6

T PLANTA DE TRATAMIENTO																
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
			CANT.	POT.(W)	30	25	38	5	32	CANT.	POT.(W)					
C1	CONTROL PLANTA DE TRATAMIENTO	220									1	374	70	261,8	50	130,9
CARGA TOTAL INSTALADA=												374		261,8		130,9

DEMANDA MAXIMA				
Nº	DESIGNACION	CI (W)	CIR (W)	DMU (W)
1	TDS1	73004,00	63784,00	37670,80
2	TDS2	16405,00	15880,00	7236,50
3	TDS3	18585,00	9785,00	3543,00
4	TDS4	15425,00	10515,00	5273,00
5	TAA AGENCIA	38500,00	30800,00	21560,00
6	TANQUES DE CALENTAMIENTO DE AGUA	11373,00	7961,10	2388,33
7	PLANTA POTABILIZADORA	14314,00	6689,00	2038,70
8	INCENDIOS	21000,00	10850,00	3255,00
9	CONTROL BOMBAS	16482,00	6882,00	1690,60
10	PLANTA DE TRATAMIENTO	374,00	261,80	130,90
	DMU(TOTAL)	225462,00	163407,90	84786,83

B2. Centro Operativo y Agencia Turubamba.

TAG AGENCIA																											
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)											
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.						POT.(W)										
C1	ILUMINACION.	127			10							454	100	454	80	363.2											
C2	ILUMINACION.	127			12			3	8			360	100	360	80	288											
C3	ILUMINACION.	127			12							360	100	360	80	288											
C1	TOMACORRIENTES.	127	7	200								1400	100	1400	10	140											
C2	TOMACORRIENTES.	127	7	200								1400	100	1400	10	140											
C3	TOMACORRIENTES.	127	6	200								1200	100	1200	10	120											
C4	TOMACORRIENTES.	127	6	200								1200	100	1200	10	120											
C5	TOMACORRIENTES.	127	5	200								1000	100	1000	10	100											
C6	TOMACORRIENTES MICRONDAS.	127	1	1.000								1000	80	800	20	160											
C7	TOMACORRIENTES REFRIGERADOR.	127	1	600								600	80	480	50	240											
C8	TOMACORRIENTES SECADOR DE MANOS.	127	2	1.000								2000	100	2000	20	400											
C1	TAG1.	127									1	1531.2	1531.2	100	1531.2	100	1531.2										
C2	TG1.	220									1	353.6	353.6	100	353.6	100	353.6										
C3	TG2.										1	3789.6	3789.6	100	3789.6	100	3789.6										
CARGA TOTAL INSTALADA=												16648,4															

TAG1																											
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)											
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.						POT.(W)										
C1	ILUMINACION.	127			11			3	1			488	100	488	80	390.4											
C2	ILUMINACION.	127			17							561	100	561	80	448.8											
C3	ILUMINACION.	127										290	100	290	80	232											
C1	TOMACORRIENTES.	127	3	200						10		600	100	600	10	60											
C2	TOMACORRIENTES.	127	6	200								1200	100	1200	10	120											
C3	TOMACORRIENTES.	127	7	200								1400	100	1400	10	140											
C4	TOMACORRIENTES.	127	7	200								1400	100	1400	10	140											
TOMACORRIENTES.												5939															

TG1																											
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)											
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.						POT.(W)										
C1	ILUMINACION.	127			1				2			67	100	67	80	53.8											
C1	TOMACORRIENTES.	127	3	200								600	100	600	10	60											
C2	TOMACORRIENTES PUERTA.	220									1	3000	3000	40	1200	20	240										
TOMACORRIENTES REGULADOS												3667															

TG2																											
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)											
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.						POT.(W)										
C1	ILUMINACION.	127			1	2			3			156	100	156	80	124.8											
C1	TOMACORRIENTES.	127	4	200								800	100	800	10	80											
C2	TOMACORRIENTES PUERTA.	220									1	3000	3000	40	1200	20	240										
C1	ALUMBRADO EXTERIOR.	220									1	2037	2037	100	2037	80	1629.6										
C2	ALUMBRADO EXTERIOR.	220									1	2144	2144	100	2144	80	1715.2										
TOMACORRIENTES REGULADOS												8137															

TOP																												
Nº	DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)												
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	25	CANT.						POT.(W)											
C1	TOP1	127									1	2516	2516	100	2516	100	2516											
C2	TOP2	127									1	3153.6	3153.6	100	3153.6	100	3153.6											
C3	TOP3	127									1	1435.2	1435.2	100	1435.2	100	1435.2											
C1	TOP4	127									1	3668	3668	100	3668	100	3668											
C2	TOP5	127									1	3576	3576	100	3576	100	3576											
C3	TOP6	127									1	3412	3412	100	3412	100	3412											
TOMACORRIENTES.												0	100	0	100	0	0											
TOMACORRIENTES.												17760,8																

TOP1																											
Nº	DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)											
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	25	CANT.						POT.(W)										
C1	ILUMINACION.	127			13				2			463	100	463	80	370.4											
C2	ILUMINACION.	127			15							495	100	495	80	396											
C3	ILUMINACION.	127			18							594	100	594	80	475.2											
C4	ILUMINACION.	127			3			10	2			493	100	493	80	394.4											
C1	TOMACORRIENTES.	127	6	200								1200	100	1200	10	120											
C2	TOMACORRIENTES.	127	7	200								1400	100	1400	10	140											
C3	TOMACORRIENTES.	127	7	200								1400	100	1400	10	140											
C4	TOMACORRIENTES.	127	6	200								1200	100	1200	10	120											
C5	TOMACORRIENTES.	127	6	200								1200	100	1200	10	120											
C6	TOMACORRIENTES.	127	5	200								1000	100	1000	10	100											
C7	TOMACORRIENTES.	127	7	200								1400	100	1400	10	140											
TOMACORRIENTES.												10845															

TOP2																											
Nº	DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)											
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	25	CANT.						POT.(W)										
C1	ILUMINACION.	127			12							396	100	396	80	316.8											
C2	ILUMINACION.	127			12							396	100	396	80	316.8											
C3	ILUMINACION.	127			10							330	100	330	80	264											
C4	ILUMINACION.	127			10							330	100	330	80	264											
C5	ILUMINACION.	127			3			12	2			565	100	565	80	452											
C6	ILUMINACION.	127										400	100	400	80	320											
C1	TOMACORRIENTES.	127	6	200						16		1200	100	1200	10	120											
C2	TOMACORRIENTES.	127	6	200								1200	100	1200	10	120											
C3	TOMACORRIENTES.	127	7	200								1400	100	1400	10	140											
C4	TOMACORRIENTES.	127	7	200								1400	100	1400	10	140											
C5	TOMACORRIENTES.	127	7	200								1400	100	1400	10	140											
C6	TOMACORRIENTE MICRONDAS.	127	1	1.000								1000	80	800	20	160											
C7	TOMACORRIENTE REFRIGERADOR.	127	1	600								600	80	480	50	240											
C8	TOMACORRIENTE MICRONDAS.	127	1	1.000								1000	80	800	20	160											
TOMACORRIENTES.												11617															

TOP3																
Nº	DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	25	CANT.					
C1	ILUMINACION.	127			12		4	9	2			502	100	502	80	401,6
C2	ILUMINACION.	127			12		20	2			792	100	792	80	633,6	
C1	TOMACORRIENTE SECADORA DE MANOS.	127	1	1000							1000	100	1000	20	200	
C2	TOMACORRIENTE SECADORA DE MANOS.	127	1	1000							1000	100	1000	20	200	
TOMACORRIENTES.												3294		3294		1435,2

TOP4																
Nº	DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	25	CANT.					
C1	ILUMINACION.	127			12							396	100	396	80	316,8
C2	ILUMINACION.	127			12						396	100	396	80	316,8	
C3	ILUMINACION.	127			10						330	100	330	80	264	
C4	ILUMINACION.	127			10						330	100	330	80	264	
C5	ILUMINACION.	127			9		7	2			583	100	583	80	466,4	
C6	ILUMINACION.	127			9						450	100	450	80	360	
C1	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C2	TOMACORRIENTES.	127	5	200							1000	100	1000	10	100	
C3	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C4	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C5	TOMACORRIENTES.	127	5	200							1000	100	1000	10	100	
C6	TOMACORRIENTES.	127	5	200							1000	100	1000	10	100	
C7	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C8	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C9	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C10	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C11	TOMACORRIENTES.	127	7	200							1400	100	1400	10	140	
C12	TOMACORRIENTE SECADORA DE MANOS.	127	1	1.000							1000	100	1000	20	200	
C13	TOMACORRIENTE SECADORA DE MANOS.	127	1	1.000							1000	100	1000	20	200	
TOMACORRIENTES.												17285		17285		3668

TOP5																
Nº	DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	25	CANT.					
C1	ILUMINACION.	127			27							891	100	891	80	712,8
C2	ILUMINACION.	127			24						792	100	792	80	633,6	
C3	ILUMINACION.	127			12		12	2			862	100	862	80	689,6	
C1	TOMACORRIENTES.	127	5	200							1000	100	1000	10	100	
C2	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C3	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C4	TOMACORRIENTES.	127	5	200							1000	100	1000	10	100	
C5	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C6	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C7	TOMACORRIENTES.	127	5	200							1000	100	1000	10	100	
C8	TOMACORRIENTES.	127	7	200							1400	100	1400	10	140	
C9	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C10	TOMACORRIENTES.	127	5	200							1000	100	1000	10	100	
C11	TOMACORRIENTE SECADORA DE MANOS.	127	1	1.000							1000	100	1000	20	200	
C12	TOMACORRIENTE SECADORA DE MANOS.	127	1	1.000							1000	100	1000	20	200	
TOMACORRIENTES.												15945		15945		3576

