

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE LAS AMÉRICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

TESIS DE LICENCIATURA

**Trabajo Final de Graduación para optar por el grado de
Licenciatura en Ingeniería Electromecánica**

**ANÁLISIS DE FATIGABILIDAD DE LA IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA
FOTOVOLTAICO CON INVERSORES O MICROINVERSORES EN TRES
DIFERENTES ESTACIONES DEL BENÉMERITO CUERPO DE BOMBEROS
DE COSTA RICA**

Autor:

Ingeniero Luis Alfredo Achán Rojas

Tutor:

Ingeniero. José Romero Meneses

Lector:

Ingeniero Adolfo Arias Echandi

San José, Costa Rica

Índice	
CAPÍTULO 1	1
Introducción	1
Introducción	2
Planteamiento del problema:	3
Objetivo general:	3
Objetivos específicos:	3
Justificación	4
Proyecciones	6
Limitantes	6
Antecedentes	7
CAPÍTULO 2	13
Marco referencial	13
2.1 Radiación solar	14
2.2 Paneles solares.....	15
2.2.1 Tipos de paneles solares	15
2.2.2 Celdas de silicio cristalino	16
2.2.2 Celdas de silicio monocristalino	16
2.2.3 Celdas de policristalino	16
2.2.4 Celdas de silicio amorfo	16
2.3 Panel solar fotovoltaico. Funcionamiento.....	17
2.4 Autoconsumo fotovoltaico	18
2.5 Sistemas aislados	19
2.6 Sistemas de conexión a la red	19
2.7 Sistemas conmutados con la red	19
2.8 Principio de funcionamiento de un sistema fotovoltaico	21

2.9 Componentes de un sistema fotovoltaico.....	23
2.9.1 Inversor	23
2.9.2 Microinversor.....	23
2.9.3 Inversor central	25
2.9.4 Estructura soporte	25
2.10 Orientación de los paneles solares	26
2.11 Método de inclinación óptima	27
2.11 Conductor eléctrico	27
2.12 Conexión en paralelo	28
2.13 Cálculo del número de paneles solares	28
2.14 El VAN y la TIR	30
2.15 Sistema de suministro eléctrico con balance neto y reglamentación vigente ARESEP-MINAE	31
2.16 Centro de carga	37
2.17 Puesta a tierra.....	38
CAPÍTULO III	39
Marco metodológico.....	39
3.1 Metodología	40
3.2 Expresión de los datos	40
3.3 Planteamiento del problema por solucionar	41
3.4 Desarrollo.....	42
3.5 Análisis de resultados	43
3.6 Conclusiones.....	43
CAPÍTULO IV	44
Desarrollo	44
4.1 Descripción de la empresa.....	45

4.2 Alcance del proyecto	45
4.3 Estación de bomberos F5	47
4.3.1 Desarrollo del primer caso con la tecnología de inversores a 100% de consumo energético anual	54
4.3.2 Desarrollo del segundo caso con la tecnología de microinversores a 100% del consumo energético anual.	55
4.3.3 Análisis financiero de la estación de bomberos F5, Heredia.....	56
4.3.3.1 Análisis financiero para la tecnología de inversor con una demanda de 100% de consumo	57
4.3.3.2 Análisis financiero F5, tecnología de microinversores con una demanda de 100% de consumo	62
4.4 Estación de Bomberos Tibás, San José.....	64
4.4.1 Desarrollo del primer caso con tecnología de inversores a 100% del consumo energético anual	71
4.4.2 Segundo caso con tecnología de microinversores a 100% del consumo energético anual.....	73
4.4.3 Análisis financiero de la Estación de Bomberos Tibás, San José.	73
4.4.3.1 Análisis financiero del primer caso con tecnología de inversores y con demanda de 100% de consumo.....	74
4.4.3.2 Análisis financiero Tibás, tecnología con microinversores y con una demanda de 100% de consumo.....	79
4.5 Estación de bomberos Cartago.....	82
4.5.1 Primer caso con tecnología de inversores a 100% del consumo energético anual.....	88
4.5.2 Segundo caso con tecnología de microinversores a 100% del consumo energético anual.....	90
4.5.3 Análisis financiero de la estación de bomberos de Cartago	91

4.5.3.1 Análisis financiero de la estación de Cartago con tecnología de inversores y con una demanda de 100% de consumo.....	91
4.5.3.2 Análisis financiero Cartago, tecnología con microinversores con una demanda de 100% de consumo.....	97
4.6 Diagrama unifilar, estación de bomberos F5, tecnología elegida: inversor con una demanda energética de 100%.....	100
4.7 Diagrama unifilar, estación de bomberos de Tibás, tecnología elegida inversor con una demanda energética de 100%.....	103
4.8 Diagrama unifilar, estación de bomberos de Cartago, tecnología elegida inversor con una demanda energética de 100%.	105
4.9 Zonas idóneas para la implementación de sistemas fotovoltaicos de acuerdo con la irradiación solar y las condiciones climáticas que presentan las estaciones de bomberos consideradas en la investigación.....	108
Análisis de resultados	110
Conclusiones	123
Recomendaciones	126
Bibliografía	128
Anexos	130
Anexo 1 Panel solar potencia 300W, modelo CSUN300-72P.....	130
Anexo 2 Microinversor 0.3-1-OUTD.....	132
Anexo 3 Inversor Sunny Boy 7.0-US.....	133
Anexo 4 Inversor Fronius 10.0-TL.....	134
Anexo 5 Inversor Solar Edge 20kW SE20KUS.....	136
Anexo 6 Inversor Solar Edge 100kW, SE100KUS.....	137
Anexo 7 Cotización 135-2020. Sistema Fotovoltaico Cartago Inversor	138
Anexo 8 Cotización 136-2020. Sistema Fotovoltaico Cartago Micro Inversores	139
Anexo 9 Cotización 137-2020. Sistema Fotovoltaico Tibás Inversor	140

Anexo.10 Cotización 138-2020. Sistema Fotovoltaico Tibás Microinversores	141
Anexo.11 Cotización 139-2020. Sistema Fotovoltaico Heredia Inversor.....	142
Anexo.12 Cotización 140-2020. Sistema Fotovoltaico Heredia Microinversores	143
Anexo.13 Tipo cambio del dólar 31 de mayo del 2020	144
Anexo.14 Garantía de inversores por la empresa Electrica Soluciones RCVA, S.A.	145
.....	145

Índice de ilustraciones

Ilustración 1 Terminología fotovoltaica	15
Ilustración 2 Tipos de paneles solares.....	17
Ilustración 3 Diagrama de un sistema fotovoltaico.....	21
Ilustración 4 Celda fotovoltaica	22
Ilustración 5 Símbolo de un panel solar	30
Ilustración 6 Centro de carga.....	38
Ilustración 7 Puesta a tierra	38
Ilustración 8 Condiciones climáticas en la zona cercana a la estación de Bomberos F5	50
Ilustración 9 Condiciones climáticas en la zona cercana a la estación de bomberos de Tibás, San José	67
Ilustración 10 Condiciones climáticas en la zona cercana a la estación de bomberos de Cartago	84
Ilustración 11 Diagrama unifilar, estación Heredia.....	102
Ilustración 12 Diagrama unifilar, estación Tibás	105
Ilustración 13 Diagrama unifilar, estación Cartago	107

Índice de cuadros

Cuadro 1 Consumo energético de la estación de Heredia F5 en el año 2019....	47
Cuadro 2 Generación mensual a partir de la potencia generada por los paneles solares	53
Cuadro 3 Generación de energía de los paneles con una potencia generada de 308.6KWh.....	55
Cuadro 4 Análisis anual de consumos energéticos y energía producida, primer caso, demanda a 100%. Fuente propia	57
Cuadro 5 Resumen de datos, análisis financiero, estación de bomberos F5, inversores 100%	59
Cuadro 6 Desarrollo, VAN y TIR para la estación del F5, tecnología de inversores a 100% de la demanda energética.	60
Cuadro 7 Resumen de datos. Análisis financiero, estación de bomberos F5, micro inversores 100%.....	62
Cuadro 8 Desarrollo VAN y TIR para la estación del F5, tecnología de microinversores a 100% de la demanda energética.	63
Cuadro 9 Consumo energético, estación de bomberos Tibás, San José. Fuente: Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica	64
Cuadro 10 Generación mensual a partir de la potencia generada por los paneles solares. Tibás, San José.....	70
Cuadro 11 Generación de energía de los paneles con una potencia generada de 8.002kWh.....	72
Cuadro 12 Análisis anual de consumos energéticos y energía producida, estación de bomberos Tibás, San José; caso demanda a 100%. Fuente propia.....	74
Cuadro 13 Resumen de datos. Análisis financiero, estación de bomberos de Tibás, inversores 100%	76
Cuadro 14 Desarrollo VAN y TIR para la estación Tibás, tecnología de inversores a 100% de la demanda energética.	77
Cuadro 15 Resumen de datos. Análisis financiero, estación de bomberos Tibas, microinversores 100%	79
Cuadro 16 Desarrollo del VAN y la TIR para la estación Tibas, tecnología de microinversores a 100% de la demanda energética.	80

Cuadro 17 Consumo energético estación de bomberos Cartago. Fuente Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica	82
Cuadro 18 Generación mensual a partir de la potencia generada de los paneles solares. Cartago.	87
Cuadro 19 Generación de energía de los paneles con una potencia generada de 5 110kWh.....	90
Cuadro 20 Análisis anual de consumos energéticos y energía producida, estación de bomberos Cartago; caso demanda a 100%. Fuente propia.....	92
Cuadro 21 Resumen de datos, análisis financiero, estación de bomberos Cartago, inversores 100%	94
Cuadro 22 Desarrollo VAN y TIR para la estación Cartago, tecnología de inversores a 100% de la demanda energética.....	95
Cuadro 23 Resumen de datos. Análisis financiero, estación de bomberos Cartago, micro inversores 100%.....	97
Cuadro 24 Desarrollo del VAN y la TIR para la estación Cartago, tecnología de micro inversores a 100% de la demanda energética.	98

CAPÍTULO 1

Introducción

Introducción

En la actualidad los sistemas fotovoltaicos tienen una gran demanda, por lo cual en Costa Rica se ha mantenido en constante crecimiento la producción de paneles solares. Por ello el Gobierno incentiva su uso por diferentes medios de publicidad que utiliza para darlos a conocer al mundo, especialmente por ser Costa Rica un país renovable en el que se implementan diferentes tecnologías para captar recursos energéticos del ambiente sin dejar huella humana. Cada hora el sol lanza a la tierra más energía de la necesaria para satisfacer las necesidades mundiales de ella durante un año entero. La energía proveniente del sol es la que el sistema fotovoltaico convierte en energía eléctrica por medio del proceso de irradiación solar en las celdas fotovoltaicas.

Con la tecnología de sistemas fotovoltaicos en la actualidad se genera menos de una décima parte del 1% de la demanda mundial de energía eléctrica. A pesar de los inconvenientes, el uso de energía solar ha aumentado 20% al año durante los últimos quince años; esto gracias al rápido descenso de los precios y a las ganancias habidas en eficiencia. Japón, Alemania y los Estados Unidos de América son los principales mercados de células solares. Con incentivos tributarios, la electricidad solar a menudo puede amortizarse en un periodo de cinco a diez años, dependiendo de las condiciones climáticas y de la irradiación solar que se requiera para la instalación del sistema. Se logran así sistemas de alta eficiencia en la producción de energía eléctrica.

Costa Rica es un país en el cual se puede explotar la tecnología de sistemas fotovoltaicos por la gran capacidad de irradiación solar con la que cuenta. Sin duda, esto lo convierte en un lugar ideal para la instalación de sistemas

fotovoltaicos, con los cuales se reduce la contaminación al producir energía eléctrica. Así disminuye la huella de carbono que genera el país y se aporta a uno de los planes de gobierno con el cual se pretende un país con cero huellas de carbono, un país totalmente carbono neutral.

Planteamiento del problema:

¿Cuál es la factibilidad de implementación de un sistema fotovoltaico con inversores o microinversores en tres diferentes estaciones del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica?

Objetivo general:

Analizar la factibilidad de implementación de un sistema fotovoltaico con inversores o microinversores en tres diferentes estaciones del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica.

Objetivos específicos:

1. Determinar las zonas más adecuadas para la implementación de sistemas fotovoltaicos, de acuerdo con la irradiación solar que se presenta en las estaciones de bomberos contempladas en la investigación.
2. Determinar cuál sistema fotovoltaico con inversores o microinversores es más conveniente para implementarlo en las estaciones del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica.

3. Cuantificar la cantidad de paneles solares necesarios para la instalación de los dos sistemas fotovoltaicos, uno con inversores y otro con microinversores.
4. Elaborar el diagrama unifilar del sistema más conveniente por implementar de acuerdo con el NEC 2014 (código eléctrico), de acuerdo con los artículos del Código Eléctrico que por los que se rige la instalación de sistemas fotovoltaicos.
5. Realizar un análisis financiero para poder determinar la factibilidad de retorno de la inversión que implica la instalación de los sistemas y poder seleccionar el sistema óptimo y más eficiente.

Justificación

El Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica pertenece a las instituciones del gobierno de primera respuesta ante cualquier emergencia que surja en el país. Los cuerpos de bomberos trabajan las veinticuatro horas del día durante los treientos sesenta y cinco días del año para garantizar la seguridad del país. Se encuentran ubicados y distribuidos a lo largo y ancho de todo el territorio costarricense.

El Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica cuenta con diferentes estaciones de bomberos en las siete provincias del país, las cuales tienen diferentes capacidades, equipos de trabajo y consumos energéticos en cada estación, y trabajan jornadas continuas para garantizar una pronta respuesta ante cualquier emergencia.

De lo anterior surge el objetivo de esta investigación, el cual es analizar la factibilidad de implementación de un sistema fotovoltaico con inversores o microinversores eficiente, para tres diferentes estaciones del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica. En lo que corresponde al alcance se realizarán el análisis y la evaluación de las zonas idóneas para la implementación de estos sistemas fotovoltaicos, de acuerdo con la irradiación solar y las condiciones climáticas que se presentan. De ello se generará una propuesta de diseño óptimo que llene las necesidades de consumo energético que requiere cada estación.

Finalizada la investigación y generada la propuesta de diseño final se alcanzará el objetivo propuesto, el cual –como se dijo- es generar un diseño óptimo para cada una de las tres estaciones de bomberos del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica, y así contribuir con los proyectos del gobierno de hacer de Costa Rica un país más verde que el actual.

Proyecciones

Como resultado del estudio y como alcance del proyecto se entregará un documento formal en un disco compacto o memoria USB, en el que se detallará el mejor diseño fotovoltaico posible para las tres estaciones del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica. Este archivo va a contener la memoria de cálculo, el diseño con diagrama unifilar y los análisis financieros que respalden la factibilidad del proyecto.

Limitantes

Una de las limitaciones fue la de los horarios en los que se permiten visitas técnicas a la estaciones de bomberos. A ellas solo se puede ingresar con una autorización expresa y en compañía del encargado asignado de recursos humanos; esto de lunes a viernes de 8:00 am a 4:10 pm, horario que no coincidía con el del investigador.

La pandemia del COVID-19 fue otro de los inconvenientes, ya que actualmente el Gobierno giró directrices para evitar los contactos físicos en reuniones. Por ende, el Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica no está permitiendo el ingreso de ningún tipo de personas a las estaciones de bomberos.

Antecedentes

Tesis N.º 1

Tema: Diseño eléctrico y propuesta de sistema fotovoltaico tipo residencial

Autores: Ing. Frank Vilanova Campos

Año: 2016

La tesis presentada por el autor Frank Vilanova Campos se basa en lo que es el diseño eléctrico y en la propuesta de un sistema fotovoltaico de tipo residencial. En esta investigación el autor considera distintos puntos para realizar los cálculos de retorno de la inversión y el ahorro anual que le va a generar el sistema. Estos datos pueden ser de ayuda a la hora de calcular la inversión que deba realizarse en el sistema fotovoltaico por implementar.