TOP6																
Nº	DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	25	CANT.					
C1	ILUMINACION.	127			27							891	100	891	80	712,8
C2	ILUMINACION.	127			24						792	100	792	80	633,6	
C3	ILUMINACION.	127			9		10				657	100	657	80	525,6	
C1	TOMACORRIENTES.	127	5	200							1000	100	1000	10	100	
C2	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C3	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C4	TOMACORRIENTES.	127	5	200							1000	100	1000	10	100	
C5	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C6	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C7	TOMACORRIENTES.	127	5	200							1000	100	1000	10	100	
C8	TOMACORRIENTES.	127	7	200							1400	100	1400	10	140	
C9	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C10	TOMACORRIENTES.	127	5	200							1000	100	1000	10	100	
C11	TOMACORRIENTE SECADORA DE MANOS.	127	1	1.000							1000	100	1000	20	200	
C12	TOMACORRIENTE SECADORA DE MANOS.	127	1	1.000							1000	100	1000	20	200	
TOMACORRIENTES.												15740		15740		3412

TBM																
Nº	DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.					
C1	ILUMINACION.	127					16					576	100	576	80	460,8
C2	ILUMINACION.	127					16				576	100	576	80	460,8	
C3	ILUMINACION.	127					16				576	100	576	80	460,8	
C4	ILUMINACION.	127					15				540	100	540	80	432	
C5	ILUMINACION.	127			1		9	1			374	100	374	80	299,2	
C1	TOMACORRIENTES.	127	5	200							1000	100	1000	10	100	
C2	TOMACORRIENTES.	127	5	200							1000	100	1000	10	100	
C3	TOMACORRIENTES.	127	5	200							1000	100	1000	10	100	
C1	CALENTADOR DE AGUA.	220	1	15.000							15000	70	10500	30	3150	
CARGA TOTAL INSTALADA=												20642		16142		5563,6

TLCK																
Nº	DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.					
C1	ILUMINACION.	127					12				432	100	432	80	345,6	
C2	ILUMINACION.	127					12				432	100	432	80	345,6	
C1	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C2	TOMACORRIENTES.	127	6	200							1200	100	1200	10	120	
C1	TOMACORRIENTES PUERTA.	220	1	3.000				1			3017	40	1206,8	20	241,36	
C2	TOMACORRIENTES PUERTA.	220	1	3.000							3000	40	1200	20	240	
C3	TOMACORRIENTES PUERTA.	220	1	3.000							3000	40	1200	20	240	
C4	TOMACORRIENTES PUERTA.	220	1	3.000							3000	40	1200	20	240	
C5	TOMACORRIENTES PUERTA.	220	1	3.000							3000	40	1200	20	240	
C6	TOMACORRIENTES PUERTA.	220	1	3.000							3000	40	1200	20	240	
C7	TOMACORRIENTES PUERTA.	220	1	3.000							3000	40	1200	20	240	
C8	TOMACORRIENTES PUERTA.	220	1	3.000							3000	40	1200	20	240	
C9	TOMACORRIENTES PUERTA.	220	1	3.000							3000	40	1200	20	240	
C10	TOMACORRIENTES PUERTA.	220	1	3.000							3000	40	1200	20	240	
C11	TOMACORRIENTES PUERTA.	220	1	3.000							3000	40	1200	20	240	
C12	TOMACORRIENTES PUERTA.	220	1	3.000							3000	40	1200	20	240	
CARGA TOTAL INSTALADA=												39281		17670,8		3812,56

TOMBAS																		
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)		
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.						POT.(W)	
C1	TOMBAS.	220										1	36927	36927	70	25848,9	30	7754,67
CARGA TOTAL INSTALADA=																		

TBC																		
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)		
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.						POT.(W)	
C1	TBC.	220										1	20200	20200	70	14140	30	4242
CARGA TOTAL INSTALADA=																		

TVR																		
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)		
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.						POT.(W)	
C1	TVR AGENCIA.	127										1	6552	6552	100	6552	100	6552
C2	TVR OPERATIVO.	127										1	34776	34776	100	34776	100	34776
CARGA TOTAL INSTALADA=																		

TVRAG																		
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)		
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.						POT.(W)	
C1	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300									1200	80	960	70	672	
C2	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300									1200	80	960	70	672	
C3	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504	
C4	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300									1200	80	960	70	672	
C5	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300									1200	80	960	70	672	
C6	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504	
C7	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504	
C8	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504	
C9	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300									1200	80	960	70	672	
C10	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300									1200	80	960	70	672	
C11	TVRBM.	127										1	504	504	100	504	100	504
TOMACORRIENTES.																		

TRBM																	
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)	
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.						POT.(W)
C1	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504
TOMACORRIENTES REGULADOS																	

TVR OP																	
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)	
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.						POT.(W)
C1	UP1 10 KVA 3F.	127										1	4536	100	4536	100	4536
C2	UPS2 15KVA 3F.	127										1	8568	100	8568	100	8568
C3	UPS3 10KVA 3F.	127										1	6720	100	6720	100	6720
C4	UPS4 15KVA 3F.	127										1	9240	100	9240	100	9240
C5	UPS5 15KVA 3F.	127										1	5712	100	5712	100	5712
TOMACORRIENTES.																	

TVR OP1																	
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)	
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.						POT.(W)
C1	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504
C2	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300									1200	80	960	70	672
C3	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300									1200	80	960	70	672
C4	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504
C5	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300									1200	80	960	70	672
TOMACORRIENTES.																	

TVR OP2																	
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)	
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.						POT.(W)
C1	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504
C2	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504
C3	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504
TOMACORRIENTES.																	

TVR OP3																	
Nº	CIRCUITO DESIGNACION	VOLT V	TOMACORRIENTES		ILUMINACION					S. ESPECIAL		P. TOTAL VATIOS	FFUN (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)	
			CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.						POT.(W)
C1	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504
C2	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504
C3	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504
C4	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504
C5	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300									1200	80	960	70	672
C6	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504
C7	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504
C8	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504
C9	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504
C10	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300									900	80	720	70	504
C11	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300									1200	80	960	70	672
C12	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300									1200	80	960	70	672
C13	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300									1200	80	960	70	672
C14	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300									1200	80	960	70	672
C15	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300									1200	80	960	70	672
TOMACORRIENTES.																	

TVR OP4																
CIRCUITO		VOLT	TOMACORRIENTES			ILUMINACION					S. ESPECIAL	P. TOTAL	FFUN	CIR	FSn	DMU
Nº	DESIGNACION	V	CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.	VATIOS	(%)	(W)	(%)	(W)
C1	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300								1200	80	960	70	672
C2	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300								1200	80	960	70	672
C3	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300								900	80	720	70	504
C4	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300								1200	80	960	70	672
C5	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300								1200	80	960	70	672
C6	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300								1200	80	960	70	672
C7	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300								900	80	720	70	504
C8	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300								1200	80	960	70	672
C9	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300								900	80	720	70	504
C10	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300								1200	80	960	70	672
C11	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300								900	80	720	70	504
TOMACORRIENTES.												12000		9600		6720

TVR OP5																
CIRCUITO		VOLT	TOMACORRIENTES			ILUMINACION					S. ESPECIAL	P. TOTAL	FFUN	CIR	FSn	DMU
Nº	DESIGNACION	V	CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.	VATIOS	(%)	(W)	(%)	(W)
C1	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300								1200	80	960	70	672
C2	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300								1200	80	960	70	672
C3	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300								900	80	720	70	504
C4	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300								900	80	720	70	504
C5	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300								900	80	720	70	504
C6	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300								1200	80	960	70	672
TOMACORRIENTES.												6300		5040		3528

TVR OP6-8																
CIRCUITO		VOLT	TOMACORRIENTES			ILUMINACION					S. ESPECIAL	P. TOTAL	FFUN	CIR	FSn	DMU
Nº	DESIGNACION	V	CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.	VATIOS	(%)	(W)	(%)	(W)
C1	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300								1200	80	960	70	672
C2	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300								900	80	720	70	504
C3	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300								900	80	720	70	504
C4	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300								900	80	720	70	504
C5	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300								900	80	720	70	504
C6	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300								1200	80	960	70	672
C7	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300								1200	80	960	70	672
TOMACORRIENTES.												7200		5760		4032

TVR OP7-9																
CIRCUITO		VOLT	TOMACORRIENTES			ILUMINACION					S. ESPECIAL	P. TOTAL	FFUN	CIR	FSn	DMU
Nº	DESIGNACION	V	CANT.	POT.(W)	33	36	36	17	29	0	CANT.	VATIOS	(%)	(W)	(%)	(W)
C1	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	4	300								1200	80	960	70	672
C2	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300								900	80	720	70	504
C3	TOMACORRIENTES REGULADOS.	127	3	300								900	80	720	70	504
TOMACORRIENTES.												3000		2400		1680

DEMANDA MAXIMA				
Nº	DESIGNACION	CI	CIR	DMU
		(W)	(W)	(W)
1	TVR.	73800	69331	41328
2	TAG.	28717	24797	8033,6
3	TOP.	74726	74206	17760,8
4	TBODEGA.	20642	16142	5563,6
5	TLOCKER.	39281	17670,8	3812,56
6	TBOMBAS.	36927	25848,9	7754,67
7	TBC.	20200	14140	4242
DMU(TOTAL)		294293	242135,7	88495,23

ANEXO C

Características técnicas del módulo fotovoltaico.

jinkosolar.com



JKM330PP-72

310-330 Vatios

MÓDULO POLICRISTALINO

Tolerancia positiva 0/+3%

Fábrica con certificación ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001

Productos con certificación IEC61215, IEC61730

Principales características



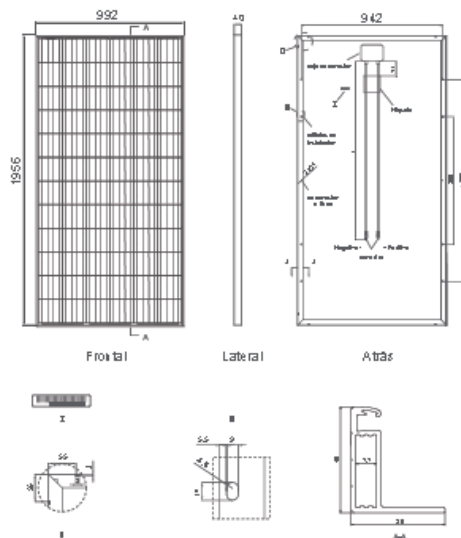
- Célula solar 4 bus bar:**
 La célula solar 4 bus bar adopta una nueva tecnología para mejorar la eficiencia de los módulos, ofrece un mejor aspecto estético, lo que es perfecto para su instalación en los tejados.
- Potencia Elevada:**
 Los módulos de 72 células policristalinos alcanzan potencias de hasta 330Wp.
- Garantía Anti-Degradación Potencial Inducida (PID):**
 Se garantiza una degradación limitada de la potencia del módulo Eagle causada por la Degradación Potencial Inducida (PID por sus siglas en inglés) bajo condiciones de 60°C/85% de humedad relativa para la producción en masa.
- Rendimiento con baja irradiación lumínica:**
 El avanzado cristal y el texturizado de la superficie de la célula fotovoltaica permiten un resultado excelente en condiciones de baja irradiación lumínica.
- Resistencia en condiciones climáticas adversas:**
 Certificado para soportar rachas de viento (2.400 Pascal) y cargas de nieve (5.400 Pascal).
- Resistencia en condiciones ambientales extremas:**
 Alta resistencia a la brisa marina y al amoníaco, certificado por TÜV NORD.
- Coefficiente de Temperatura:**
 El coeficiente de temperatura mejorado reduce la pérdida de potencia en altas temperaturas.

GARANTÍA DE RENDIMIENTO LINEAL

10 Años de garantía de producto + 25 Años de garantía de potencia lineal



Dibujos técnicos

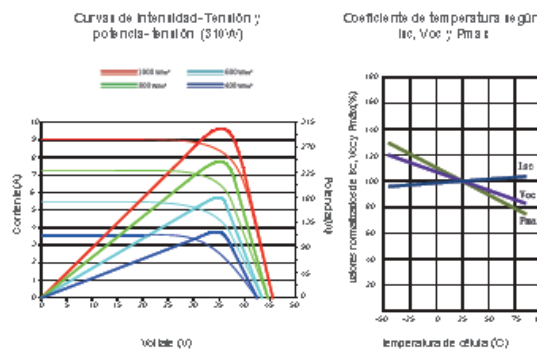


Embalaje

(Dos capas = un panel)

25 pzs./caja, 50 pzs./caja, 600 pzs./40 HQ contenedores

Rendimiento eléctrico y dependencia de la temperatura



Características mecánicas

Tipo de célula	Policristalina	156×156 mm (6 pulgadas)
Nº de células	72	(6×12)
Dimensiones	1956×992×40 mm	(77,01×39,05×1,57 pulgadas)
Peso	26,5 kg	(58,4 libras)
Vidrio frontal	40mm alta transmisión, bajo contenido en hierro, vidrio templado	
Estructura	Aleación de aluminio anodizado	
Caja de conexión	Clase IP67	
Cables de salida	TUV 1×4,0 mm², Longitud: 900mm	

ESPECIFICACIONES

Tipo de módulo	JKM310PP		JKM315PP		JKM320PP		JKM325PP		JKM330PP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia nominal ($P_{máx}$)	310Wp	231Wp	315Wp	235Wp	320Wp	238Wp	305Wp	242Wp	330Wp	246Wp
Tensión en el punto $P_{máx}$ -VMPP (V)	37,0V	33,9V	37,2V	34,3V	37,4V	34,7V	37,6V	35,0V	37,8V	35,3V
Corriente en el punto $P_{máx}$ -IMPP (A)	8,38A	6,81A	8,48A	6,84A	8,56A	6,86A	8,66A	6,91A	8,74A	6,97A
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	46,9V	42,7V	46,2V	43,2V	46,4V	43,7V	46,7V	44,0V	46,9V	44,1V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	8,96A	7,26A	9,01A	7,29A	9,05A	7,30A	9,10A	7,34A	9,14A	7,38A
Eficiencia del módulo (%)	15,98%		16,23%		16,49%		16,75%		17,01%	
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40°C/+85°C									
Tensión máxima del sistema	1000VDC (IEC)									
VALORES máximos recomendados de los fusibles	15A									
Tolerancia de potencia nominal (%)	0/+3%									
Coefficiente de temperatura de P_{MAX}	-0,40%/°C									
Coefficiente de temperatura de VOC	-0,30%/°C									
Coefficiente de temperatura de ISC	0,06%/°C									
TEMPERATURA operacional nominal de célula	45±2°C									

STC: ☀ Radiación 1000 W/m² 📱 Célula módulo 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Radiación 800 W/m² 📱 Ambiente módulo 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Velocidad del viento 1m

• TOLERANCIA de medición de potencia: ± 3%

La empresa se reserva el derecho final de explicación de toda la información presentada por este medio. SP-MKT-330PP_rev2016

ANEXO D

Características técnicas del inversor de conexión con la red.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (TODOS LOS MODELOS)										
DATOS GENERALES		ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS SYMO			DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS SYMO					
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	51 x 724 x 22.60 centímetros			AFCI y NEC 2014						
Grado de protección	NEMA 4X			Desconexión de CD						
Consumo durante la noche	< 1 W			Protección contra polaridad inversa de CD						
Tipología de inversor	Sin transformador			Protección contra fallos de tierra con monitor interruptor de aislamiento						
Enfriamiento	Velocidad de ventilador variable			INTERFACES						
Instalación	Interior y exterior			ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS SYMO						
Rango de operación a temperatura ambiente	-40°F - +140°F (-40 - +60 °C)			USB (Socket)						
Humedad permitida	0 - 100 % (sin condensación)			Actualización de software y datalogging vía USB						
Terminales de conexión CD	6x CD+ y 6x CD- terminales de tornillo para cobre (sólido/trenado) o aluminio (sólido/trenado)			2x RS422 (RJ45 socket)						
Terminales de conexión CA	Terminales de tornillo 14-6 AWG			Protocolo Fronius Solar Net						
Certificaciones y cumplimiento de estándares (Excepto Symo 15.0 208)	UL 1741-2010, UL1998 (para funciones: AFCI y monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2005, IEEE 1547.1-2008, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC Artículo 690, C22.2 No. 1073-01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2-2015, CSA T.L.M-07 Issue 1-2015			DISPONIBLE SÓLO CON LA TARJETA FRONIUS DATAMANAGER 2.0 (UNA TARJETA POR CADA 100 INVERSORES)						
Certificaciones y cumplimiento de estándares FRONIUS SYMO 15.0 208	UL 1741-2015, UL1998 (para funciones: AFCI, RCMU y monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2005, IEEE 1547.1-2008, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC Artículo 690, C22.2 No. 1073-01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2-2015, CSA T.L.M-07 Issue 1-2015			Wi-Fi/Biherne/Serial						
				Estándar inalámbrico 802.11 b/g/n / Fronius Solar-web, SunSpec Modbus TCP, IEC61850 / SunSpec Modbus RTU						
				6 entradas y 4 E/S digitales						
				Administración de carga, señales, E/S multipropósito						
				* El estándar Wi-Fi es una marca registrada de la Alianza Wi-Fi						
MODELOS	10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 208	15.0-3 480	17.5-3 480	20.0-3 480	22.7-3 480	24.0-3 480
Peso (kg)	41.52	41.52	54.8	54.8	55.51					45.4
DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3 208/240, 12.0-3 208/240, 10.0-3 480, 12.5-3 480, 15.0-3 208)										
DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3 208/240	SYMO 12.0-3 208/240	SYMO 10.0-3 480	SYMO 12.5-3 480	SYMO 15.0-3 208					
Potencia FV recomendada (kWp)	8.0 - 15.0		9.5 - 15.5		8.0 - 18.0					
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)	25.0 A / 16.5 A				50.0 A					
Corriente máxima de entrada utilizable total (MPPT 1 + MPPT 2)	41.5 A				50.0 A					
Arreglo máximo de corriente de corto circuito (I _{sc} Imax) (MPPT 1 / MPPT 2)	37.5 A / 24.8 A				75.0 A					
Soportes para fusibles en red integrados	NA				6 y 6+					
Rango de voltaje MPPT	300 - 500 V		300 - 800 V		325 - 850 V					
Rango de voltaje operacional	200 - 600 V		200 - 1000 V		325 - 1000 V					
Voltaje de entrada máximo	600 V		1000 V		NA					
Voltaje nominal de entrada	208 V	350 V	NA		325 V					
	240 V	370 V	NA		NA					
	480 V	NA	675 V	685 V	NA					
Tamaño admisible de conductor de CD	AWG 14 - AWG 6 cobre directo, AWG 6 aluminio directo, AWG 4 - AWG 2 cobre o aluminio con combinator de entradas									
Número de MPPT	2				1					
DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3 208/240	SYMO 12.0-3 208/240	SYMO 10.0-3 480	SYMO 12.5-3 480	SYMO 15.0-3 208					
Potencia máxima de salida	208 V	9995 VA	11995 VA	NA	15000 VA					
	240 V	9995 VA	11995 VA	NA	NA					
	480 V	NA	9995 VA	12495 VA	NA					
Corriente continua de salida continua	208 V	27.7 A	33.8 A	NA	41.6 A					
	240 V	24.0 A	28.9 A	NA	NA					
	480 V	NA	12.0 A	15.0 A	NA					
Capacidad de interruptor de CA	208 V	55 A	45 A	NA	60 A					
	240 V	50 A	40 A	NA	NA					
	480 V	NA	15 A	20 A	NA					
Eficiencia máxima	97.0 %		98.1 %		97.5%					
Eficiencia CEC	208 V	96.5 %	NA		96.5 %					
	240 V	96.5 %	NA		NA					
	480 V	NA	96.5 %	97.0 %	NA					
Tamaño admisible de conductor de CA	AWG 14 - AWG 6				AWG 6 directo, AWG 2 con combinator de entradas					
Conexión a red (U _{ref})	208 / 240 V		480 V Delta +IT**		208 V					
Frecuencia (f)	60 Hz									
Distorsión armónica total	< 1.75 %									
Factor de potencia (cos φ _{ref}) predefinido	1 (ajustable en menú o cultivo 0.85 - 1 ind./cap.)									