En la investigación el autor aplica la norma AR-NT-POASEN-2014 de la ARESEP sobre la generación de electricidad para autoconsumo. De ella toman en cuenta aspectos técnicos y comerciales necesarios en el sistema por desarrollar, así como requisitos necesarios para optar por un sistema de este tipo. Todo ello con la finalidad de abordar el proyecto de la forma más adecuada.

Este documento hace mención a diferentes normativas que se han de tener en cuenta en el momento de diseñar un sistema de generación de energías renovables. Estas normas hacen referencia al uso racional de la energía, las limitaciones al acceso, los costos del acceso a la red, entre

otros, por lo que el documento será de gran utilidad para obtener un diseño óptimo.

Otros datos utilizados por el autor en el proyecto corresponden a un número de casos sobre viviendas con cierto consumo de kilovatios hora (kWh), en las que el sistema fotovoltaico suple cierto porcentaje de ese consumo total de las casas.

Además, se presentan los retornos de la inversión en cada caso, datos podrían ser usados como elementos comparativos o guía dentro de la propuesta que se va a hacer para la implementación del sistema energético con paneles solares.

Al realizarse esta investigación sobre lo que es la zona de Santa Ana de San José, por ser una zona que no presenta las mejores condiciones de radiación solar y temperatura del país, el autor aclara que las ofertas se pueden mejorar respecto a tiempos de recuperación de la inversión y a mayores ahorros. Esto si el proyecto se lleva a cabo en zonas en donde las condiciones sean más adecuadas para instalar un sistema fotovoltaico y para aprovechar más el sistema, y así obtener mejores resultados económicos.

Tesis N.º 2**Tema:** Diseño eléctrico para villas turísticas incluidos paneles fotovoltaicos**Autores:** José Francisco Calderón Varela**Año:** 2016

Este proyecto consiste en el diseño de las instalaciones eléctricas necesarias para un proyecto familiar con posibilidades de explotación comercial. Incluye, además, el diseño y el análisis económico de los sistemas fotovoltaicos necesarios para suplir parte de su demanda. Esto con el fin, no solo de contribuir con el ambiente, sino también el de disminuir los costos de operación para así poder reinvertir el dinero ahorrado en el mismo proyecto.

El diseño eléctrico se realiza con base en el NEC 2008, vigente en el país para este tipo de proyectos. Por ende, se usan su metodología y parámetros con el fin de obtener un diseño eléctrico no solo funcional sino también seguro. Este se realiza con base en las necesidades del proyecto. Por tanto, en su desarrollo se pasó por etapas de definición de estas, evaluación del lugar más adecuado para tableros, equipos y otros; además de la búsqueda de las referencias de los equipos por instalar, todo con el fin de definir cargas estimadas en salidas eléctricas específicas.

En lo que se refiere al diseño del sistema fotovoltaico se introducen el concepto de energía solar como fuente de generación eléctrica y el esquema básico de los proyectos fotovoltaicos, sus componentes principales, características que los definen, tipos de sistemas y conceptos básicos que se deben conocer a la hora de su diseño.

En la fase de diseño se utilizaron datos de sistemas satelitales con el fin de obtener la radiación de la zona, la temperatura y otros, para estimar cómo se comportan estos paneles en la realidad desde un amplio rango de temperaturas y luz solar, para lograr llegar a un diseño adecuado del proyecto en lo que corresponde a la instalación eléctrica, calibre de conductores, protecciones y desarrollo de la instalación fotovoltaica con inversor central conectado a la red de distribución eléctrica.

El cálculo del sistema se realiza tomando en cuenta el *Performance Ratio*. Este es la relación de la energía real obtenida por el módulo en la salida teórica que se debería obtener, con el fin de realizar una predicción más precisa de rendimiento y del retorno de inversión a largo plazo de los sistemas fotovoltaicos.

Finalmente, se lleva a cabo un análisis de viabilidad económica del proyecto en el que se calcularon el VAN, la TIR y el retorno de la inversión, los cuales son parámetros básicos para analizar un proyecto en el largo plazo. A partir del análisis financiero se determinaron la rentabilidad de los sistemas propuestos y el retorno de su inversión.

Tesis N.º 3

Tema: Instalación solar fotovoltaica conectada a la red sobre la azotea de una nave

Autores: Israel Blanco Sardinero

Año: 2016

Este proyecto tenía como principal objetivo cambiar el modelo de desarrollo económico actual, basado en el uso intensivo de recursos energéticos de origen fósil, que provoca impactos medioambientales negativos y desequilibrios socioeconómicos, los cuales obligan a definir un nuevo modelo de desarrollo sostenible.

El documento contiene información importante, como es la de definir la orientación de los paneles en el momento de su instalación para que estos capturen la mayor cantidad de radiación solar en el transcurso del día. La captación de radiación solar se intensifica si se colocan hacia el sur. Pero, si en el lugar de la instalación hay dificultades de radiación al sur, se puede calcular por el ángulo llamado *azimut* α , que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar.

Los valores típicos son 0° para los módulos al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

En este modelo también se explica el cálculo de la inclinación óptima de los paneles solares. Estos se obtendrán mediante el método de “mes peor”, el cual corresponde al mes de menor radiación captada sobre los paneles. Para utilizar este método se debe tomar en cuenta el periodo en el cual se utilizará la instalación solar fotovoltaica.

Debe definirse si se explotará en verano, en invierno o durante todo el año, y determinarse la latitud del emplazamiento en donde estarán instalados los paneles solares. Además, se menciona un mantenimiento preventivo consistente en hacer inspecciones visuales en los instrumentos importantes de la instalación: inversor, panel solar y dispositivos de protección, y la limpieza de la superficie de los paneles.

CAPÍTULO 2

Marco referencial

2.1 Radiación solar

El sol produce una cantidad de energía constante que en el momento de incidir en la superficie terrestre pierde parte de su potencia debido a distintos fenómenos ambientales.

La potencia radiante de 1.367 W/m^2 , denominada constante solar, que llega al Planeta Tierra no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre, debido a la influencia de los fenómenos atmosféricos, la actividad humana, la forma propia de la Tierra, el ciclo día/noche y la órbita elíptica de la Tierra. La atmósfera atenúa la radiación solar debido a los fenómenos de reflexión, absorción y difusión que los componentes atmosféricos (moléculas de aire, ozono, vapor de agua, CO_2 , aerosoles, etc.) producen sobre esta.

Además de la radiación directa, difusa y de albedo, hay que tener en cuenta que cuando los rayos solares no inciden perpendicularmente sobre unas celdas fotovoltaicas, se producen pérdidas por reflexión y absorción en las capas anteriores a la célula, como vidrio, encapsulante y capa antirreflexiva. También es necesario tener en cuenta las pérdidas por suciedad y los efectos espectrales, ya que las células solares responden selectivamente a los fotones de la luz incidente; es decir, que para cada longitud de onda de la radiación solar incidente generan una corriente determinada. Teniendo en cuenta todos estos parámetros, la irradiación que incide en un plano horizontal de la superficie terrestre en un día claro, al mediodía, alcanza un valor máximo de 1.000 W/m^2 , aproximadamente. Este valor depende del lugar y, sobre todo, de la nubosidad, como se la llama. (Sfe-solar, s.f.)

2.2 Paneles solares

Un panel fotovoltaico es un conjunto de celdas fotovoltaicas interconectadas entre sí. Un panel fotovoltaico es usado como componente de un sistema FV para ofrecer electricidad limpia y renovable, tanto a la industria comercial como a la residencial. La mayoría de los paneles FV son rígidos, pero ya existen paneles flexibles basados en las celdas solares delgadas. Las conexiones eléctricas son hechas en serie para alcanzar la salida de voltaje deseada, y en paralelo para lograr la cantidad de corriente necesaria. (Antonio, Guerrero, Hernández & Santillán, 2011) En la figura 1 se presenta visualmente la terminología fotovoltaica.

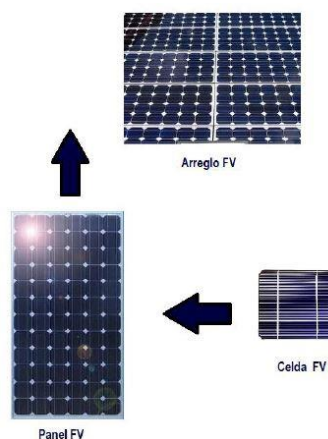


Ilustración 1 Terminología Fotovoltaica

2.2.1 Tipos de paneles solares

Existen distintos tipos de paneles fotovoltaicos y su clasificación depende de su proceso de fabricación, ya que tienen diferente rendimiento, aplicación y precio.

2.2.2 Celdas de silicio cristalino

Son las celdas que predominan hoy en el mercado mundial. Esto se debe a sus características: madurez, confiabilidad y larga vida útil (de 20 a 30 años).

2.2.2 Celdas de silicio monocristalino

Estas celdas están hechas de un solo cristal de silicio de muy alta pureza. Los módulos con estas celdas son los más maduros del mercado, lo que genera confiabilidad en el dispositivo.

2.2.3 Celdas de policristalino

Estas celdas son fabricadas de silicio, mezclado este con arsenio y galio. Son más fáciles de conseguir y tienen un rendimiento menor que el de las anteriores pero no son nada despreciable. Son perfectas para lugares en los que las condiciones ambientales impidan que la celda se rompa. Son muy duraderas para emplear en otras condiciones ambientales.

2.2.4 Celdas de silicio amorfo

Este tipo de celdas tienen baja durabilidad pero bajo costo. Su eficiencia es más baja de 6 a 10% y tiende a cero con su envejecimiento. Proporcionan una cantidad de energía muy baja.

La figura muestra los diferentes tipos de paneles fotovoltaicos antes descritos:



Ilustración 2 Tipos de paneles solares

2.3 Panel solar fotovoltaico. Funcionamiento

Los paneles fotovoltaicos están formados por numerosas celdas que convierten la luz en electricidad. Las celdas a veces son llamadas células fotovoltaicas. Estas celdas dependen del efecto fotovoltaico por el que la energía lumínica produce cargas positiva y negativa en dos semiconductores próximos de diferente tipo, y producen así un campo eléctrico capaz de generar una corriente.

Los materiales para celdas solares suelen ser silicio cristalino o arseniuro de galio. Los cristales de arseniuro de galio se fabrican especialmente para uso fotovoltaico, mientras que los cristales de silicio están disponibles en lingotes normalizados, más baratos, producidos principalmente para el consumo de la industria microelectrónica. El silicio policristalino tiene una menor eficacia de conversión, pero también menor costo.

Cuando se expone a luz solar directa, una celda de silicio de 6 cm de diámetro puede producir una corriente de alrededor 0,5 A a 0,5 V (equivalente a un promedio de 90 W/m², en un campo de normalmente 50-150 W/m²,

dependiendo del brillo solar y de la eficiencia de la celda). El arseniuro de galio es más eficaz que el silicio, pero también más costoso. (Wikipedia, 2020)

2.4 Autoconsumo fotovoltaico

El autoconsumo fotovoltaico hace referencia a la producción individual de electricidad para el propio consumo, por medio de paneles solares fotovoltaicos. Esta práctica puede ser llevada a cabo por individuos, familias, empresas, centros públicos, etc., siempre y cuando la electricidad producida solo la utilicen ellos. El sistema tecnológico que se utiliza para generar la electricidad es denominado sistema de autoconsumo.

Gracias a los avances tecnológicos, la sofisticación y la economía de escala, el costo de la energía solar fotovoltaica se ha reducido de forma constante, desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales, y su costo medio de generación eléctrica ya es competitivo con las fuentes de energía convencionales en un creciente número de regiones geográficas, con lo que alcanza la paridad de red. El costo de la electricidad solar ha disminuido lo suficiente como para alcanzar el momento en el que se realizan instalaciones, aunque no se incentiven.

2.5 Sistemas aislados

El sistema aislado se utiliza para producir electricidad que se consume en el instante o se almacena en una o varias baterías eléctricas para posterior uso.

2.6 Sistemas de conexión a la red

El sistema de conexión a red permite verter los excesos de electricidad, es decir, la que no se consume, a la red eléctrica. Esto permite obtener un suministro de electricidad con el mecanismo de compensación diferida o balance neto, un sistema de compensación de saldos, gestionado por las compañías eléctricas, que descuenta de la electricidad obtenida de la red los excesos de producción del sistema de autoconsumo. Esta práctica está sujeta a la legislación vigente en cada país.

2.7 Sistemas conmutados con la red

También se puede hacer un sistema conmutado con la red; bien con un conmutador aparte o uno integrado en el inversor (disponibles en el mercado), que conmutan la instalación solar con la de la red en 10 milisegundos. Con ello se convierte la instalación solar en una aislada, pues nunca se "toca" con la compañía. Hacen falta unas baterías con un poco de acumulación, lo que encarece demasiado la instalación comparada con la de conexión, pero puede acogerse a la legislación de aislada.

Componentes de un sistema de autoconsumo fotovoltaico

Un sistema de autoconsumo fotovoltaico de conexión a red está formado por el conjunto de paneles fotovoltaicos y por un inversor.

Aparte de estos, los sistemas de autoconsumo pueden incorporar otros componentes, como los descritos a continuación:

- Una estructura para la sustentación de las placas fotovoltaicas.
- Baterías o acumuladores para almacenar la energía. Estos son necesarios en el caso de sistema de autoconsumo aislado, no en los de conexión a red.
- Inversores de corriente continua de baterías a corriente alterna.
- Cargadores de baterías.
- Reguladores para controlar y gestionar las baterías. Son dispositivos que controlan constantemente el estado de carga de las baterías con la finalidad de alargar su vida útil y de protegerlas frente a sobrecargas y sobredescargas. Estos reguladores cuentan con microcontroladores que permiten gestionar los sistemas fotovoltaicos.
- Accesorios para monitorizar el comportamiento del sistema. Permiten controlar los parámetros más importantes de las instalaciones fotovoltaicas.

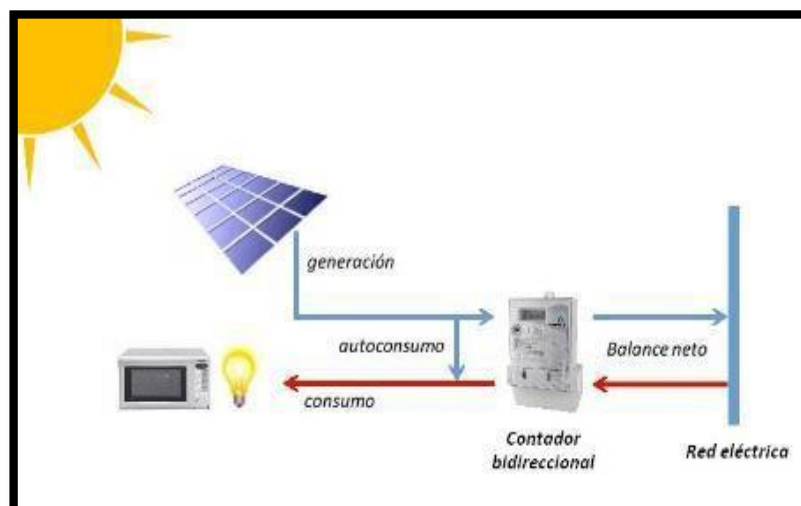


Ilustración 3 Diagrama de un sistema fotovoltaico

2.8 Principio de funcionamiento de un sistema fotovoltaico

Cuando un semiconductor dopado se expone a radiación electromagnética se desprende de él un fotón, que golpea a un electrón y lo arranca, lo que crea un hueco en el átomo. Normalmente, el electrón encuentra rápidamente otro hueco para volver a llenarlo, y la energía proporcionada por el fotón, por tanto, se disipa en forma de calor. El principio de una célula fotovoltaica es obligar a los electrones y a los huecos a avanzar hacia el lado opuesto del material, en lugar de simplemente recombinarse en él. Así se producirá una diferencia de potencial y, por lo tanto, tensión entre las dos partes del material, como ocurre en una pila.