**N para sistemas de distribución - conductores que son libres corriente

ANEXO E

Características técnicas del inversor híbrido para el uso de baterías.

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO HYBRID

INPUT DATA	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Number of MPP trackers		1	
Max. PV input power	5.0 kW	6.5 kW	8.0 kW
Max. input current ($I_{dc,max}$)		1 x 16 A	
Max. short circuit current, module array		24 A	
DC input voltage range ($U_{dc,min} - U_{dc,max}$)		150 - 1000 V	
Feed-in start voltage ($U_{dc,start}$)		200 V	
Usable MPP voltage range		150 - 800 V	
Number of DC connections (PV)		2	

BATTERY INPUT	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Maximum output power to battery		Depends on connected Battery	
Maximum input power from battery		Depends on connected Battery	

OUTPUT DATA	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
AC nominal output ($P_{ac,r}$)	3,000 W	4,000 W	5,000 W
Max. output power	3,000 VA	4,000 VA	5,000 VA
Max. power from grid to battery	3,000 VA	4,000 VA	5,000 VA
Max. AC output current ($I_{ac,max}$)		8.3 A	
Grid connection (voltage range)		3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)	
Frequency (frequency range)		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Total harmonic distortion		< 3 %	
Power factor ($\cos \phi_{ac,r}$)		0.85 - 1 ind. / cap.	

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO HYBRID

GENERAL DATA	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Dimensions (height x width x depth)		645 x 431 x 204 mm	
Weight		19.9 kg	
Degree of protection		IP 65	
Protection class		1	
Overvoltage category (DC / AC) ¹⁾		2 / 3	
Inverter design		Transformerless	
Cooling		Regulated air cooling	
Installation		Indoor and outdoor installation	
Ambient temperature range		-25 - +60°C	
Permitted humidity		0 - 100 %	
Max. altitude		2,000 m (unrestricted voltage range)	
DC PV connection technology		2x DC+ and 2x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²	
DC battery connection technology		1x DC+ and 1x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²	
AC connection technology		5-pin AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²	
Certification and compliance with standards		VDE AR N 4105, ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1	
Emergency power function		Yes ²⁾	

EFFICIENCY	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Max. efficiency (PV - grid)	97.7 %		97.9 %
Max. efficiency (PV - battery - grid)	> 90.0 %	> 90.0 %	> 90.0 %
Europ. efficiency (PV - grid)	95.2 %	95.7 %	96.0 %
MPP adaptation efficiency		> 99.9 %	

COMPATIBLE BATTERIES	AVAILABLE MODELS	BACK-UP POWER
BYD ⁴⁾	Battery-Box H 6.4, 7.7, 9.0, 10.2, 11.5 Battery-Box Premium HVS 5.1, 7.7, 10.2	Yes, 3-phase
LG CHEM ⁴⁾	RESU 7H, 10H	No

ANEXO F

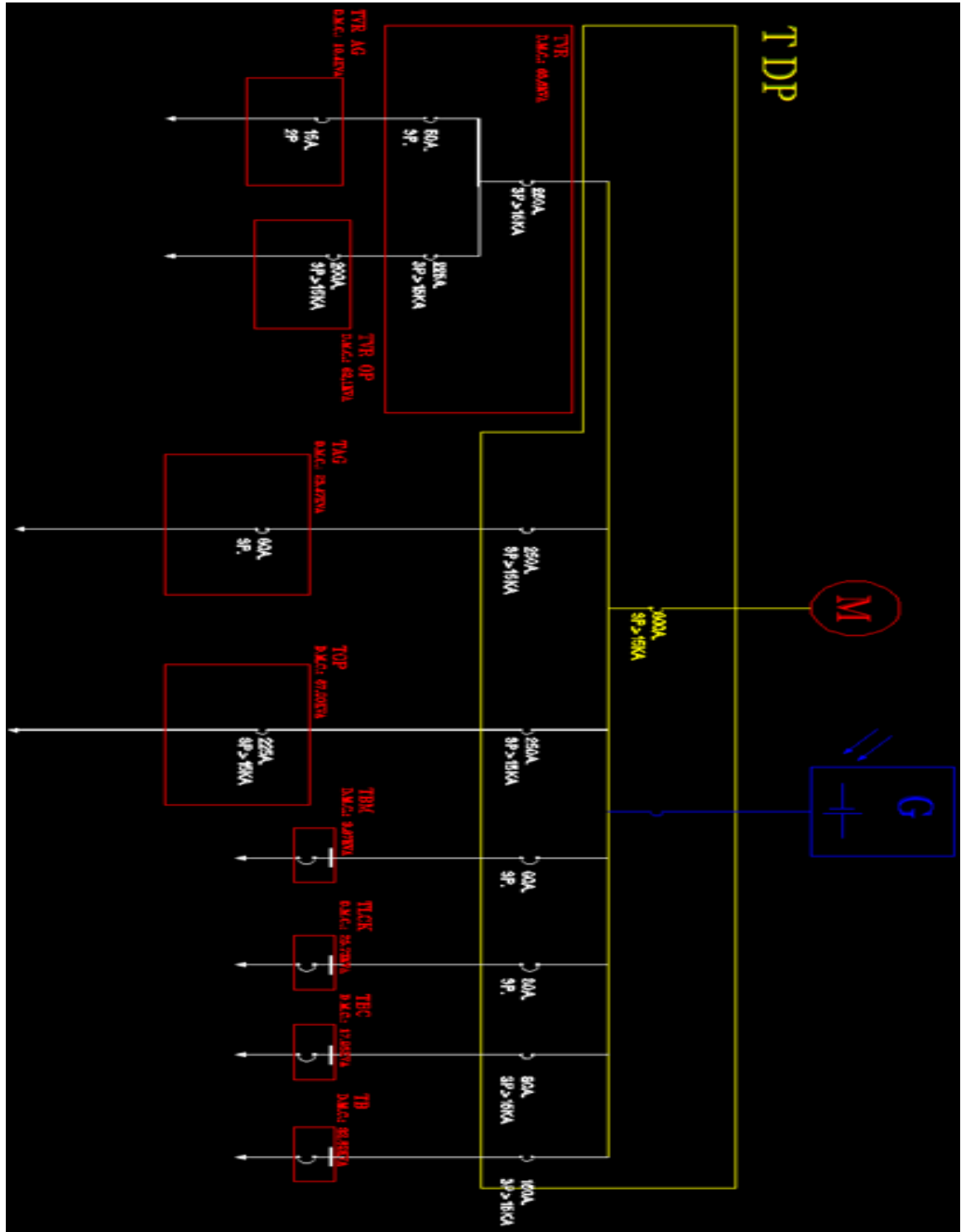
Características técnicas de la batería.

INPUT DATA	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Number of MPP trackers	1		
Max. PV input power	5.0 kW	6.5 kW	8.0 kW
Max. input current (I _{in,max})	1 ± 16 A		
Max. short circuit current (module array)	24 A		
DC input voltage range (U _{dc,min} - U _{dc,max})	150 - 1000 V		
Feed-in start voltage (U _{dc,start})	200 V		
Usable MPP voltage range	150 - 800 V		
Number of DC connections (PV)	2		
BATTERY INPUT	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Maximum output power to battery	Depends on connected Bronios Solar Battery		
Maximum input power from battery	Depends on connected Bronios Solar Battery		
OUTPUT DATA	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
AC nominal output (P _{ac,r})	3,000 W	4,000 W	5,000 W
Max. output power	3,000 VA	4,000 VA	5,000 VA
Max. power from grid to battery	3,000 VA	4,000 VA	5,000 VA
Max. AC output current (I _{ac,max})	8.8 A		
Grid connection (voltage range)	B-NEB 400 V / 200 V or B-NEB 880 V / 220 V [+20 % / -80 %]		
Frequency (frequency range)	50 Hz / 60 Hz [+5 - 6.5 Hz]		
Total harmonic distortion	≤ 8 %		
Power factor (cos φ _{ac,r})	0.85 - 1 in d. / app.		
GENERAL DATA	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Dimensions (height x width x depth)	645 x 481 x 204 mm		
Weight	19.9 kg		
Degree of protection	IP 65		
Protection class	1		
Overvoltage category (DC / AC)*	2 / B		
Inverter design	Transformerless		
Cooling	Regulated air cooling		
Installation	Indoor and outdoor installation		
Ambient temperature range	-25 - +60 °C		
Permitted humidity	0 - 100 %		
Max. altitude	2,000 m (unrestricted voltage range)		
DC PV connection technology	2x DC+ and 2x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²		
DC battery connection technology	1x DC+ and 1x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²		
AC connection technology	5-pin AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²		
Certificates and compliance with standards	VDE AR N 4105, ÖVE / ÖNORM B 8001-4-712, DIN V VDE B 0126-1-1		
Emergency power function	Yes		
EFFICIENCY	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Max. efficiency (PV - grid)	97.7 %	97.9 %	
Max. efficiency (PV - battery - grid)	≤ 90.0 %	≤ 90.0 %	≤ 90.0 %
Europ. efficiency (PV - grid)	95.2 %	95.7 %	96.0 %
MPP adaptation efficiency	≤ 99.9 %		

ANEXO G

DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PROPUESTO

CENTRO OPERATIVO DEL SUR Y AGENCIA TURUBAMBA



ANEXO H

MANUAL DE USUARIO PVDT

A continuación se presentan imágenes de la interfaz gráfica del software diseñado PVDT y se explican los pasos a seguir para el uso correcto del mismo.

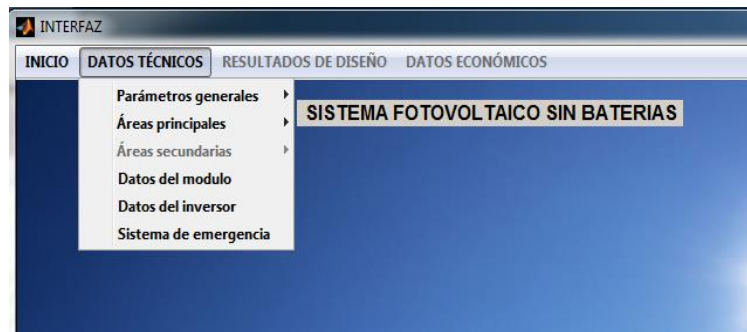
Clic en INICIAR



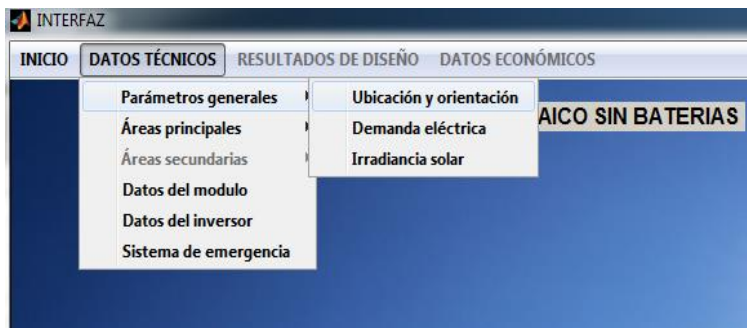
MENU INICIO: Cursor en INICIO, ventana nueva, ingreso del nombre del proyecto.



MENU DATOS TECNICOS: Cursor en datos técnicos, aparece el menú para ingreso de datos técnicos



Cursor sobre Parámetros generales submenú



Submenú Ubicación y Orientación: Ingreso de valores.



En este menú se especifica si se considera edificaciones secundarias

Submenú Demanda Eléctrica mensual: ingreso de los valores.

INICIO DATOS TÉCNICOS RESULTADOS DE DISEÑO RESULTADOS ECONÓMICOS

CENTRO OPERATIVO DEL SUR

Parámetros Generales

Demanda eléctrica mensual [kWh]

Mes	Demanda
Enero	36870.7
Febrero	33302.5
Marzo	36870.7
Abril	35681.3
Mayo	36870.7
Junio	35681.3
Julio	36870.7
Agosto	36870.7
Septiembre	35681.3
Octubre	36870.7
Noviembre	35681.3
Diciembre	36870.7



REGRESAR LISTO

Submenú Irradiancia Solar: ingreso de valores.

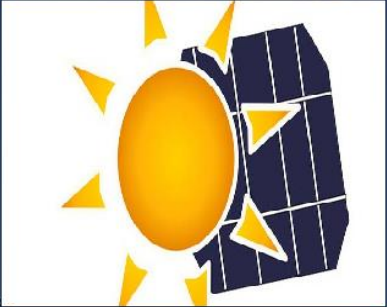
INICIO DATOS TÉCNICOS RESULTADOS DE DISEÑO RESULTADOS ECONÓMICOS

CENTRO OPERATIVO DEL SUR

Parámetros Generales

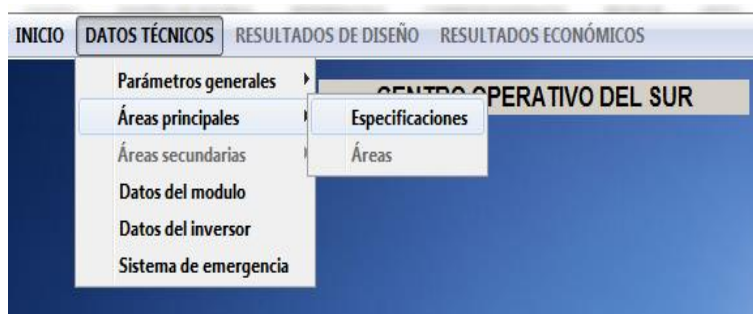
Irradiancia horizontal global [kWh/m²/día]

Mes	Irradiancia
Enero	5.0645
Febrero	4.9286
Marzo	4.8065
Abril	4.6667
Mayo	4.7419
Junio	5
Julio	5.4194
Agosto	5.3548
Septiembre	5.3667
Octubre	5.2258
Noviembre	5.1333
Diciembre	5.1290

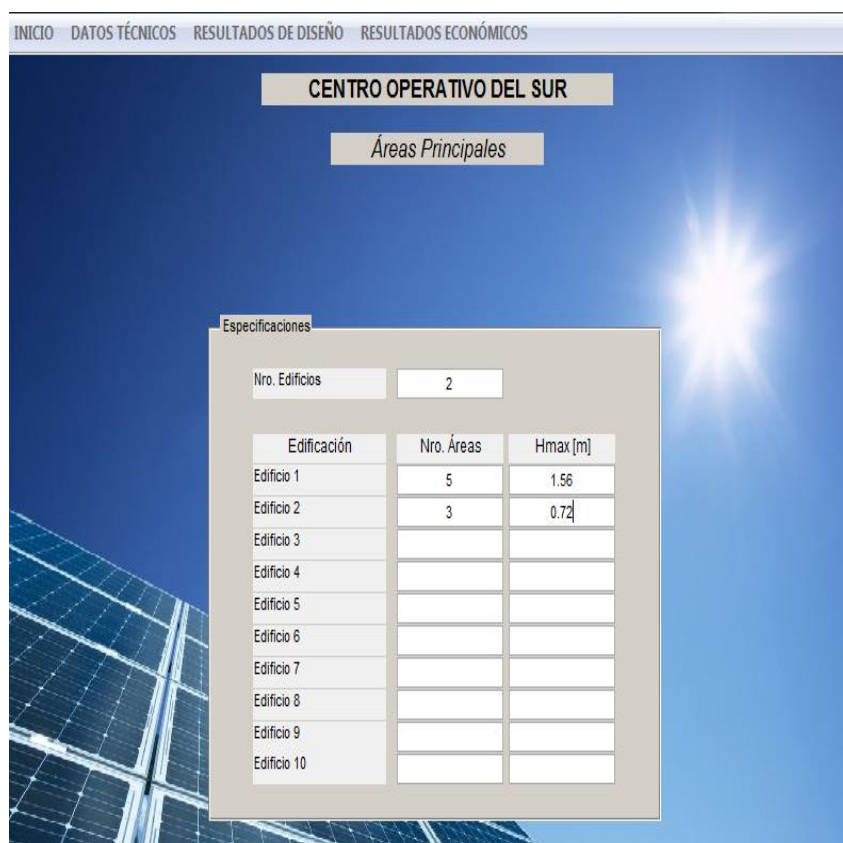


REGRESAR LISTO

Cursor sobre áreas principales y áreas secundarias. Las funciones en áreas secundarias son iguales a las de áreas principales; El submenú áreas secundarias se activa luego de ingresar datos en el submenú ubicación y orientación donde se especifica que existen áreas secundarias.