Para ello se crea un campo eléctrico permanente por medio de una unión pn entre dos capas dopadas, respectivamente, p y n. En las células de silicio que son mayoritariamente utilizadas se encuentran, por tanto:

- La capa superior de la celda, que se compone de silicio dopado de tipo n. En esta capa hay un número de electrones libres mayor que en una capa

de silicio puro, de ahí el nombre del dopaje n, negativo. El material permanece eléctricamente neutro ya que tanto los átomos de silicio como los del material dopante son neutros; pero la red cristalina tiene globalmente una mayor presencia de electrones que en una red de silicio puro.

- La capa inferior de la celda, que se compone de silicio dopado de tipo p tiene, por lo tanto, una cantidad media de electrones libres menor que una capa de silicio puro. Los electrones están ligados a la red cristalina que, en consecuencia, es eléctricamente neutra, pero presenta huecos positivos (p). La conducción eléctrica está asegurada por estos portadores de carga que se desplazan por todo el material.

En resumen, una célula fotovoltaica es el equivalente a un generador de energía al que se ha añadido un diodo. Para lograr una célula solar práctica, además, es preciso añadir contactos eléctricos que permitan extraer la energía generada, una capa que proteja la célula pero que deje pasar la luz; una capa antirreflectante para garantizar la correcta absorción de los fotones y otros elementos que aumenten su eficiencia.

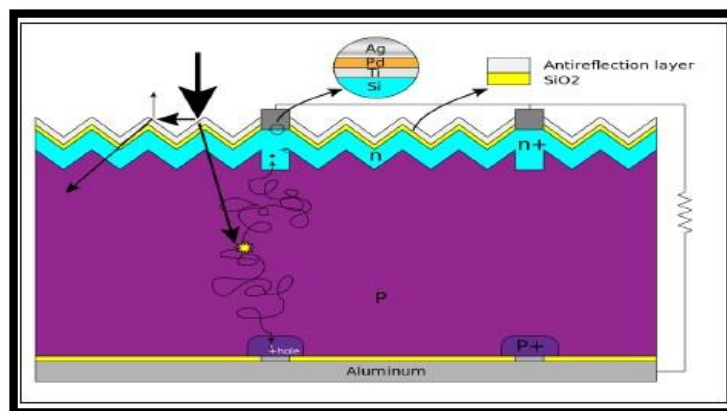


Ilustración 4 Celda Fotovoltaica

2.9 Componentes de un sistema fotovoltaico

La célula solar es el elemento principal de cualquier instalación de energía solar. Es el generador que recibe el nombre de célula solar. Se caracteriza por convertir directamente en electricidad los fotones provenientes de la luz del sol. Su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico. Una célula solar se comporta como un diodo: la parte expuesta a la radiación solar es material N y la parte situada en la zona de oscuridad es material P. Las terminales de conexión de la célula se hallan sobre cada una de estas partes del diodo: la cara correspondiente a la zona P se encuentra metalizada por completo (no tiene que recibir luz), mientras que en la zona N el metalizado tiene forma de peine, a fin de que la radiación solar llegue al conductor.

2.9.1 Inversor

La función de un inversor es cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseadas por el usuario o diseñador. Los inversores se utilizan en una gran variedad de aplicaciones, desde pequeñas fuentes de alimentación para computadoras hasta aplicaciones industriales para controlar alta potencia. Los inversores también se utilizan para convertir la corriente continua generada por los paneles solares fotovoltaicos, acumuladores o baterías, en corriente alterna y que de esta manera puedan ser inyectados en la red eléctrica o usados en instalaciones eléctricas aisladas

2.9.2 Microinversor

El microinversor es un dispositivo cuya función, al igual que la del inversor, es cambiar el voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna.

Principales características:

- Tiene capacidad para controlar uno, dos o cuatro paneles fotovoltaicos, dependiendo de la marca.
- Se puede conectar una cantidad ilimitada de microinversores.
- El sistema se vuelve totalmente modular. Se pueden instalar uno, dos o tres y dejarlos preparados para que crezcan en el futuro.
- La gran ventaja de un microinversor sobre un inversor central es que el sistema no se ve afectado por las sombras. Es decir, si un panel es afectado por una sombra los demás paneles siguen trabajando en 100%. Si un panel está dañado todos los demás siguen trabajando. Se va a obtener el máximo de potencia de cada uno de los paneles.
- Al tener sistema de monitoreo se obtiene información de cada uno de los paneles fotovoltaicos. Fácilmente se puede detectar una falla.
- Se recomienda instalar equipos en proyectos de hasta 20 paneles fotoeléctricos, ya que es el máximo en el que los microinversores son competitivos en precio. Se pueden instalar más pero el precio se eleva considerablemente.
- Las garantías de los equipos van de veinte a treinta años.

2.9.3 Inversor central

Principales características

- Tiene capacidad para controlar cualquier cantidad de celdas solares, dependiendo de la marca y de la capacidad deseada.
- Su potencia está limitada a cierta cantidad de placas solares. En caso de que se quiera aumentar la potencia se necesita tener otro inversor, aun cuando solo se quieran instalar uno, dos o tres paneles. La inversión en comprar otro inversor es bastante alta.
- La gran desventaja de un inversor es que si un solo panel es afectado por la sombra el sistema estará trabajando con el panel que le suministre la menor potencia. Si un panel está dañado o está suministrando menor potencia todo el sistema trabajará al mínimo.
- Al monitorearse se puede obtener información del sistema completo y cualquier falla es difícil de detectar.
- Las garantías de los equipos van de diez a quince años. (Voltingenieria, 2014)

2.9.4 Estructura soporte

En estructuras móviles el uso de seguidores solares a uno o dos ejes permite aumentar considerablemente la producción solar, en torno a 30% para los primeros y a 6% adicional para los segundos, en lugares de elevada radiación

directa. Los seguidores solares son bastante comunes en aplicaciones fotovoltaicas.

En estructuras fijas tienen una orientación e inclinación fija que se calcula a la hora de diseñar la instalación. Esta inclinación y orientación suelen ser impuestas por la situación de la instalación, como tejados con una determinada inclinación y orientación; o bien, las óptimas para la localización del lugar en donde se va a realizar la instalación solar, dependiendo de la latitud.

2.10 Orientación de los paneles solares

La orientación más adecuada será colocando los módulos hacia el sur geográfico. Para determinar de forma exacta esta posición se puede utilizar una brújula. También hay que evitar siempre que edificios o árboles de la zona proyecten sombras encima de los paneles a lo largo del día. Antes de colocar los paneles se debe tener en cuenta este hecho para no tener sorpresas después de su instalación. La mejor época para ver si hay sombras será en invierno, ya que estas serán más alargadas que en verano a causa de la poca altura del sol. Así, pues, si en invierno no hay sombras no deberá haberlas tampoco durante el resto del año.

En zonas de montaña en donde sean frecuentes las nevadas será importante aprovechar las fuertes pendientes del tejado que beneficiarán, por un lado, por su ángulo de inclinación propicio para invierno, y, por el otro lado, porque permitirán que caiga la nieve y que no se acumule encima de los paneles solares.

Hay que remarcar también que en algunas viviendas y casas de campo por motivos estéticos se prefiere colocar los paneles con la misma inclinación que la del tejado.

2.11 Método de inclinación óptima

La siguiente fórmula expresa la inclinación óptima anual para conseguir la mayor radiación solar anual posible sobre un captador solar estático. Está basada en el análisis estadístico de la radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones y situadas en lugares de diferentes latitudes, por lo que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar. $\beta = |\phi| + 10^\circ$ donde β es ángulo óptimo en grados y ϕ es la latitud positiva en grados

Dependiendo de la zona y de la climatología, a veces no se pueden aplicar criterios de máxima captación posible para determinar la inclinación. En lugares con nevadas frecuentes se requieren inclinaciones cercanas a 90° para evitar acumulaciones sobre la superficie del generador. En zonas desérticas, para evitar la acumulación de arena sobre la superficie, la inclinación mínima debe ser de 45° , y en regiones lluviosas tropicales hace falta una inclinación mínima de 30° . (Ingelibreblog, 2016)

2.11 Conductor eléctrico

Es el medio por el cual circula la energía eléctrica desde su generación para su posterior distribución y transporte. Su dimensionamiento lo determina el criterio más restrictivo entre la máxima caída de tensión admisible y la intensidad máxima admisible.

2.12 Conexión en paralelo

La conexión en paralelo se realiza conectando, por un lado, todos los polos positivos de las placas de la instalación solar, y, por el otro, conectando todos los polos negativos. De esta forma se mantiene el voltaje o tensión (voltios) de las placas solares, mientras que se suma la intensidad (amperios). Por ejemplo, si se conectan en paralelo 4 placas solares de 140W 7,9A (amperios) 12V cada una, se obtendrán 560W 31,6A a un voltaje de 12 voltios.

2.13 Cálculo del número de paneles solares

Para el presente ejemplo, a continuación de la serie referente a módulos fotovoltaicos, se va a ejemplificar el cálculo de los paneles solares necesarios para una instalación que demanda una cierta cantidad de energía. La estructura del artículo irá presentando cómo se conectan los paneles solares en serie o en paralelo, cuánta energía produce un panel solar y, en función de eso, cómo calcular las placas solares necesarias para una casa, por ejemplo.

Energía generada por un panel solar

Para calcular la energía generada por un panel solar durante un día (E_{panel}) se debe usar la siguiente ecuación:

$$E_{\text{panel}} = I_{\text{panel}} \cdot V_{\text{panel}} \cdot \text{HSP} \cdot 0,9 \text{ [Whd]}$$

Si el I_{panel} y el V_{panel} son la corriente máxima y la tensión máximas del panel, HSP son las horas sol pico, y 0,9 sería el coeficiente del rendimiento del panel (típicamente 85-90% al descontar ya las pérdidas). La energía resultante estaría expresada en Whd. Esa sería la energía generada por un solo panel solar,

pero si lo que se quiere es saber cuánta energía va a generar una instalación solar con varias placas solares, simplemente habría que aplicar la fórmula siguiente:

$$E_{\text{generador-fotovoltaico}} = I_{\text{generador-fotovoltaico}} \cdot V_{\text{generador-fotovoltaico}} \cdot HSP \cdot 0,9$$

La corriente, en este caso, sería la máxima resultante de la asociación de los módulos fotovoltaicos conectados en paralelo de cada rama (*string*), y la tensión sería la resultante de la suma de tensiones de cada rama (*string*) conectados en serie.⁶

La fórmula para el cálculo del número de paneles es la siguiente:

$$NP = E / (0.9 \cdot W_p \cdot HSP)$$

Donde:

NP = Número real de paneles

E= Consumo real energético por día (Wh/día)

W_p=la potencia pico del panel (W)

HSP = Horas solares pico (HPS)

0.9 = coeficiente de rendimiento del panel que contempla 10% de pérdidas.

(Damiansolar, 2015)

El símbolo eléctrico que se suele utilizar para representar gráficamente un panel solar fotovoltaico es el siguiente:

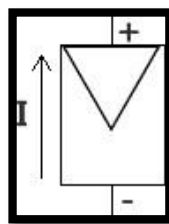


Ilustración 5 Símbolo de un panel solar

2.14 El VAN y la TIR

El valor actual neto, también conocido como valor actualizado neto o valor presente neto (en inglés *Net present value*), cuyo acrónimo es VAN (en inglés, *NPV*), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros originados en una inversión.

La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja (en inglés *cash-flow*) futuros, o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto, y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Dicha tasa de actualización (k) o de descuento (d) es el resultado del producto entre el costo medio ponderado de capital (CMPC) y la tasa de inflación del periodo. Cuando dicha equivalencia es mayor que la suma del desembolso inicial entonces es recomendable que el proyecto sea aceptado.

En las transacciones internacionales es necesario aplicar una tasa de inflación particular, tanto para las entradas (cobros) como para las salidas de flujos (pagos). La condición que maximiza el margen de los flujos es que la economía exportadora posea un IPC inferior al de la importadora, y viceversa.

La fórmula que permite calcular el valor actual neto es:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Donde:

VAN Valor actual neto

F_t Son los flujos de dinero en cada periodo *t*

I₀ Es la inversión realizada en el momento inicial (*t* = 0)

n Es el número de periodos

k Es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión.

Si el proyecto no tiene riesgo se tomará como referencia el tipo de la renta fija, de tal manera que con el VAN se estimará si la inversión es mejor que invertir en algo seguro, sin riesgo específico. En otros casos se utilizará el costo de oportunidad. Cuando el VAN toma un valor igual a 0, *k* pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno). La TIR es la rentabilidad que está proporcionando el proyecto. (Arias, 2017)

2.15 Sistema de suministro eléctrico con balance neto y reglamentación vigente ARESEP-MINAE

La modalidad de suministro eléctrico con balance neto es un sistema de compensación de saldos de energía de manera instantánea o diferida, que permite a los consumidores la producción individual de energía para su propio consumo, compatibilizando su curva de producción con su curva de demanda. Es decir, permite verter a la red eléctrica el exceso producido por un sistema de

autoconsumo con la finalidad de hacer uso de ese exceso en otro momento. De esta forma, la compañía eléctrica que proporcione la electricidad, cuando la demanda sea superior a la producción del sistema de autoconsumo, descontará -en el consumo de la red de la factura- los excesos vertidos a ella.

Este sistema permite hacer uso de la electricidad producida en exceso, por ejemplo en vacaciones, por un sistema de autoconsumo.

Reglamento de cogeneración distribuida ARESEP.

“Decreto Ejecutivo N.º 39220-MINAE

Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables

Modelo de contratación: Medición neta sencilla.

Con la entrega de un contrato tipo para el servicio de interconexión a las empresas distribuidoras por parte del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), el 15 de marzo pasado, y la publicación de las tarifas de acceso establecidas por la Autoridad Reguladoras de los Servicios Públicos (ARESEP) el 21 de marzo, los usuarios del país ya tienen acceso a la generación distribuida para autoconsumo con el modelo de contratación de medición neta sencilla.

Por medio del Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE del 08 de octubre del 2015, “Reglamento de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla”, el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) regula la interconexión de sistemas de generación de electricidad de los abonados mediante el modelo de medición neta sencilla,

de forma que su implementación contribuya con el modelo eléctrico del país y se asegure de la prestación óptima del servicio de suministro eléctrico que se brinda a todos los abonados.

A continuación se mencionan algunos artículos de interés de ese reglamento:

Del productor-consumidor

Artículo 13.—Productor-consumidor.

Es toda persona física o jurídica que produce electricidad con fuentes renovables para ser aprovechada exclusivamente por ella, en el mismo sitio en donde se genera, con el único propósito de suplir parcial o totalmente sus necesidades de energía eléctrica.

Artículo 14.—Tipos de productor-consumidor.

Existen dos tipos:

a) El productor-consumidor con un sistema de generación no interconectado a la red de distribución.

b) El productor-consumidor con un sistema de generación interconectado a la red de distribución.

Artículo 18.—El productor-consumidor con un sistema de generación interconectado a la red de distribución.

Es el abonado que instala y opera un sistema de generación distribuida para autoconsumo interconectado a la red de distribución eléctrica, por medio de un contrato de interconexión.

Artículo 19.—Responsabilidades del productor-consumidor con un sistema de generación interconectado a la red de distribución.