Submenú Especificaciones: Ingreso de valores.

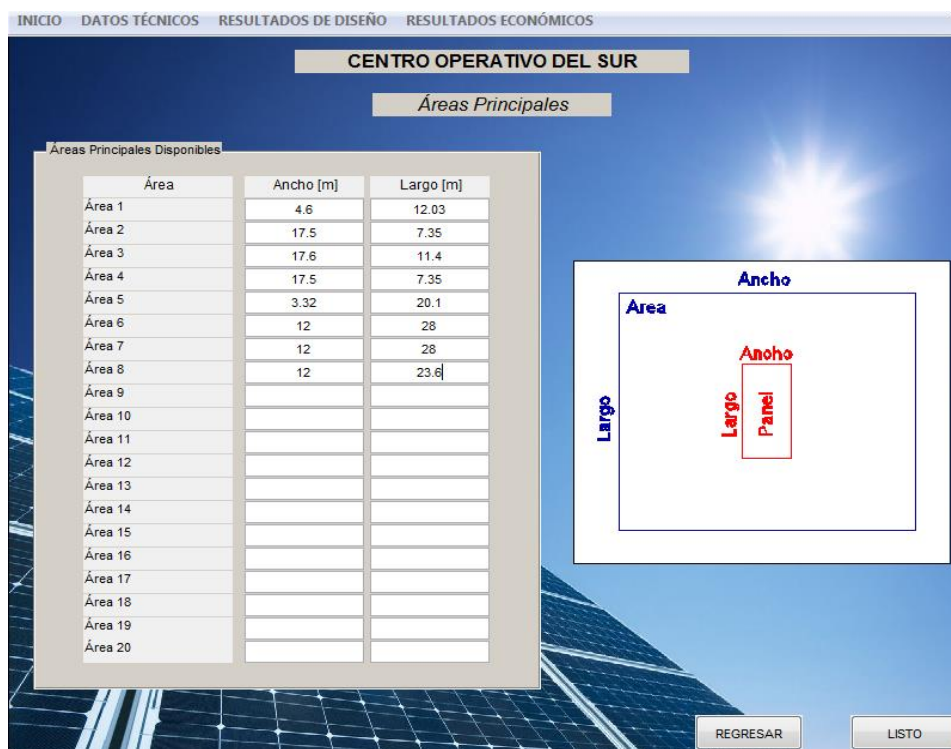


Número de edificios: corresponde al número de edificios que se conforma el área principal y secundaria según corresponda

Número de áreas: son las áreas donde se instalarán los módulos solares.

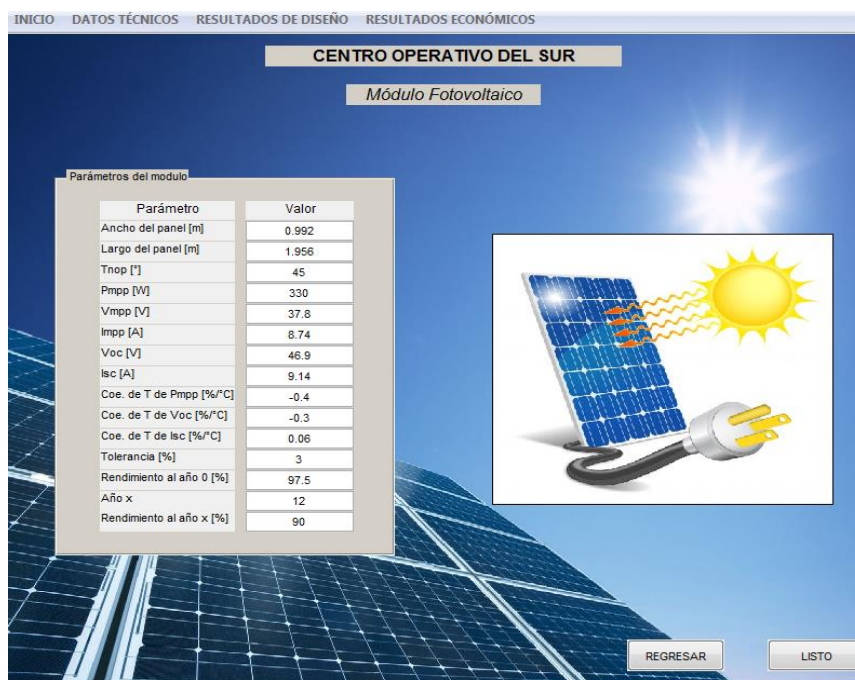
Hmax corresponde a la altura del antepecho que tiene el edificio las cuales provocan sombra

Submenú áreas: Ingreso de valores, este se activa luego de ingresar datos en el submenú especificaciones



Se ingresa las dimensiones de las áreas disponibles por rectángulos.

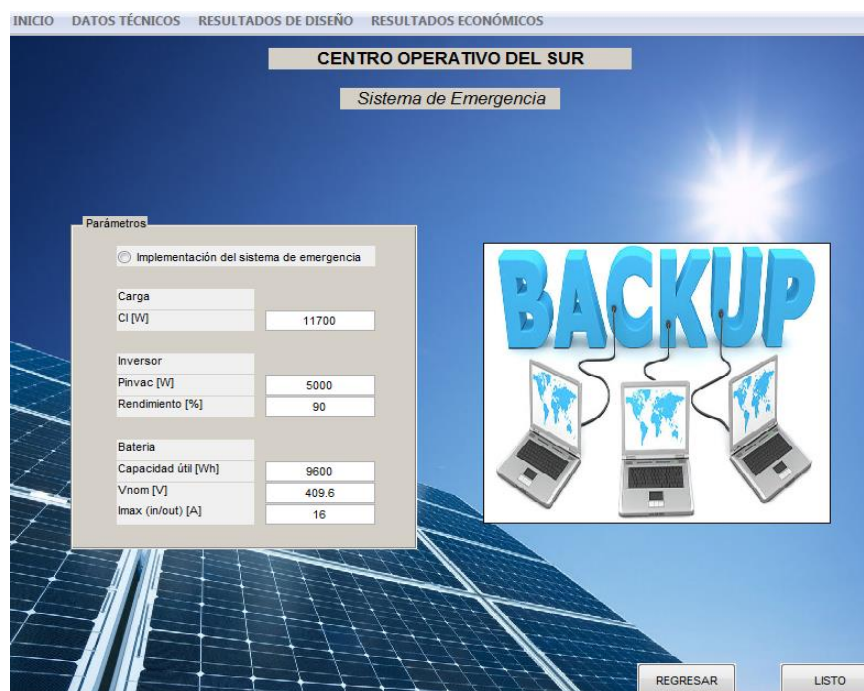
Submenú datos del módulo: ingreso de los datos provistos de un datasheet para cada elemento del sistema fotovoltaico.



Submenú datos del inversor: Ingreso de valores, provistos de un datasheet.

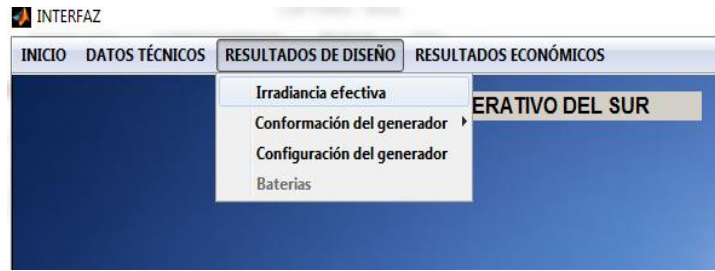


Submenú sistema de emergencia: Ingreso de valores, provistos de un datasheet. En el caso de que aplique se establece la implementación o no de un sistema adicional de emergencia.