Son responsabilidades del productor-consumidor interconectado:

a) Previo a instalar el sistema de generación distribuida para autoconsumo deberá obtener la autorización por parte de la empresa distribuidora para su instalación.

b) Instalar únicamente equipos que cumplan con las especificaciones técnicas, constructivas y operativas contempladas en las normas técnicas.

c) El diseño del sistema de generación distribuida deberá estar firmado y sellado por un ingeniero colegiado y visado por el Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos.

d) Adecuar y mantener el sistema estructural y eléctrico de su inmueble para los nuevos requerimientos del sistema de generación distribuida.

e) Diseñar, construir, operar y mantener el sistema de generación distribuida y sus instalaciones eléctricas de conformidad con las normas técnicas.

f) Cumplir en todos sus extremos con el contrato de interconexión suscrito con la empresa distribuidora.

g) Cumplir con los procedimientos, requisitos, condiciones técnicas y cualquier otro requerimiento establecido por la empresa distribuidora.

h) Permitir el acceso del personal de la empresa distribuidora al área donde se ubique el sistema de generación distribuida.

i) Atender las consultas y recomendaciones que la empresa distribuidora le realice en cumplimiento de este reglamento y de las normas técnicas.

j) Hacer una correcta disposición final de los residuos de los sistemas de generación y almacenamiento de la energía, en concordancia con la Ley N.º 8839, Ley para la Gestión Integral de Residuos y Reglamento, N° 37567-S-

MINAET-H, Reglamento General de la Ley para la Gestión Integral de Residuos.

Disposiciones generales para el sistema de generación y distribuida para autoconsumo

Artículo 33.—Límite del sistema de generación interconectado a la red de distribución.

Será responsabilidad del abonado dimensionar la potencia eléctrica de su sistema de acuerdo con la proyección del comportamiento de su consumo. Para los casos que la empresa distribuidora identifique, los sistemas de generación distribuida deberán cumplir con las normas técnicas que definen los criterios de despacho del Centro Nacional de Control de Energía, según la potencia instalada.

Artículo 34.—Autorización para almacenamiento y retiro de energía

El productor-consumidor podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del cuarenta

y nueve por ciento (49%) de la energía total generada para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual. La energía total producida y la energía no consumida serán contabilizadas de forma mensual por un período de un año dentro del proceso de facturación, y su fecha anual de corte se fijará por acuerdo de las partes dentro del contrato de interconexión. Se exceptúan de estas limitaciones, previa evaluación y autorización de la empresa distribuidora, los sistemas de generación distribuida que utilicen residuos agroindustriales o la fuerza hidráulica para la generación de electricidad.

Artículo 35.—Punto de interconexión común

La medición de la energía intercambiada debe realizarse en un punto de interconexión común. Para ello la empresa distribuidora emplearía los medidores de energía y demás dispositivos con la tecnología apropiada para dicho fin. El productor-consumidor solo podrá suscribir un sistema por cada punto de interconexión establecido con la empresa distribuidora.

Artículo 36.—Modalidad contractual

Para la interconexión y operación de un sistema de generación distribuida se utilizará la modalidad contractual medición neta sencilla.

Artículo 37.—Medición neta sencilla

Esta modalidad permite que se deposite en la red de distribución la energía no consumida en forma mensual, para hacer uso de ella durante un ciclo anual en forma de consumo diferido.

Si el productor-consumidor consume más energía que la depositada en la red de distribución deberá pagar la diferencia de acuerdo con las tarifas establecidas por la ARESEP. La producción de energía deberá medirse en su totalidad y se contabilizará de acuerdo con lo estipulado en el contrato de interconexión.

Artículo 39.—Acceso a la red

El productor-consumidor deberá cancelar mensualmente a la empresa distribuidora el costo de acceso a la red de distribución de acuerdo con la tarifa de la ARESEP.

Artículo 41.—Pagos de excedentes de energía

No será sujeto de ninguna retribución económica, ni de intercambio, cualquier exceso de energía depositada superior a lo establecido en el artículo 34 de este Reglamento.

Artículo 42.Tarifas

La ARESEP será la responsable de establecer las tarifas de interconexión, acceso, cargos por potencia, actividades de gestión administrativa y técnica y cualquier otro cargo aplicable a la actividad regulada relativa a la generación distribuida para autoconsumo modalidad contractual medición neta sencilla.
(MINAE, 2002)

2.16 Centro de carga

Un centro de carga es un tablero metálico que contiene una cantidad determinada de interruptores magnetotérmicos, generalmente empleados para la

protección y desconexión de pequeñas cargas eléctricas y alumbrado. Los centros de carga pueden ser monofásicos o trifásicos, razón por la cual pueden soportar interruptores termomagnéticos mono polares, bipolares o tripolares. De acuerdo con el número de circuitos, pueden contener 1, 2, 4, 6, 8, 12, 20, 30, 40, 42 y hasta 80 unidades. (Karen, 2010)



Ilustración 6 Centro de carga

2.17 Puesta a tierra

La puesta a tierra de un sistema eléctrico se define como el elemento del sistema que va a garantizar el drenaje de un voltaje o corriente elevado al normal. Este se compone de la instalación de una varilla de puesta a tierra, el conductor de la puesta a tierra, soldadura exotérmica, o, si no lo requiere, una gaza para unir el conductor con el electrodo de puesta a tierra. En caso de requerir una malla a tierra se necesitará de tres electrodos que formen un delta y la cantidad necesaria para cerrar el anillo en cuanto a gazas y conductor.



Ilustración 7 Puesta a tierra

CAPÍTULO III

Marco metodológico

3.1 Metodología

La presente investigación es considerada descriptiva, cuantitativa y deductiva. En el presente proyecto se evalúa la posibilidad de implementar la generación distribuida mediante el uso de energías renovables como la energía solar.

Para ello se hacen los respectivos análisis de variables técnicas y de regulación. Las investigaciones de tipo descriptivo tienen como objetivo llegar a conocer las situaciones, costumbres y actitudes predominantes por medio de la descripción exacta de las actividades, objetos, procesos y personas. Su meta no se limita a la recolección de datos, sino que se hacen la predicción e identificación de las relaciones que existen entre dos o más variables.

Los investigadores no son meros tabuladores sino que recogen los datos sobre la base de una hipótesis o teoría, exponen y resumen la información de manera cuidadosa y luego analizan minuciosamente los resultados, a fin de extraer generalizaciones significativas que contribuyan al conocimiento.

3.2 Expresión de los datos

Los datos descriptivos se expresan en términos cualitativos y cuantitativos. Se pueden utilizar uno de ellos o ambos a la vez. Cualitativos (mediante símbolos verbales). Se usan en estudios cuyo objetivo es examinar la naturaleza general de los fenómenos. Los estudios cualitativos proporcionan una gran cantidad de información valiosa, pero poseen un limitado grado de precisión, porque emplean términos cuyo significado varía para las diferentes personas, épocas y contextos.

Los estudios cualitativos contribuyen a identificar los factores importantes que deben ser medidos, según lo cual la tesis cuenta con ciertos rasgos

cualitativos, debido a que se hace uso de fuentes bibliográficas para describir la situación del momento relacionada con el tema en cuestión y de fichas técnicas de tecnologías por valorar. El enfoque cualitativo se caracteriza por generar nuevas teorías y por utilizar la observación, el vídeo, grabaciones y bibliografías como técnicas de recolección de datos.

Por otra parte, en el enfoque cuantitativo se hace uso de técnicas de contar y medir y de razonamiento abstracto, destinadas a la comprobación de teorías mediante estudios de muestreo representativos, y se aplican medidas objetivas mediante el uso de instrumentos, para así obtener datos fiables y repetibles. Como se ha dicho, con este estudio se pretende determinar que es posible lograr un ahorro energético en las tres estaciones de bomberos con generación distribuida mediante el uso de energía solar, por medio de la realización de diversos cálculos y diseños, lo cual convierte al estudio en cuantitativo.

Al mismo tiempo la investigación es deductiva debido a que este tipo de enfoque va de lo más general a lo más específico y permite comprobar una teoría a partir de la generación de datos, tal y como sucede en el presente estudio.

3.3 Planteamiento del problema por solucionar

En este apartado se determina cuál es el problema por resolver en el proyecto. También se plantean los objetivos de la investigación, el alcance que se espera lograr y las limitaciones que están implícitas dentro del desarrollo de la investigación.

Investigación o recolección de información

Para el caso, en este punto se abarca lo relativo a la recopilación de datos de fuentes bibliográficas sobre generación distribuida y tecnologías de generación de energía solar. Se hace un enfoque considerando un sistema con inversores y otro con microinversores. Es importante destacar que dentro de esta investigación se estudió la normativa legal del país dentro del ámbito de generación distribuida.

3.4 Desarrollo

Primeramente se explica cómo se van a implementar los sistemas fotovoltaicos en cada estación de bomberos considerada en esta investigación, los cuales se detallan de la siguiente manera. Para la estación del F5 Heredia, la cual cuenta con el consumo mayor de energía, se pretende instalar lo que es un sistema con inversores y microinversores a 100%.

Posteriormente se trabajará en la estación de bomberos de Tibás, San José, la cual presenta la demanda energética intermedia que, en comparación con el consumo energético de la estación de bomberos del F5, es muy baja. Para esta estación se desarrollarán los estudios energéticos de las tecnologías de inversores y microinversores, con una demanda energética del 100%. Para finalizar esta etapa se analizará la tercera estación de bomberos que es la de Cartago. Esta presenta el consumo más bajo de energía en kWh en consideración con las dos estaciones ya estudiadas. Para esta estación se utilizará el sistema fotovoltaico a 100% de su demanda energética y utilizando las tecnologías de inversores o microinversores.

En esta etapa se utilizan ecuaciones y métodos para diseñar sistemas fotovoltaicos. Se valoró lo que es la radiación solar en las zonas más cercanas

en donde se encuentran las estaciones de bomberos. Para el cálculo de la inversión este se cotizará con empresas que estén posicionadas ya en el ámbito ingenieril en Costa Rica, con el objetivo de obtener el tiempo de retorno de la inversión.

3.5 Análisis de resultados

Dentro del análisis de resultados se van a analizar los diferentes escenarios que se van a crear con los sistemas fotovoltaicos para cada estación de bomberos considerada. Se evaluarán lo que es energía generada por el sistema, la cantidad de paneles solares para cada sistema y las tecnologías de inversores y microinversores.

3.6 Conclusiones

En este apartado se va a determinar, mediante los diferentes sistemas fotovoltaicos ya desarrollados, el sistema fotovoltaico más adecuado y la tecnología más eficiente para cada sistema, ya sean inversores o microinversores; además de determinar si los objetivos planteados en la investigación se cumplieron.

CAPÍTULO IV

Desarrollo

4.1 Descripción de la empresa

El Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica es una de las instituciones públicas que atiende cualquier emergencia nacional dentro de las veinticuatro horas del día. Esta institución está compuesta por diferentes estaciones de bomberos las cuales se encuentran distribuidas a lo largo y ancho de todo el país. En este estudio se analizan las estaciones ubicadas en las provincias de Cartago, San José y Heredia, que tienen como tarea estar pendientes de cualquier emergencia que se presente para de manera inmediata prestar su auxilio. Las estaciones del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica atienden dentro de las veinticuatro horas del día de los siete días de la semana y durante los trescientos sesenta y cinco días del año en procura de salvaguardar la vida humana y lo material.

4.2 Alcance del proyecto

El desarrollo de este proyecto de investigación tiene como primer objetivo proveer al Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica un análisis acerca de tecnologías solares para la implementación de sistemas fotovoltaicos, en la cual se considerarán diferentes escenarios así como diferentes tecnologías, entre ellas las relacionadas con inversores y microinversores, para lograr así un diseño óptimo, funcional e implementable.

Importante es recalcar que las diferentes estaciones de bomberos que se evaluarán en esta investigación cuentan con demandas en facturación o demandas energéticas diferentes, por lo cual se buscará un diseño óptimo para cada tipo de estación.

En el desarrollo del diseño fotovoltaico se hará un análisis de cada estación de bomberos en cuanto a su demanda energética. Se harán tres propuestas, una primera en la estación cuya demanda es la más alta, la estación de Heredia, la F5. En esta se analizará el caso con inversores y microinversores a 100% de la capacidad demandada.

Como segundo escenario se propondrá un diseño de la estación de Tibás la cual tiene un consumo energético mucho menor que el de la F5. En este caso se analizarán las tecnologías de inversores y microinversores a 100% de la capacidad demandada. De la misma manera, de la estación de bomberos ubicada en Cartago se hará un análisis como el de la estación de Tibás, ya que el consumo energético es muy similar al de su demanda energética.

Realizadas las tres propuestas de diseño fotovoltaico para cada una de las estaciones de bomberos se determinará cuál tecnología es la más factible de implementar en función de su consumo energético e irradiación solar en donde esté ubicada. Luego de elaborados los diseños se hará un análisis financiero bajo la normativa de la POASEN de generación distribuida y según los precios regulados actualmente por la ARESEP, con el objetivo de encontrar la opción económica más factible para su implementación.

Importante es destacar que el objetivo fundamental de esta investigación es, como se dijo, dotar al Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica de un estudio de tecnologías solares para la implementación de sistemas fotovoltaicos que suplan la demanda energética de la estación en estudio. El diseño independiente que se proponga para cada estación debe ser el óptimo, el más eficiente y de más bajo costo. Esto por cuanto para inversiones

por parte del gobierno de Costa Rica la opción más rentable y que cumpla con lo requerido es la que se toma en cuenta para implementar.

4.3 Estación de bomberos F5

Análisis de consumo energético del año 2019 de la estación del centro de operaciones de bomberos F5

Cuadro 1 Consumo energético. Estación de Heredia F5. Año 2019

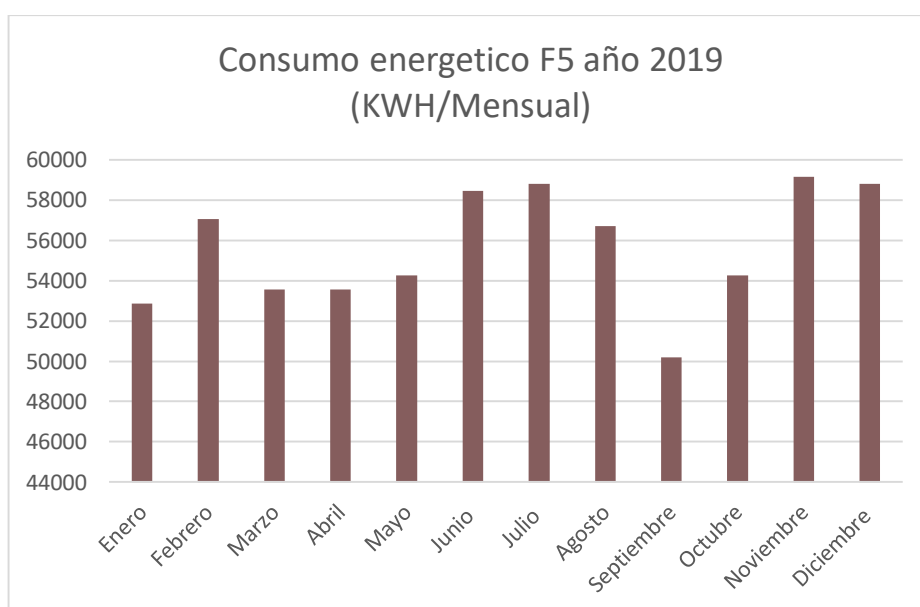
Consumo energético Bomberos F5 Heredia, NISE 23734586		
Mes	Consumo KWH	Costo monetario colones
Enero	52.850	¢6 311 260,00
Febrero	57.050	¢6 447 685,00
Marzo	53.550	¢6 045 105,00
Abril	53.550	¢6 140 875,00
Mayo	54.250	¢6 030 865,00
Junio	58.450	¢7 073 480,00
Julio	58.800	¢6 549 140,00
Agosto	56.700	¢6 602 305,00
Septiembre	50.198	¢5 915 000,00
Octubre	54.250	¢6 392 520,00
Noviembre	59.150	¢6 995 540,00
Diciembre	58.800	¢6 939 455,00
Total	667.598	¢77 443 230,00

En el cuadro anterior 1 se representan los consumos energéticos de la estación de bomberos de Heredia F5, que son consumos mensuales en colones y por KWH.

Posteriormente de analizar los datos suministrados por Bomberos de Costa Rica se procede a graficar los datos para tener una mejor representación de los consumos mensuales de la estación.

Gráfico 1. Consumo energético de la estación de Heredia F5 del año 2019

Fuente propia a partir de los datos suministrados por Bomberos



Analizado el presente gráfico 1 sobre consumo energético de la estación de Heredia F5 del año 2019, se puede identificar el consumo energético que se presentó en el 2019 en ella. El diseño y la memoria de cálculo del sistema fotovoltaico se harán con los datos del mes de mayor consumo energético presentes en los datos anteriormente expuestos. Esto junto con el mes de menor radiación solar presente en la zona en donde se ubica la estación de bomberos

F5. Lo anterior con el objetivo de garantizar el abastecimiento de energía en los meses de mayor consumo energético y en donde puede haber la menor irradiación solar en la zona.

En el cuadro 1 - Consumo energético. Estación de Heredia F5 del año 2019 se destaca lo que es el mayor consumo energético presente en el mes de diciembre o julio, que son iguales; pero para efectos de la investigación se procede con el mes de diciembre, que da una demanda real en consumo energético de 58.800 KWH.

Obtenida la demanda energética mayor se procede a buscar la irradiación o brillo solar. Para poder contar con este dato se le hace la solicitud formalmente al Instituto Meteorológico Nacional por medio de su departamento de información meteorológica. Esta suministra los siguientes datos de la estación más cercana al punto de referencia, que es lo solicitado. En este caso el punto solicitado es la estación de bomberos F5 ubicada en Heredia. Para el Instituto Meteorológico Nacional el punto más cercano al solicitado es el de la estación 84 111 Santa Lucía Heredia.

INSTITUTO METEOROLOGICO NACIONAL
DEPARTAMENTO DE INFORMACION
PROMEDIOS MENSUALES DE DATOS CLIMATICOS
 (estaciones mecánicas)

ESTACION : 84 111 SANTA LUCIA, HEREDIA			Latitud: 10 ° 01 ' N Longitud: 84 ° 06 ' O Altitud. 1200 m.s.n.m												
Elementos	Periodos		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
LLUVIA	1982	2019	19.9	21.9	39.1	115.5	334.3	325.0	207.3	251.5	425.4	431.5	179.9	52.2	2403.5
TEM.MAX.	1982	2019	24.3	25.3	26.4	26.8	25.9	25.4	25.1	24.6	25.1	24.1	24.6	23.5	
TEM.MIN.	1982	2019	14.9	14.8	14.9	15.4	15.9	15.8	16.0	15.3	15.4	15.1	15.7	15.1	
TEM.MED.	1982	2019	19.6	20.0	20.6	21.1	20.9	20.6	20.6	20.0	20.2	19.6	20.1	19.3	
HUMEDAD	1982	2001	72.9	72.4	71.0	73.6	81.6	84.1	80.7	83.0	86.7	86.1	80.9	75.5	
BRILLO SOLAR	1983	2017	8.6	8.7	8.6	7.4	4.9	3.9	4.2	4.4	4.2	4.3	4.8	7.0	
EVAPORACION TANQUE	1983	2008	5.0	5.8	6.1	5.6	4.0	3.4	3.5	3.4	3.2	3.3	3.4	4.3	187.0 Total.
VIENTO DIR. PREDOMINANTE															
Promedio dias con lluvia >= 0.1 mm.			5	4	4	10	22	23	20	21	25	25	18	9	

Ilustración 8 Condiciones Climáticas en la zona cercana a la estación de Bomberos F5

En la anterior ilustración aportada por el Instituto Meteorológico Nacional se observan los datos sobre brillo solar u horas solares pico (HSP), ya que el Instituto Meteorológico Nacional monitorea esta variable a través del tiempo y es un dato confiable de utilizar. Este dato se presenta mensualmente y de él se pueden obtener el mes con mayor irradiación solar y el mes en el que hay una menor irradiación solar. Destaca, en la ilustración 8-Condiciones climáticas en la zona cercana a la estación de bomberos F5, el mes con menor irradiación solar, que es junio, con el rendimiento más bajo de irradiación solar en el año; por lo que este mes se utilizará para la memoria de cálculo fotovoltaica, que asegura la irradiación solar más baja en el año.

Memoria de cálculo fotovoltaica y cálculo de la cantidad de paneles solares para suplir la demanda energética de la estación de bomberos Heredia F5

Para elaborar esta memoria se utilizará el mes de mayor consumo energético del año, en conjunto con el mes en el que esté presente la menor irradiación solar. Identificado el mes de mayor consumo energético, se selecciona el mes de

diciembre por tener un consumo de 58.800KWH. La menor irradiación solar está presente en el mes de junio, con un dato de 3.9 HSP, anteriormente seleccionado.

Con esta memoria de cálculo fotovoltaico se desea abastecer la demanda energética por día en la estación de Bomberos de Heredia F5; por lo tanto, se procede a dividir el consumo de 58.800KWH entre los días del mes de diciembre, que son 31. Al realizar la operación matemática se obtiene el dato de 1.897KWH de consumo diario.

Para efectos del desarrollo de la memoria de cálculo se opta por diseñar con un panel solar de potencia 300W.

La ecuación que se utilizará en esta memoria de cálculo es una fórmula general usada para el cálculo sobredimensionado del número de paneles solares requeridos en función de las variables. La anterior ecuación fue tomada de un artículo elaborado por el departamento técnico de SunFields Europe: www.sfesolar.com. Esta empresa se posiciona en el área de dimensionamiento e instalación de paneles solares en diferentes países, diferentes continentes, y tiene una experiencia mayor de diez años de laborar en este mercado de energía solar.

La fórmula expuesta en el marco teórico, en el apartado 2.13, para el cálculo del número de paneles solares es la siguiente:

Ecuación 1. Ecuación para el cálculo de paneles solares:

$$NP = \frac{E}{0.9 * Wp * HSP}$$

Donde:

NP = Número de paneles

E = Consumo real energético por día (Wh/día)

Wp = La potencia pico del panel (W)

HSP = Horas solares pico (HSP)

0.9 = Coeficiente de rendimiento del panel contemplando 10% de pérdidas.

Desarrollada la ecuación 1, ecuación para el cálculo de paneles solares:

$$NP = \frac{1897\text{KWH}}{0.9 * 300\text{W} * 3.9}$$

NP= 1801 paneles solares

Cálculo de la potencia de los paneles solares

La potencia generada por los paneles solares se obtiene al multiplicar la potencia de cada panel solar por la cantidad de paneles solares, resultado de la ecuación para el cálculo de paneles solares.

$$300\text{W} * 1801 \text{ paneles solares} = 540.300\text{KW}$$

Luego de obtener la potencia generada por los paneles solares al día se debe ahora multiplicar el resultado por las horas solares pico y por el número de días del mes sobre el que se está realizando el cálculo. Por ejemplo, el mes de octubre tiene 31 días y cuenta con un HSP de 4.3, por lo cual la generación del mes de octubre se representa de la siguiente forma:

$$540.300\text{KW} * 4.3 \text{ HSP} * 31 \text{ días} = 72,021.9\text{KWh}$$

Obtenido el resultado mensual de potencia generada para el mes de octubre se sigue con el mismo procedimiento para cada mes del año.

Cuadro 2 Generación mensual a partir de la potencia generada de los paneles solares

Consumo energético mensualmente			
Mes	Número de días	Brillo Solar (HSP)	Potencia generada por mes Wh
Enero	31	8,6	144 043 980,00
Febrero	29	8,7	136 317 690,00
Marzo	31	8,6	144 043 980,00
Abril	30	7,4	119 946 600,00
Mayo	31	4,9	82 071 570,00
Junio	30	3,9	63 215 100,00
Julio	31	4,2	70 347 060,00
Agosto	31	4,4	73 696 920,00
Septiembre	30	4,2	68 077 800,00
Octubre	31	4,3	72 021 990,00
Noviembre	30	4,8	77 803 200,00
Diciembre	31	7	117 245 100,00
Total, consumo energético anual			1 168 830 990,00

Obtenidos los consumos mensuales se procede a sumarlos para así tener un consumo anualmente.

Efectuado este primer análisis se procede a elaborar el diseño de la estación de bomberos F5, que son dos casos de análisis. El primero es con la tecnología de inversores a 100% del consumo energético anual y el segundo con 100% del consumo energético anual.

Para efectos de este diseño se utilizará el panel solar CSUN300-72P (ver el anexo 1). Además, estos cálculos estarán sujetos a las normas de generación distribuida según la POASEN y las tarifas del ente regulatorio (ARESEP).

4.3.1 Desarrollo del primer caso con la tecnología de inversores a 100% de consumo energético anual

Partiendo del cuadro 2 sobre generación mensual a partir de la potencia generada por los paneles solares el resultado es que hay 1 168 830.9KWh producidos al año. El cuadro 1 sobre consumo energético de la estación de Heredia (F5) del año 2019 indica que realmente se da un consumo de 667.598KWh en esta estación ubicada en Heredia. Analizadas esas cifras se llega a determinar que existe una sobreproducción de energía por parte de los paneles solares de 1 168 163KWh. Arrojada esta cifra tan elevada en función del consumo real, se procede a realizar un recálculo para disminuir el número de paneles solares y así reducir la producción de KWh anuales.

Para obtener la potencia generada por los paneles solares que satisfaga la demanda real a 100%, que son 667.598KWh, se aplica la siguiente ecuación:

Ecuación 2. Potencia requerida para satisfacer la demanda mensualmente.

Consumo real demandado anualmente / (días del mes * HSP del mes) = La potencia requerida para satisfacer la demanda:

$$667.598\text{KWh} / (31\text{días} * 8.6\text{HSP} + 29\text{días} * 8.7\text{HSP} + 31\text{días} * 8.6\text{HSP} + 30\text{días} * 7.4\text{HSP} + 31\text{días} * 4.9\text{HSP} + 30\text{días} * 3.9\text{HSP} + 31\text{días} * 4.2\text{HSP} + 31\text{días} * 4.4\text{HSP} + 30\text{días} * 4.2\text{HSP} + 31\text{días} * 4.3\text{HSP} + 30\text{días} * 4.8\text{HSP} + 31\text{días} * 7\text{HSP}) = 308.601\text{KWh}.$$

Obtenida la potencia requerida para satisfacer la demanda se procede a dimensionar la cantidad de paneles solares que llevará el sistema. Esto con el dato nuevo de potencia requerida para satisfacer la demanda real:

$$\text{Nuevo número de paneles} = \frac{308601\text{W}}{300\text{W}}$$

El nuevo número de paneles que se deben instalar en el sistema para abastecer la demanda a 100% es de 1 029 paneles solares, con una potencia de 300W.

Posteriormente se procede a realizar el cálculo de generación de energía a partir de una potencia de 308.6KWh, que se obtuvo de la ecuación 2, y a compararlo con los consumos reales de energía:

Cuadro 3 Generación de energía de los paneles con una potencia generada de 308.6KWh

Mes	Número de días	Brillo Solar (HSP)	Potencia generada KWh	Diferencia de potencia KWh
Enero	31	8,6	82 272,76	29 422,76
Febrero	29	8,7	77 859,78	20 809,78
Marzo	31	8,6	82 272,76	28 722,76
Abril	30	7,4	68 509,20	14 959,20
Mayo	31	4,9	46 876,34	-7 373,66
Junio	30	3,9	36 106,20	-22 343,80
Julio	31	4,2	40 179,72	-18 620,28
Agosto	31	4,4	42 093,04	-14 606,96
Septiembre	30	4,2	38 883,60	-11 314,40
Octubre	31	4,3	41 136,38	-13 113,62
Noviembre	30	4,8	44 438,40	-14 711,60
Diciembre	31	7	66 966,20	8 166,20
Total			667 594,38	-3,62

4.3.2 Desarrollo del segundo caso con la tecnología de microinversores a 100% del consumo energético anual.

Para este segundo análisis se utilizará la tecnología de microinversores a 100% de la demanda real que requiere la estación de bomberos F5. Se mantiene lo que es la base de los cálculos del primer caso, ya que se utilizará la misma demanda energética equivalente a 100%. Lo que va a variar en este caso es la tecnología por utilizar. Se opta entonces por una tecnología de microinversores con los datos anteriormente expuestos en el cuadro 3. Los paneles con una potencia de generación de 308.6KWh son los generadores de KWh en este sistema, ya que se mantendrán la misma cantidad de paneles solares (1029) y la misma potencia generada. A continuación, en el análisis financiero se observan los cambios con el uso de estas dos tecnologías, supliendo 100% de la demanda real de la estación F5.

4.3.3 Análisis financiero de la estación de bomberos F5, Heredia.

Para efectuar los siguientes cálculos estos estarán sujetos a las normas de generación distribuida establecidos por la POASEN y por los precios del ente regulatorio en este ámbito, que es la ARESEP. Estas normas indican que el microgenerador debe de consumir 51% de lo que produce y podrá transferir el 49% a un menor precio.

De acuerdo con lo publicado en el alcance número 232 a La Gaceta N.º 183 del 27 de septiembre de 2017, para la tarifa T-IN (industrial), por cada KWh que se retire de la red con un consumo menor de 3000KWh se le cobrarán ₡70,21, y un monto por potencia de ₡11.604,99 por cada KW. Dentro del Alcance está contemplado un cobro para cada KWh subido a la red por ₡26,71 colones cuando se baje de la red.

4.3.3.1 Análisis financiero para la tecnología de inversor con una demanda de 100% de consumo

Para el análisis financiero se procede primeramente, en una hoja de Excel, a tabular los datos de energía consumida, energía producida y la facturación actual, para poder así determinar de cuánto sería el ahorro anual y cómo se comportan los consumos energéticos con respecto a la energía producida por nuestro sistema fotovoltaico.

Cuadro 4 Análisis anual de consumos energéticos y energía producida del primer caso, demanda a 100%. Fuente propia

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
Energía consumida WH	52850	57050	53550	53550	54250
Energía producida	82 272,76	77859,78	82 272,76	68509,2	46876,34
Energía almacenada (mes anterior)	0	29422,76	50232,54	78955,3	93914,5
Energía subida a ala red (sobrante)	29422,76	20809,78	28722,76	14959,2	0
Energía propia bajada de la red (49%)	0	0	0	0	7373,66
Energía requerida	0	0	0	0	7373,66
Energía bajada de la red (comercializadora)	0	0	0	0	0
Facturacion actual	6 311 260,00	6 447 685	6 045 105	6 140 875	6 030 856
Facturacion	0	0	0	0	223053,9524

Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
58450	58800	56700	50198	54250	59150	58800
36106,2	40179,72	42093,04	38883,6	41136,38	44438,4	66966,2
86540,84	64197,04	45576,76	30969,8	19655,4	10024,254	5112,36954
0	0	0	0	0	0	8166,2
22343,8	18620,28	14606,96	11314,4	9631,146	4911,88446	0
22343,8	18620,28	14606,96	11314,4	13113,62	14711,6	0
0	0	0	0	3482,474	9799,71554	0
7 073 480	6 549 140	6 602 305	5 915 000	6 392 520	6 995 540	6 939 455
675902,1844	563265,332	441862,0007	342261,7314	606974,13	1044090,72	0

Facturación total	77 443 221,00
Facturación con paneles solares	3897410,047
Ahorro anual	73 545 810,95
sobrante	5 112,37

Según el cuadro 4 (Análisis anual de consumos energéticos y energía producida, primero caso, demanda a 100%. Fuente propia), elaborado en Excel, se obtiene un ahorro de 73 545 810,95 colones.

En el siguiente cuadro 5 se observa lo que es la tasa de interés de aumento aproximado de la facturación con la empresa distribuidora de la energía eléctrica en un periodo anual. De la misma manera, en este cuadro se integran los montos por concepto de cargos fijos para un periodo anual.