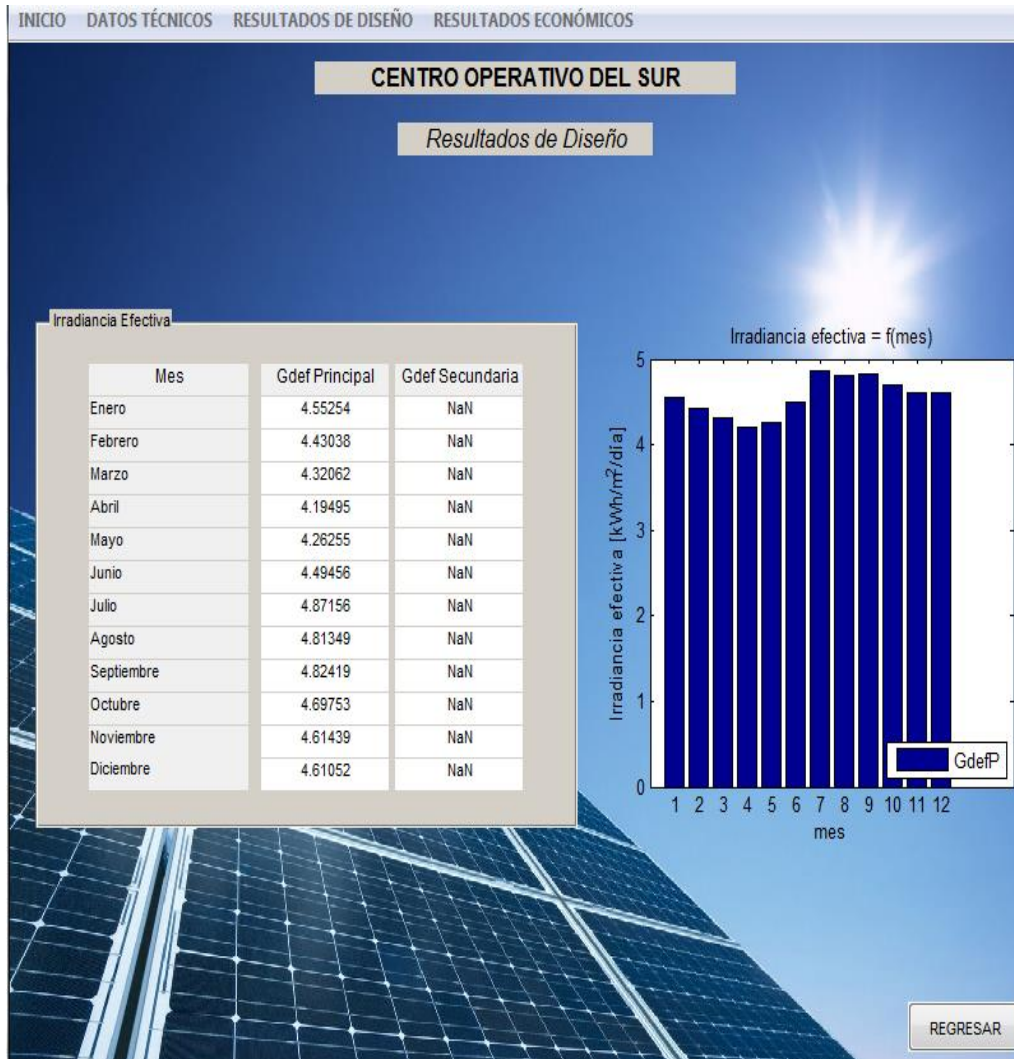


VENTANA RESULTADOS DE DISEÑO

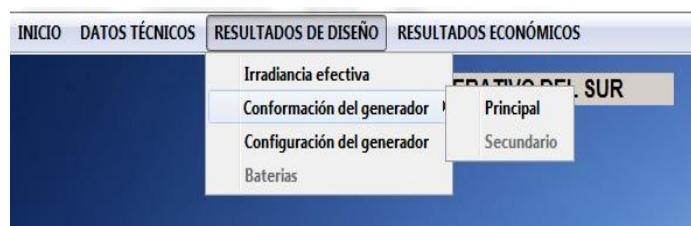
Esta se activa al ingresar todos los datos de la ventana datos técnicos



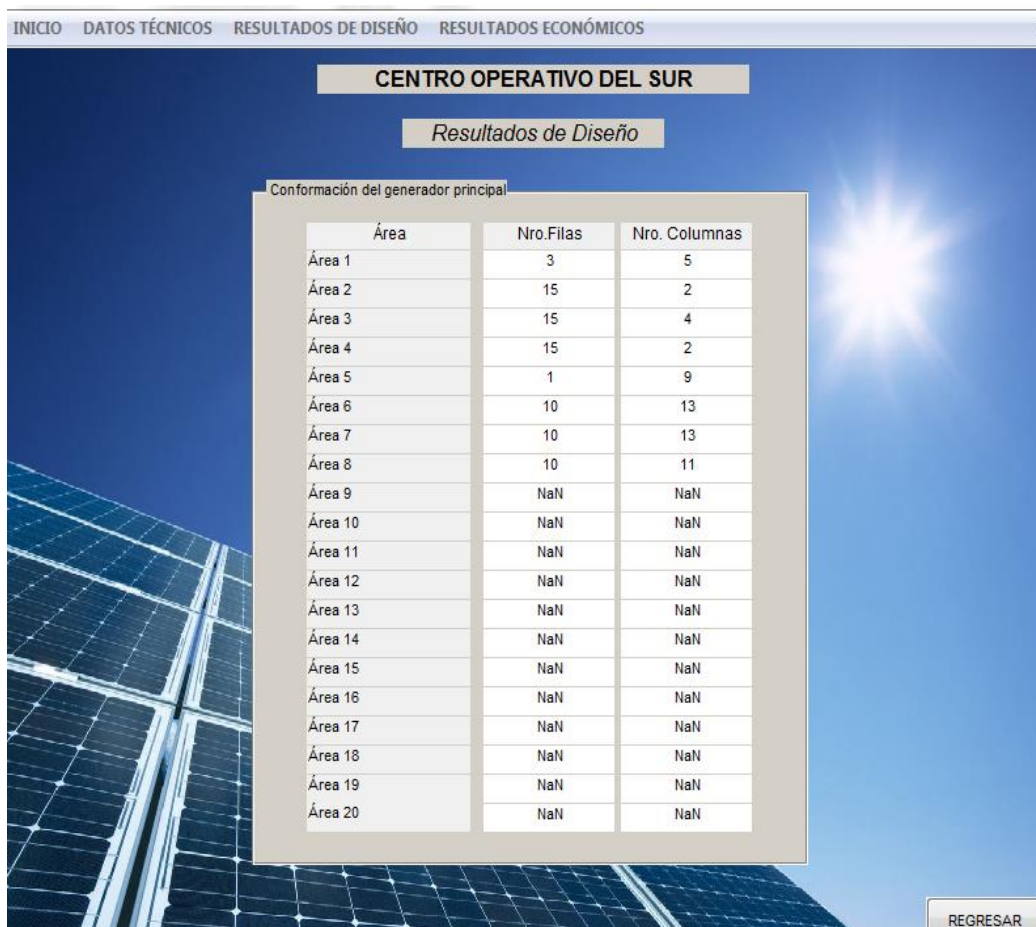
Submenú irradiancia efectiva



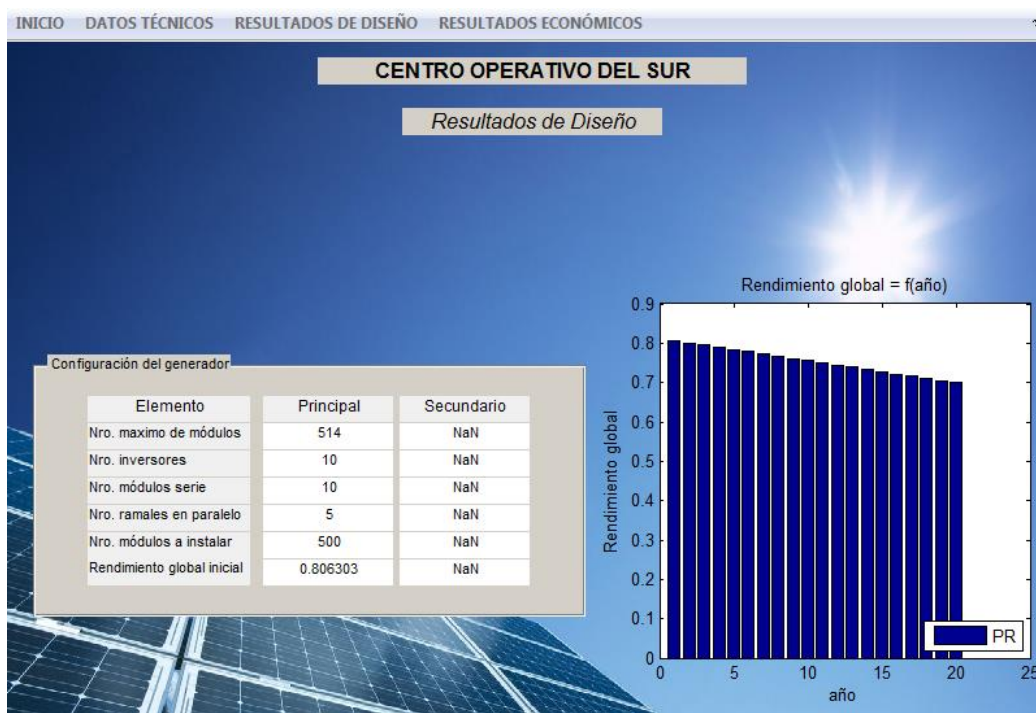
Submenú conformación del generador



Submenú Principal: Arreglos de los paneles solares máximo según el área disponible.



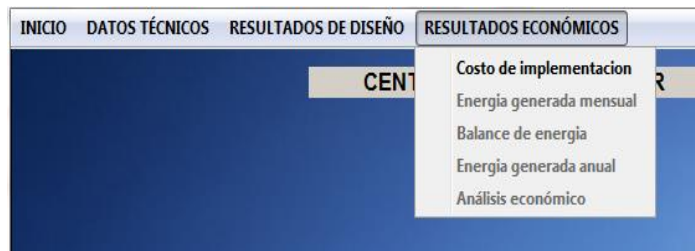
Submenú Configuración del generador.



Submenú Baterías: muestra la información adicional del sistema de emergencia.