El costo por mantenimiento del sistema fotovoltaico también se muestra en el cuadro. Este lo suministró la empresa eléctrica Soluciones de una manera discreta, ya que ellos no pueden dar un costo por este concepto si antes no tienen un proyecto ya en ejecución o por construir.

En este proyecto viene incluido lo que es la tasa de interés de proyectos eco-amigables, la cual fue tomada de la página Web del Banco Nacional de Costa Rica (<https://www.bncr.fi.cr/BNCR/BNSoluciones/TecEqu.aspx>). También viene lo que es el monto por concepto de interconexión del sistema.

Debido a que el Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica no tiene una tasa de interés para la inversión en proyectos cuando va a desarrollar un proyecto lo hace con fondos públicos o si lo considera necesario los solicita al Banco Central de Costa Rica, caso en el cual la información que se genere es confidencial. Por lo anteriormente expuesto en este caso se va trabajar con la tasa de interés para proyectos eco-amigables del Banco Nacional, que es una institución pública.

Es importante destacar que para las propuestas de desarrollo de los análisis financieros lo que es el monto por interconexión y tasa de interés para proyecto eco-amigable es lo mismo.

Cuadro 5 Resumen de datos. Análisis financiero, estación de bomberos F5, inversores 100%

PRIMER CASO INVERSORES 100%	
INVERSION EN DOLARES	\$ 293 525,00
CAMBIO DÓLAR 31/5/2020	\$ 570,22
INVERSION INICIAL	¢168 660 065,50
INTERCONEXION	¢1 286 240,00
MANTENIMIENTO ANUAL	¢2 750 000,00
CARGOS FIJOS	¢580 000,00
AHORRO ENERGIA SIN CARGOS FIJOS	¢73 545 810,95
AHORRO ANUAL	¢70 215 810,95
AUMENTO ANUAL (APOXIM)	10%
TASA BN (P. ECOAMIGABLES)	9,55%
INVERSORES (10 AÑOS GARANTIA)	\$ 22 000,00

En el análisis financiero se cuenta con lo que es la oferta por concepto de instalación del sistema fotovoltaico con la tecnología de inversores a 100% de la demanda energética de la estación de bomberos F5. Esta se puede observar en el anexo 11, con un monto de \$293.525. Esta misma se pasa a colones y da el monto de ¢168.660.065,5.

Primeramente se procede a realizar lo que es el ahorro de energía en colones, que consiste en restarle lo que son los gastos fijos para que no dé un monto de ahorro anual de ¢70.215.810,95.

Con los valores ya obtenidos de la inversión inicial y el flujo anual neto se procede a realizar el cálculo del valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) de la inversión del sistema fotovoltaico, para lo cual se utilizará la fórmula que se expuso anteriormente en el marco teórico, en el apartado 2.14:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

La fórmula de la TIR se calcula con la fórmula anteriormente expuesta del VAN, igualando a cero y sustituyendo la tasa de descuento i por la incógnita TIR.

Para proceder con los cálculos del VAN y la TIR se utilizará como herramienta el programa de Microsoft Excel, en el que se usará una tasa de interés de 9,55%, que es la tasa que tiene el Banco Nacional de Costa Rica para la implementación de proyectos amigables con el ambiente. Este cálculo o desarrollo financiero se va a ejecutar por un periodo de veinte años y se utilizará lo que es una proyección de aumento de demanda energética la cual se estipula en 10% en la factura anual.

Cuadro 6 Desarrollo del VAN y la TIR para la estación del F5, tecnología de inversores a 100% de la demanda energética

AÑOS	FLUJOS NETOS (+)	VAN
Año 1	₡70 215 810,95	(₡104 565 304,25)
Año 2	₡80 046 024,49	(₡37 866 967,57)
Año 3	₡91 252 467,91	₡31 540 703,64
Año 4	₡104 027 813,42	₡103 767 764,51
Año 5	₡118 591 707,30	₡178 928 740,67
Año 6	₡135 194 546,32	₡257 142 809,89
Año 7	₡154 121 782,81	₡338 533 991,00
Año 8	₡175 698 832,40	₡423 231 340,58
Año 9	₡200 296 668,94	₡511 369 157,58
Año 10	₡228 338 202,59	₡590 542 356,27
Año 11	₡260 305 550,95	₡685 986 047,82
Año 12	₡296 748 328,09	₡785 306 730,96
Año 13	₡338 293 094,02	₡888 661 891,87
Año 14	₡385 654 127,18	₡996 215 413,95
Año 15	₡439 645 704,99	₡1 108 137 837,65
Año 16	₡501 196 103,68	₡1 224 606 630,92
Año 17	₡571 363 558,20	₡1 345 806 470,55
Año 18	₡651 354 456,35	₡1 471 929 535,08
Año 19	₡742 544 080,24	₡1 603 175 809,44
Año 20	₡846 500 251,47	₡1 739 753 402,10
TIR		0,68

En el cuadro 6 (Desarrollo del VAN y la TIR para la estación F5, tecnología de inversores a 100% de la demanda energética) se puede destacar lo que son los dos primeros periodos anuales con un VAN negativo, lo cual indica que no se ha recuperado la inversión inicial del proyecto por instalar. También se observa que al tercer año ya se recupera la inversión inicial del sistema fotovoltaico y se destaca que no solo se obtiene la recuperación inicial sino que también ya hay una ganancia monetaria de ₡31.540.703,64.

Al final del análisis financiero, en el año veinte se puede observar que hay un VAN de ₡1 739 753 402,10 y que se obtiene una TIR de 68%.

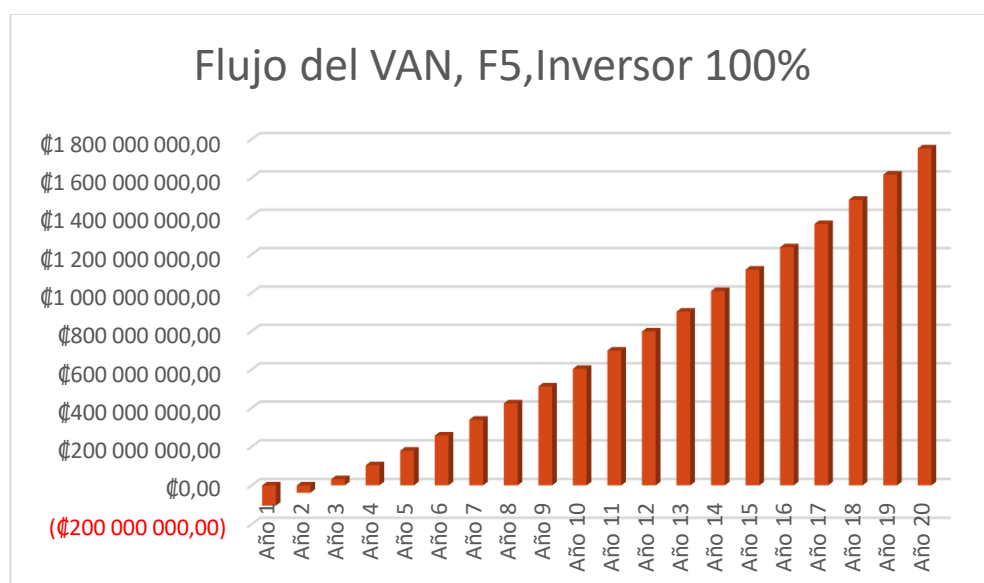


Gráfico 2. Flujo del VAN, F5, inversores 100%

En el anterior gráfico 2 se observa mejor el comportamiento del VAN a través de los años sobre los que se realizó el análisis financiero desde el año 1 hasta el año 20. Se puede destacar que en el año 3 es cuando ya el gráfico empieza, a partir lo que es un VAN positivo sobre la inversión inicial.

4.3.3.2 Análisis financiero F5, tecnología de microinversores con una demanda de 100% de consumo

Partiendo del desarrollo anteriormente elaborado para el análisis financiero con la tecnología de inversores se omitirá lo que son los cálculos, ya que estos son los mismos del caso anterior. Lo único que difiere en este desarrollo del otro caso es en el ahorro anual y en la inversión inicial. Siguiendo con el desarrollo del análisis financiero para la tecnología con microinversores, con una demanda de 100% de consumo, se muestra el siguiente cuadro en el que se muestra el resumen de datos del análisis financiero de la estación de bomberos F5, con microinversores de 100% de demanda. Estos datos se pueden respaldar en la cotización realizada por la empresa Eléctrica Soluciones, en el anexo 12.

Cuadro 7 Resumen de datos, análisis financiero de la estación de bomberos F5 con microinversores 100%

PRIMER CASO MICRO INVERSORES 100%	
INVERSION EN DOLARES	\$ 513 340,00
CAMBIO DÓLAR 31/5/2020	\$ 570,22
INVERSION INICIAL	¢294 002 974,80
INTERCONEXION	¢1 286 240,00
MANTENIMIENTO ANUAL	¢2 750 000,00
CARGOS FIJOS	¢580 000,00
AHORRO ENERGIA SIN CARGOS FIJOS	¢73 545 810,95
AHORRO ANUAL	¢70 215 810,95
AUMENTO ANUAL (APOXIM)	10%
TASA BN (P. ECOAMIGABLES)	9,55%
INVERSORES (10 AÑOS GARANTIA)	\$ 241 815,00

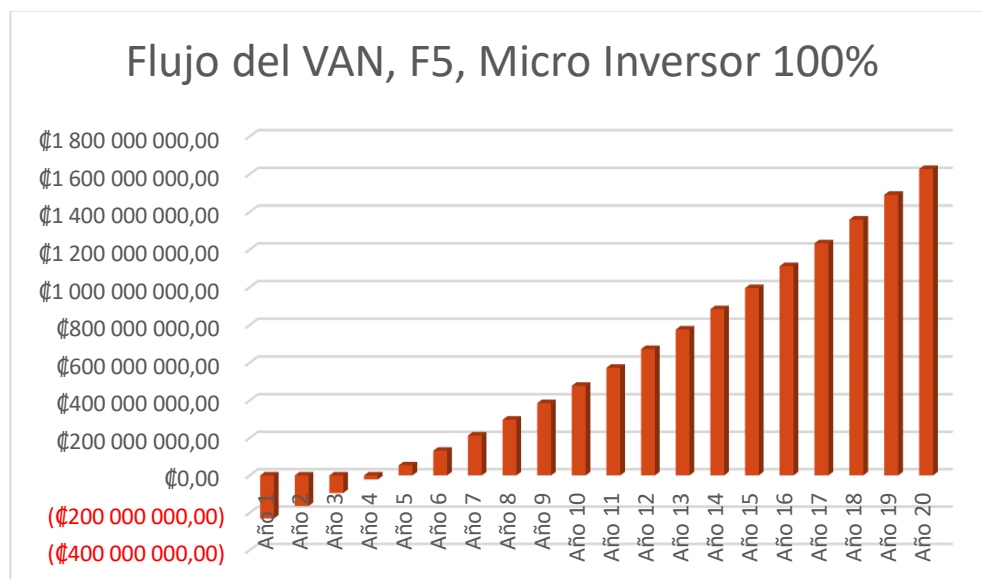
En el cuadro 7 (Resumen de datos del análisis financiero de la estación de bomberos F5 con microinversores 100% de la demanda energética) se pueden observar los datos relevantes de una inversión inicial del proyecto de ¢294.002.974,80, además de un ahorro anual de ¢70.215.810,95.

Cuadro 8 Desarrollo del VAN y la TIR para la estación F5, con tecnología de micro inversores a 100% de la demanda energética

AÑOS	FLUJOS NETOS (+)	VAN
Año 1	₡70 215 810,95	(₡229 908 213,55)
Año 2	₡80 046 024,49	(₡163 209 876,87)
Año 3	₡91 252 467,91	(₡93 802 205,66)
Año 4	₡104 027 813,42	(₡21 575 144,79)
Año 5	₡118 591 707,30	₡53 585 831,37
Año 6	₡135 194 546,32	₡131 799 900,59
Año 7	₡154 121 782,81	₡213 191 081,70
Año 8	₡175 698 832,40	₡297 888 431,28
Año 9	₡200 296 668,94	₡386 026 248,28
Año 10	₡228 338 202,59	₡477 744 286,97
Año 11	₡260 305 550,95	₡573 187 978,52
Año 12	₡296 748 328,09	₡672 508 661,66
Año 13	₡338 293 094,02	₡775 863 822,57
Año 14	₡385 654 127,18	₡883 417 344,65
Año 15	₡439 645 704,99	₡995 339 768,35
Año 16	₡501 196 103,68	₡1 111 808 561,62
Año 17	₡571 363 558,20	₡1 233 008 401,25
Año 18	₡651 354 456,35	₡1 359 131 465,78
Año 19	₡742 544 080,24	₡1 490 377 740,14
Año 20	₡846 500 251,47	₡1 626 955 332,80
TIR		0,32

En el cuadro 8 (Desarrollo del VAN y la TIR para la estación F5 con tecnología de microinversores a 100% de la demanda energética) se puede destacar que a partir del quinto año de implementación del sistema se obtiene un VAN positivo en el que se puede constatar que ya se recuperó la inversión inicial. Además, en el año 20 se puede observar que hay un VAN de ₡1 6926 955 332,8 y se obtiene una TIR de 32% para el diseño con la tecnología de microinversores.

Gráfico 3. Flujo del VAN, F5, microinversores 100%



En el anterior gráfico 3 (Flujo del VAN, F5, microinversores 100%) se puede observar mejor el comportamiento del VAN a través de los años sobre los que se realizó el análisis financiero desde el año 1 hasta el año 20. En este gráfico se puede destacar nuevamente que en el año 5 es cuando ya el gráfico empieza a partir lo que es un VAN positivo de la inversión inicial.

4.4 Estación de Bomberos Tibás, San José

Análisis de consumo energético del año 2019 en la estación de bomberos Tibás

Cuadro 9 Consumo energético de la estación de bomberos Tibás, San José. Fuente: Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica

Consumo energético Bomberos Tibás, NISE 81308		
Mes	Consumo KWH	Costo Monetario Colones
Enero	3.270	Colones 416 105,00
Febrero	3.335	Colones 388 095,00
Marzo	3.402	Colones 384 920,00
Abril	3.402	Colones 359 135,00

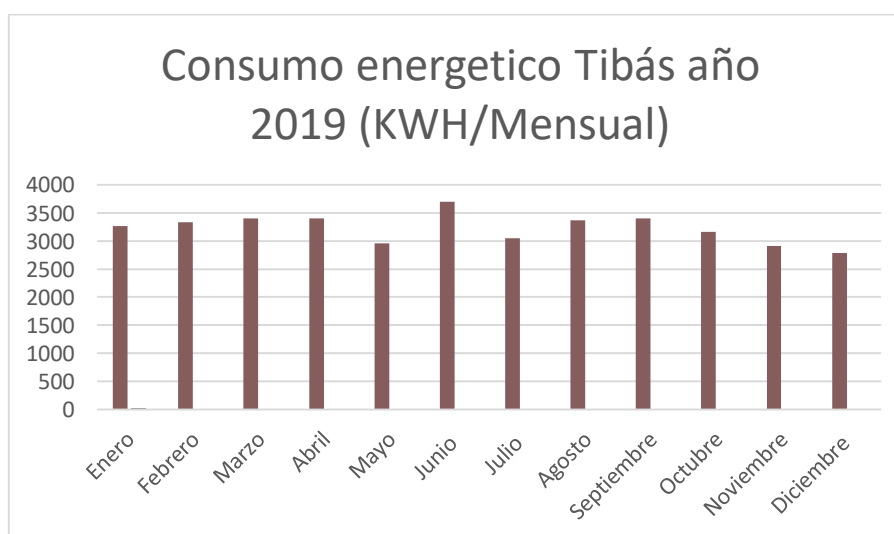
Mayo	2.957	€377 780,00
Junio	3.695	€506 265,00
Julio	3.052	€424 695,00
Agosto	3.364	€459 255,00
Septiembre	3.402	€410 050,00
Octubre	3.163	€413 730,00
Noviembre	2.915	€375 205,00
Diciembre	2.792	€359 525,00
Total	38.749	€4 874 760,00

En el anterior cuadro 9 se representan los consumos energéticos de la estación de bomberos de Tibás, los consumos mensuales en colones y los KWH.

Con los datos suministrados por Bomberos de Costa Rica se procede a graficar los datos para tener una mejor representación de los consumos mensuales de la estación de Tibás.

Gráfico 4. Consumo energético de la estación de Tibás del año 2019

Fuente propia a partir de los datos suministrados por Bomberos de Costa Rica



En el presente gráfico 4 (Consumo energético de la estación de Tibás del año 2019) se puede observar el consumo energético que se presentó en el 2019 en la estación de Tibás. La propuesta de diseño y la memoria de cálculo del sistema fotovoltaico se realizarán con los datos del mes de mayor consumo energético presentes en los casos anteriormente expuestos, junto con el mes de menor radiación solar en la zona en donde se ubica la estación de Tibás. Lo anterior con el objetivo de garantizar el abastecimiento de energía en los meses de mayor consumo energético y cuando pueda presentarse la menor irradiación solar en la zona.

En el cuadro 9 (Consumo energético de la estación de Tibás del año 2019) se puede destacar lo que es el mayor consumo energético presente en el mes de junio, con una demanda real de consumo energético de 3,695 KWH.

Obtenida la mayor demanda energética se procede a buscar la irradiación o brillo solar. Para contar con este dato se le hace la solicitud formalmente al Instituto Meteorológico Nacional por medio del departamento de información meteorológica, el cual suministra los datos de la estación más cercana al punto de referencia solicitado. En este caso el punto solicitado es la estación de bomberos ubicada en Tibás, San José. Para el Instituto Meteorológico Nacional el punto más cercano al solicitado es el de la estación 84 141 IMN, Aranjuez.

INSTITUTO METEOROLOGICO NACIONAL
DEPARTAMENTO DE INFORMACION
PROMEDIOS MENSUALES DE DATOS CLIMATICOS
 (estaciones automáticas)

ESTACION : 84 141 IMN, ARANJUEZ			Latitud: 09 ° 56 ' N Longitud: 84 ° 04 ' O Altitud. 1181 m.s.n.m													
Elementos	Períodos		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.	Total
LLUVIA	1999	2019	12.5	9.1	10.7	45.3	250.0	249.1	173.2	207.4	317.8	301.7	132.0	28.8	144.8	1737.7
TEM. MAX.	1999	2019	22.9	23.5	24.4	25.6	26.2	26.2	25.3	25.8	26.3	25.5	24.2	23.3	24.9	
TEM. MIN.	1999	2019	16.4	16.3	16.7	17.6	18.1	18.1	17.9	17.6	17.6	17.5	17.2	16.8	17.3	
TEM. MED.	1999	2019	19.6	19.6	20.6	21.6	22.2	22.1	21.6	21.8	21.9	21.5	20.7	20.0	21.1	
HUMEDAD	1999	2019	73.3	71.5	71.0	71.8	77.2	78.2	76.6	77.1	79.1	80.5	77.8	74.7	75.7	
VIENTO VEL.	1999	2019	14.0	14.1	13.7	11.6	8.7	8.0	9.3	8.4	7.0	7.0	9.8	12.2	10.3	
RADIACION	1999	2019	13.3	15.6	17.8	17.1	13.6	11.9	11.7	12.6	12.5	11.4	9.6	11.2	13.2	
PRESION	1999	2020	882.7	882.7	882.5	882.3	882.3	882.4	882.6	882.5	882.4	882.1	882.0	882.5	882.4	
VIENTO DIR. PREDOMINANTE			2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	2		Total
Promedio días con lluvia >= 0.1 mm.			4	3	3	8	20	21	20	22	23	25	17	7		175

Ilustración 9 Condiciones climáticas en la zona cercana a la estación de bomberos de Tibás, San José

De la anterior ilustración aportada por el Instituto Meteorológico Nacional se pueden extraer los datos necesarios sobre brillo solar u horas solares pico (HSP), ya que el Instituto Meteorológico Nacional monitorea esta variable a través del tiempo y es un dato confiable para utilizar. Este dato lo muestran mensualmente, por lo que pueden tenerse el mes con mayor irradiación solar y el mes en el que hay una menor irradiación solar. Destaca la ilustración 9 (Condiciones climáticas en la zona cercana a la estación de bomberos de Tibás, San José) el mes con menor irradiación solar, que es noviembre, con el rendimiento más bajo de irradiación solar en el año. Por eso se utilizará el mes de noviembre para la memoria de cálculo fotovoltaica, asegurada esta con la irradiación solar más baja en el año.

Memoria de cálculo fotovoltaica, cálculo de la cantidad de paneles solares para suplir la demanda energética de la estación de bomberos de Tibás, San José.

Para elaborar esta memoria esto se hará con el mes de mayor consumo energético presentado en el año, en conjunto con el mes en el que esté presente la menor irradiación solar. Anteriormente fue identificado el mes de mayor consumo energético, el mes de junio, por tener un consumo de 3,695KWH. La menor irradiación solar estuvo presente en el mes de noviembre, con un dato de 9.9 HSP, anteriormente ya seleccionado.

Para efectos de esta memoria de cálculo fotovoltaica se desea abastecer la demanda energética por día en la Estación de Bomberos de Tibás, San José; por lo tanto, se procede a dividir el consumo de 3,695KWH entre los días del mes de junio, que son 30. Al realizar la operación matemática se obtiene el dato de 123WH de consumo diario.

Para efectos del desarrollo de la memoria de cálculo se opta por diseñar con un panel solar de potencia de 300W.

La ecuación que se utilizará en esta memoria de cálculo es una fórmula general usada para el cálculo sobredimensionado del número de paneles solares requeridos en función de nuestras variables. La anterior ecuación fue tomada de un artículo elaborado por el departamento técnico de *SunFields Europe*: www.sfesolar.com. Esta empresa se posiciona en el área de dimensionamiento e instalación de paneles solares en diferentes países, diferentes continentes, y tiene una experiencia mayor de diez años de laborar en este mercado de energía solar.

La fórmula expuesta en el marco teórico para el cálculo del número de paneles solares es la siguiente:

Ecuación 1. Ecuación para el cálculo de paneles solares

$$NP = \frac{E}{0.9 * Wp * HSP}$$

Donde:

NP = Número de paneles

E = Consumo real energético por día (Wh/día)

Wp = Potencia pico del panel (W)

HSP = Horas solares pico (HSP)

0.9 = Coeficiente de rendimiento del panel contemplando 10% de pérdidas.

Desarrollada la ecuación 1. (Ecuación para el cálculo de paneles solares):

$$NP = \frac{123WH}{0.9 * 300W * 9.9}$$

NP= 46 paneles solares

Cálculo de la potencia de los paneles solares

La potencia generada por los paneles solares se obtiene al multiplicar la potencia de cada panel solar por la cantidad de paneles solares, resultado de la ecuación para el cálculo de paneles solares.

300W * 46 paneles solares = 13.8KW

Luego de obtener la potencia generada por los paneles solares al día ahora se debe multiplicar por las horas solares pico y por el número de días del mes del que se está realizando el cálculo. Ejemplo, el mes de octubre tiene 31 días y

cuenta con un HSP de 11.4; por lo tanto, la generación del mes de octubre se representa de la siguiente forma:

$$13.8\text{KW} * 11.4 \text{ HSP} * 31 \text{ días} = 4876,920\text{KWh}$$

Obtenido el resultado mensual de potencia generada para el mes de octubre se sigue con el mismo procedimiento para cada mes del año.

Cuadro 10 Generación mensual a partir de la potencia generada de los paneles solares, Tibás, San José.

Consumo energético mensualmente			
Mes	Número de días	Brillo Solar (HSP)	Potencia generada por mes Wh
Enero	31	13,3	5 689 740,00
Febrero	29	15,9	6 363 180,00
Marzo	31	17,8	7 614 840,00
Abril	30	17,1	7 079 400,00
Mayo	31	13,6	5 818 080,00
Junio	30	11,9	4 926 600,00
Julio	31	11,7	5 005 260,00
Agosto	31	12,6	5 390 280,00
Septiembre	30	12,5	5 175 000,00
Octubre	31	11,4	4 876 920,00
Noviembre	30	9,9	4 098 600,00
Diciembre	31	11,2	4 791 360,00
Total consumo energético anual			66 829 260,00

Obtenidos los consumos mensuales se procede a sumarlos para así tener un consumo anual.

Efectuado este primer análisis se procede a desarrollar, para la Estación de Bomberos del Tibás, San José, lo que son dos casos de análisis, el primero de ellos con la tecnología de inversores a 100% del consumo energético anual, y el segundo caso será con 100% del consumo energético anual, utilizando la tecnología de microinversores.

Para efectos de este desarrollo se utilizará el panel solar CSUN300-72P y se deberá consultar anexo 1. Además, estos cálculos estarán sujetos a las normas de generación distribuida según la POASEN y de acuerdo con las tarifas del ente regulatorio (ARESEP).

4.4.1 Desarrollo del primer caso con tecnología de inversores a 100% del consumo energético anual

Partiendo del cuadro 8 (Generación mensual a partir de la potencia generada de los paneles solares, Tibás, San José) se obtiene que hay 66,829.260kWh producidos al año. El cuadro 6 (Consumo energético, estación de Tibás, San José del año 2019) indica que realmente se da un consumo anual de 38.749KWh en la estación de Tibás, San José. Del análisis de las cifras arrojadas se llega al resultado de que existe una sobreproducción de energía por parte de los paneles solares de 66,790.511KWh. Según esta cifra tan elevada en función al consumo real, se procede a realizar un recálculo para disminuir el número de paneles solares y así reducir la producción de kWh anuales.

Para obtener la potencia generada por los paneles solares que satisfaga la demanda real a 100%, que son 38.749KWh, se aplica la siguiente ecuación:

Ecuación 2. Potencia requerida para satisfacer la demanda mensual.

Consumo real demandado anualmente / (días del mes * HSP del mes) = la potencia requerida para satisfacer la demanda:

$$38.749\text{KWh} / (31\text{días} * 13.3\text{HSP} + 29\text{días} * 15.9\text{HSP} + 31\text{días} * 17.8\text{HSP} + 30\text{días} * 17.1\text{HSP} + 31\text{días} * 13.6\text{HSP} + 30\text{días} * 11.9\text{HSP} + 31\text{días} * 11.7\text{HSP})$$

$$+ 31\text{días} * 12.6\text{HSP} + 30\text{días} * 12.5\text{HSP} + 31\text{días} * 11.4\text{HSP} + 30\text{días} * 9.9\text{HSP} \\ + 31 \text{ días} * 11.2 \text{ HSP} = 8.002\text{KWh}$$

Obtenida la potencia requerida para satisfacer la demanda se procede a realizar lo que es dimensionar la cantidad de paneles solares que llevará el sistema; esto con el dato nuevo de potencia requerida para satisfacer la demanda real.

$$\text{Nuevo número de paneles} = \frac{8002\text{W}}{300\text{W}}$$

El nuevo número de paneles que se deben implementar en el sistema para abastecer la demanda a 100% es de 27 paneles solares con una potencia de 300W.

Posteriormente se procede a realizar el cálculo de generación de energía a partir de una potencia de 8.002kWh que se obtuvo con la ecuación 2, y a compararlo con los consumos reales de energía.

Cuadro 11 Generación de energía de los paneles con una potencia generada de 8.002kWh

Mes	Número de días	Brillo Solar (HSP)	Potencia generada KWh	Diferencia de potencia KWh
Enero	31	13,3	3 298,40	28,40
Febrero	29	15,9	3 688,80	353,80
Marzo	31	17,8	4 414,40	1 012,40
Abril	30	17,1	4 104,00	702,00
Mayo	31	13,6	3 372,80	415,80
Junio	30	11,9	2 856,00	-839,00
Julio	31	11,7	2 901,60	-150,40
Agosto	31	12,6	3 124,80	-239,20
Septiembre	30	12,5	3 000,00	-402,00
Octubre	31	11,4	2 827,20	-335,80
Noviembre	30	9,9	2 376,00	-539,00
Diciembre	31	11,2	2 777,60	-14,40
Total			38 741,60	-7,40

4.4.2 Segundo caso con tecnología de microinversores a 100% del consumo energético anual

Para este segundo análisis, en el que se utilizará la tecnología de microinversores a 100% de la demanda real que requiere la estación de bomberos de Tibás, se mantiene lo que es la base de los cálculos del primer caso, ya que se utilizará la misma demanda energética equivalente a 100%. Lo que va a variar en este caso es la tecnología que se va a utilizar, pues se opta por una tecnología de microinversores con los datos expuestos en el cuadro 9. Las generaciones de energía de los paneles con una potencia generada de 8.002kWh son las producciones de kWh de este sistema, ya que se mantendrán la misma cantidad de paneles solares (27) y la misma potencia generada. A continuación, en el análisis financiero se presentan los cambios por el uso de estas dos tecnologías para suplir 100% de la demanda real de la estación de bomberos de Tibás, San José.

4.4.3 Análisis financiero de la Estación de Bomberos Tibás, San José.

Los siguientes cálculos estarán sujetos a las normas de generación distribuida establecidas por la POASEN y los precios regulados por el ente regulatorio en este ámbito, que es la ARESEP. Estas normas indican que el microgenerador debe consumir 51% de lo que produce y podrá transferir el 49% a un menor precio.

De acuerdo con lo publicado en el Alcance número 232 a La Gaceta N.º 183 del 27 de septiembre de 2017, para tarifa T-IN (industrial) por cada kWh que se retire de la red con un consumo menor de 3000kWh se le cobrarán ₡70.21 y por

potencia ₡11,604.99 por cada KW. También se contempla un cobro por cada KWh subido a la red de ₡26.71 cuando se baje de la red.

4.4.3.1 Análisis financiero del primer caso con tecnología de inversores y con demanda de 100% de consumo

Para realizar el análisis financiero se utiliza una hoja de Excel para tabular los datos de energía consumida, energía producida y la facturación actual para poder así determinar cuánto sería el ahorro anual y cómo se comportarán los consumos energéticos en comparación con la energía producida del sistema fotovoltaico.

Cuadro 12 Análisis anual de consumos energéticos y energía producida, estación de bomberos Tibás, San José. Caso demanda a 100%. Fuente propia.

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
Energía consumida WH	3270	3335	3402	3402	2957
Energía producida	3 298,40	3688,8	4 414,40	4104	3372,8
Energía almacenada (mes anterior)	0	28,4	382,2	1394,6	2096,6
Energía subida a ala red (sobrante)	28,4	353,8	1012,4	702	415,8
Energía propia bajada de la red (49%)	0	0	0	0	0
Energía requerida	0	0	0	0	0
Energía bajada de la red (comercializadora)	0	0	0	0	0
Facturación actual	416 105,00	388 095	384 920	359 135	377 780
Facturación	0	0	0	0	0

Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
3695	3052	3364	3402	3163	2915	2792
2856	2901,6	3124,8	3000	2827,2	2376	2777,6
2512,4	1673,4	1523	1283,8	881,8	546	278,46
0	0	0	0	0	0	0
839	150,4	239,2	402	335,8	267,54	14,4
839	150,4	239,2	402	335,8	539	14,4
0	0	0	0	0	271,46	0
506 265	424 695	459 255	410 050	413 730	375 205	359 525
25379,8339	4549,61504	7235,82392	12160,5402	10157,9836	44084,0658	435,60144

Facturación total	4 874 760,00
Facturación con paneles solares	104003,4639
Ahorro anual	4 770 756,54
Sobrante WH	278,46

Cuadro 12. Análisis anual de consumos energéticos y energía producida, estación de bomberos Tibás, San José. Caso demanda a 100%. Fuente propia, elaborado en Excel. Se obtiene un ahorro de 4 770 756,54 colones.