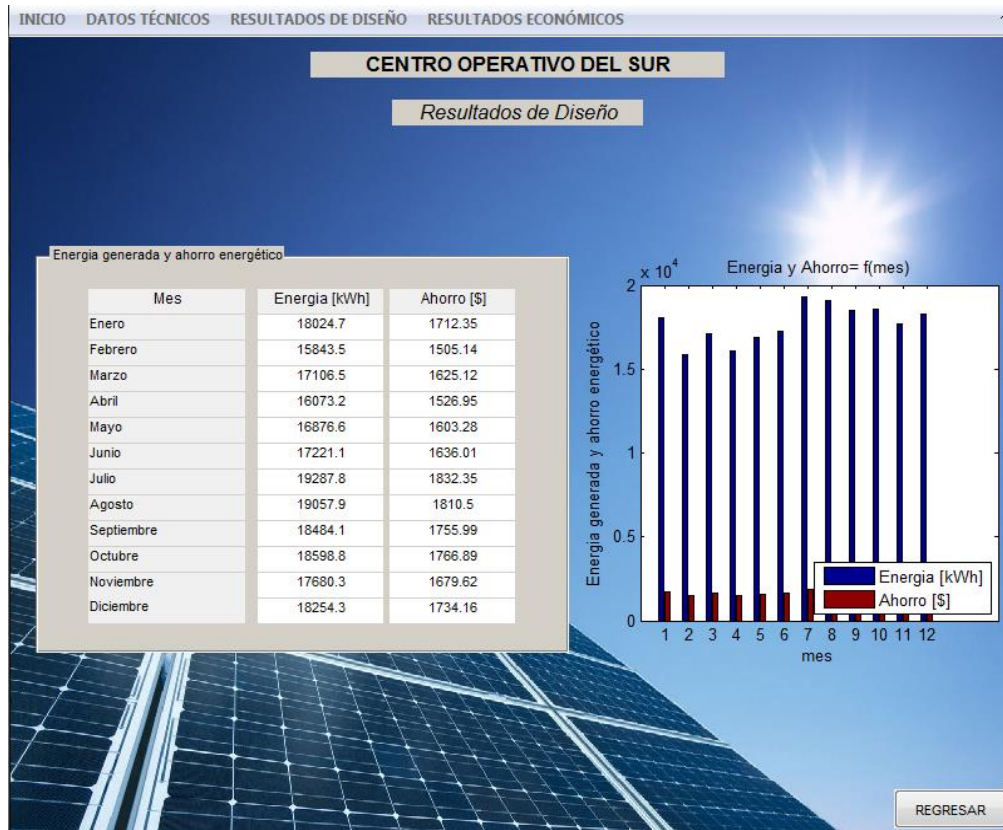
MENÚ RESULTADOS ECONÓMICOS: Las ventanas bloqueadas se activan una vez ingresado los datos en la ventana costo de implementación.



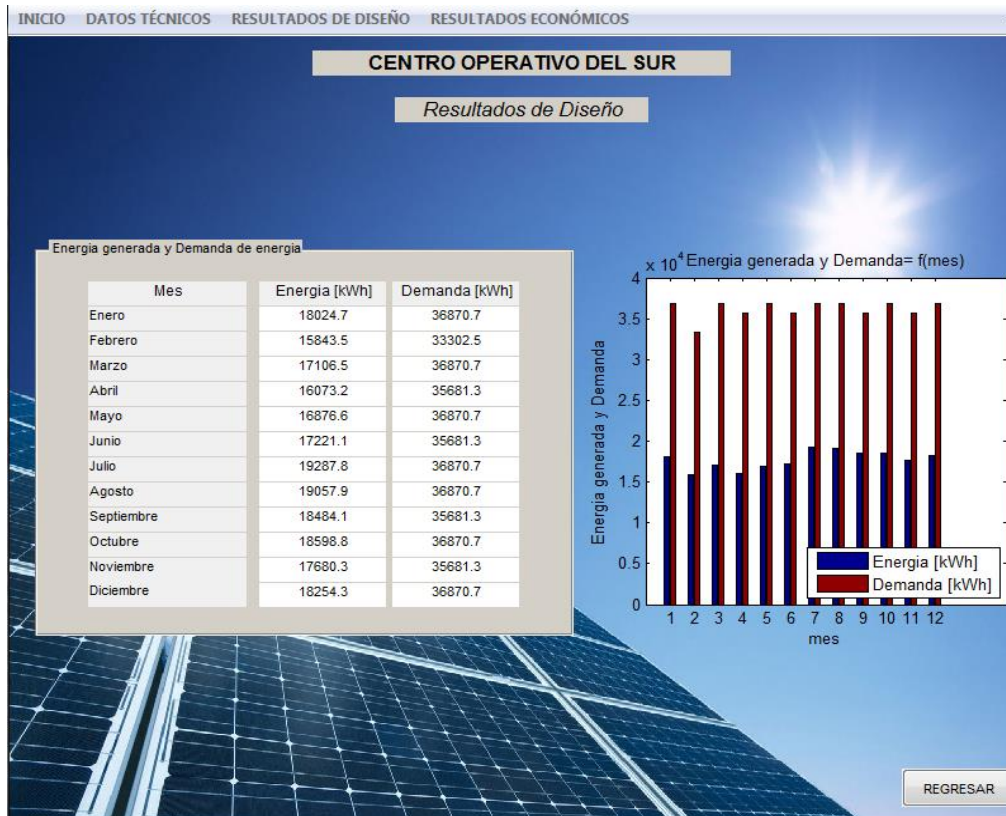
Submenú Costo de implementación: Ingreso de valores solicitados.



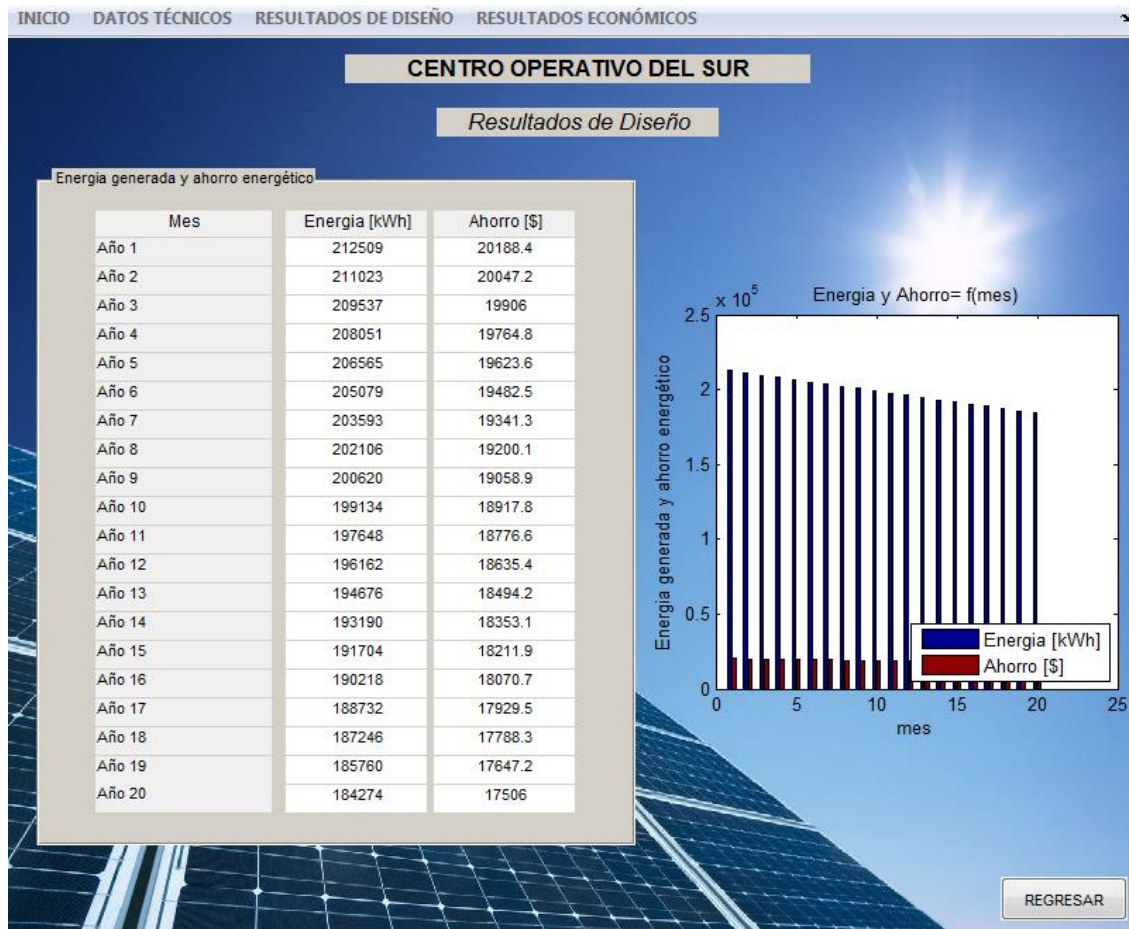
Submenú Energía generada mensual



Submenú Balance de energía



Submenú Energía generada anual



Submenú Análisis económico

Análisis económico

Factura sin sistema FV	41241.6
Factura con sistema FV	21053.3
Tn. CO2 anuales evitadas	150.435
Aporte de energía [%]	48.9514
VAN [\$]	17329.4
TIR [%]	0.0988841
Año de recuperación	14
Mes de recuperación	7

ORDEN DE EMPASTADO