En el siguiente cuadro 13 se observa lo que es la tasa de interés de aumento aproximado de la facturación con la empresa distribuidora de la energía eléctrica en un periodo anual. De la misma manera, en este cuadro se integran los montos por concepto de cargos fijos para un periodo anual.

En el cuadro también se muestra el costo por mantenimiento del sistema fotovoltaico. Este costo lo suministró la empresa *Eléctrica Soluciones* de forma confidencial, ya que ellos no pueden dar un costo por este concepto sin tener un proyecto ya en ejecución o por construir.

En este proyecto viene lo que es la tasa de interés para proyectos eco-amigables la cual fue tomada de la página del Banco Nacional (<https://www.bncr.fi.cr/BNCR/BNSoluciones/TecEqu.aspx>). Igualmente viene lo que es el monto por concepto de interconexión del sistema.

Debido a que el Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica no tiene asignada una tasa de interés para la inversión en proyectos, cuando va a desarrollar un proyecto utiliza fondos públicos como capital; o de ser necesario los solicita al Banco Central de Costa Rica, caso en el cual la información que se genere es confidencial. Por lo anteriormente expuesto se va a trabajar con la tasa de interés utilizada en proyectos eco-amigables del Banco Nacional por ser una institución pública.

Importante es destacar que para las propuestas de desarrollo de los análisis financieros el monto por interconexión y la tasa de interés para proyectos eco-amigables son lo mismo.

Cuadro 13 Resumen de datos. Análisis financiero, estación de bomberos Tibás, inversores 100%

PRIMER CASO INVERSORES 100%	
INVERSION EN DOLARES	\$ 14 125,00
CAMBIO DÓLAR 31/5/2020	\$ 570,22
INVERSION INICIAL	₡8 103 044,50
INTERCONEXION	₡48 687,00
MANTENIMIENTO ANUAL	₡175 000,00
CARGOS FIJOS	₡580 000,00
AHORRO ENERGIA SIN CARGOS FIJOS	₡4 770 756,54
AHORRO ANUAL	₡4 015 756,54
AUMENTO ANUAL ICE (APOXIM)	14%
TASA BN (P. ECOAMIGABLES)	9,55%
INVERSORES (10 AÑOS GARANTIA)	\$ 4 000,00

Para el análisis financiero se cuenta con lo que es la oferta por concepto de instalación del sistema fotovoltaico con la tecnología de inversores a 100% de la demanda energética de la estación de Bomberos de Tibás. Esto se puede observar en el anexo 9 por un monto de \$14.125 dólares, suma que pasada a colones da el monto de ₡8.103.044,5.

Primeramente se procede a estimar el ahorro de energía en colones lo cual consiste en restarle a ese monto los gastos fijos para que no dé un monto de ahorro anual de ₡4.015.756,54.

Con los valores de la inversión inicial ya obtenidos y el flujo anual neto se procede a realizar el cálculo del valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) de la inversión del sistema fotovoltaico, para lo cual se utilizará la fórmula que se expuso anteriormente en el marco teórico, en el apartado 2.14.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

La fórmula de la TIR se calcula con la fórmula anteriormente expuesta del VAN, igualando a cero y sustituyendo la tasa de descuento i por la incógnita TIR.

Para efectuar los cálculos del VAN y la TIR se utilizará como herramienta el programa de Microsoft Excel, en el que se usará una tasa de interés de 9,55%, que es la tasa que tiene el Banco Nacional de Costa Rica para la implementación de proyectos amigables con el ambiente. Este cálculo o desarrollo financiero se va a ejecutar por un periodo de veinte años y en él se utilizará lo que es una proyección de aumento de demanda energética, la cual se estipula en 10% en la factura anual.

Cuadro 14 Desarrollo del VAN y la TIR para la estación Tibás, tecnología de inversores a 100% de la demanda energética.

AÑOS	FLUJOS NETOS (+)	VAN
Año 1	₡4 015 756,54	(₡4 437 360,76)
Año 2	₡4 577 962,45	(₡622 774,30)
Año 3	₡5 218 877,19	₡3 346 763,40
Año 4	₡5 949 520,00	₡7 477 546,60
Año 5	₡6 782 452,80	₡11 776 125,18
Año 6	₡7 731 996,19	₡16 249 315,13
Año 7	₡8 814 475,66	₡20 904 209,28
Año 8	₡10 048 502,25	₡25 748 188,58
Año 9	₡11 455 292,57	₡30 788 933,82
Año 10	₡13 059 033,53	₡33 753 557,77

Año 11	₡14 887 298,22	₡39 212 137,86
Año 12	₡16 971 519,97	₡44 892 449,42
Año 13	₡19 347 532,77	₡50 803 499,33
Año 14	₡22 056 187,36	₡56 954 660,35
Año 15	₡25 144 053,59	₡63 355 685,96
Año 16	₡28 664 221,09	₡70 016 725,86
Año 17	₡32 677 212,04	₡76 948 341,99
Año 18	₡37 252 021,73	₡84 161 525,37
Año 19	₡42 467 304,77	₡91 667 713,47
Año 20	₡48 412 727,44	₡99 478 808,33
TIR		0,90

En el cuadro 14 (Desarrollo del VAN y la TIR para la estación Tibás con tecnología de inversores a 100% de la demanda energética) se pueden destacar los dos primeros periodos anuales con un VAN negativo, lo que indica que no se ha recuperado la inversión inicial del proyecto por instalar. También se observa que al tercer año ya se obtiene la recuperación de la inversión inicial del sistema fotovoltaico. Igualmente se destaca que no solo se obtiene la recuperación inicial sino que también ya hay una ganancia de ₡3 346 763,4.

Al final del análisis financiero del año 20 se puede observar que hay un VAN de ₡99 478 808,33 y una TIR de 90%.

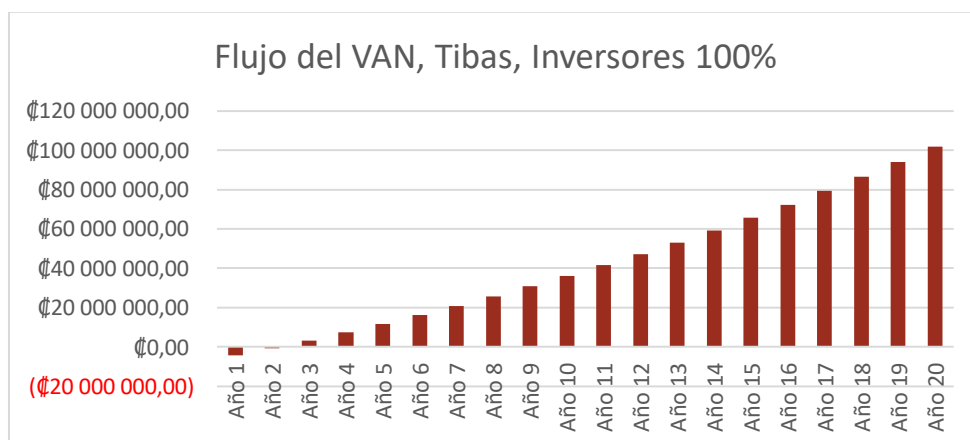


Gráfico 5. Flujo del VAN, Tibás, inversores 100%

En el gráfico anterior se observa mejor el comportamiento del VAN a través de los años de los que se realizó el análisis financiero, desde el año uno hasta el año veinte. Se puede destacar que en el año 3 es cuando ya el gráfico empieza con un VAN positivo de la inversión inicial.

4.4.3.2 Análisis financiero Tibás, tecnología con microinversores y con una demanda de 100% de consumo

Partiendo de lo anteriormente elaborado para el análisis financiero con la tecnología de inversores se omitirá lo que son los cálculos, ya que estos son los mismos del caso anterior. Lo único que difiere en este desarrollo del otro es en el ahorro anual y en la inversión inicial. Siguiendo con el desarrollo del análisis financiero para la tecnología con microinversores, con una demanda de 100% de consumo, se muestra el siguiente cuadro en el que se presenta el resumen de datos del análisis financiero de la estación de bomberos Tibas con microinversores a 100% de la demanda. Estos datos se pueden respaldar con la cotización hecha por la empresa *Eléctrica Soluciones* incluida en el anexo 10.

Cuadro 15 Resumen de datos análisis financiero de la estación de bomberos Tibás con micro inversores a 100%

PRIMER CASO, MICROINVERSORES A 100%	
INVERSION EN DOLARES	\$ 17 010,00
CAMBIO DÓLAR 31/5/2020	\$ 570,22
INVERSION INICIAL	¢9 748 129,20
INTERCONEXION	¢48 687,00
MANTENIMIENTO ANUAL	¢175 000,00
CARGOS FIJOS	¢580 000,00
AHORRO ENERGIA SIN CARGOS FIJOS	¢4 770 756,54
AHORRO ANUAL	¢4 015 756,54
AUMENTO ANUAL ICE (APOXIM)	14%
TASA BN (P. ECOAMIGABLES)	9,55%
MICRO INVERSORES (10 AÑOS GARANTIA)	\$ 6 885,00

En el cuadro 15 (Resumen de datos del análisis financiero, estación de bomberos Tibás, microinversores 100% de la demanda energética) se pueden observar los datos relevantes de una inversión inicial del proyecto de ₡9 748 129,20; además de un ahorro anual de ₡4 015 756,54.

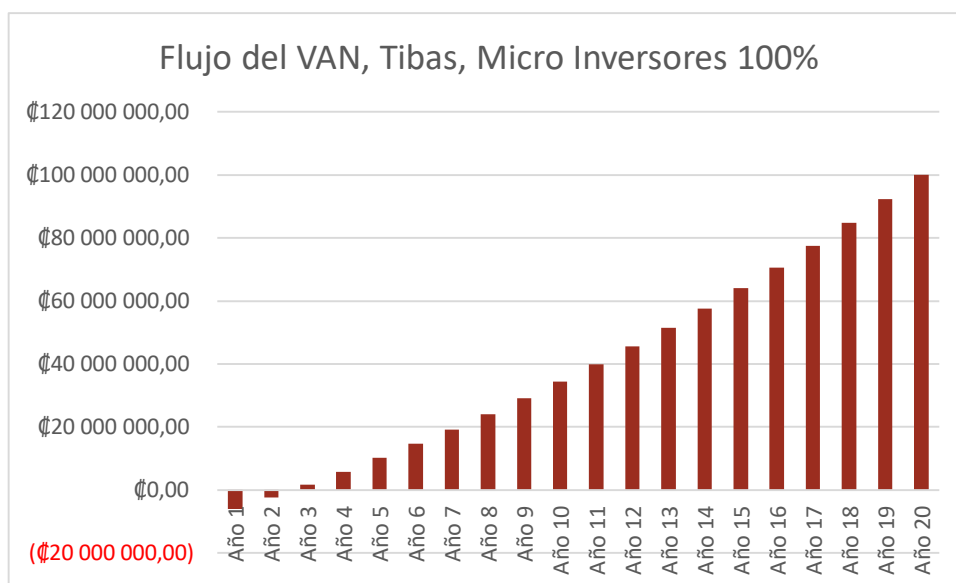
Cuadro 16 Desarrollo del VAN y la TIR para la estación Tibás, tecnología de microinversores a 100% de la demanda energética

AÑOS	FLUJOS NETOS (+)	VAN
Año 1	₡4 015 756,54	(₡6 082 445,46)
Año 2	₡4 577 962,45	(₡2 267 859,00)
Año 3	₡5 218 877,19	₡1 701 678,70
Año 4	₡5 949 520,00	₡5 832 461,90
Año 5	₡6 782 452,80	₡10 131 040,48
Año 6	₡7 731 996,19	₡14 604 230,43
Año 7	₡8 814 475,66	₡19 259 124,58
Año 8	₡10 048 502,25	₡24 103 103,88
Año 9	₡11 455 292,57	₡29 143 849,12
Año 10	₡13 059 033,53	₡34 389 353,07
Año 11	₡14 887 298,22	₡39 847 933,16
Año 12	₡16 971 519,97	₡45 528 244,72
Año 13	₡19 347 532,77	₡51 439 294,63
Año 14	₡22 056 187,36	₡57 590 455,65
Año 15	₡25 144 053,59	₡63 991 481,26
Año 16	₡28 664 221,09	₡70 652 521,16
Año 17	₡32 677 212,04	₡77 584 137,29
Año 18	₡37 252 021,73	₡84 797 320,67
Año 19	₡42 467 304,77	₡92 303 508,77
Año 20	₡48 412 727,44	₡100 114 603,63
TIR		0,67

En el cuadro 16 (Desarrollo del VAN y la TIR para la estación Tibás, tecnología de microinversores a 100% de la demanda energética) se puede destacar que a partir del tercer año de implementación del sistema se obtiene un VAN positivo,

en el que se puede constatar que ya se recuperó la inversión inicial. Además, en el año 20 se puede observar que hay un VAN de ₡100 114 603,63 y se obtiene una TIR de 67% para el diseño con la tecnología de microinversores.

Gráfico 6. Flujo del VAN, Tibás, microinversores a 100%



En el gráfico 6. Flujo del VAN, Tibás, microinversores a 100%) se puede observar mejor comportamiento del VAN a través de los años de los que se realizó el análisis financiero, desde el año 1 hasta el año 20. En este caso se puede destacar también que en el año 3 es cuando ya el gráfico empieza con un VAN positivo de la inversión inicial.

4.5 Estación de bomberos Cartago

Análisis de consumo energético del año 2019 en la estación de bomberos Cartago

Cuadro 17 Consumo energético de la estación de bomberos Cartago. Fuente: Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica

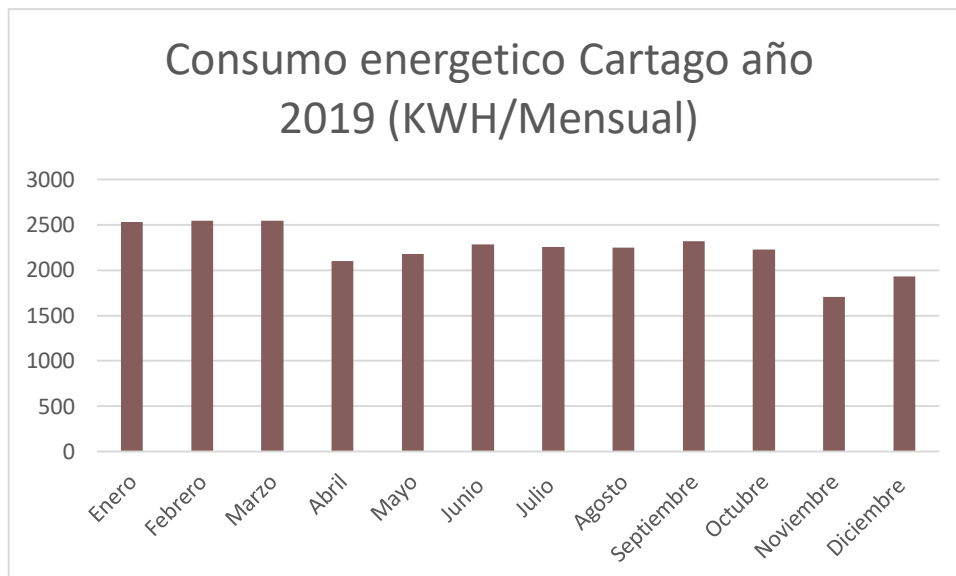
Consumo energético Bomberos Cartago, abonado 0194053		
Mes	Consumo KWH	Costo monetario colones
Enero	2531	₡304 793,00
Febrero	2542	₡304 793,00
Marzo	2542	₡255 426,00
Abril	2101	₡251 868,00
Mayo	2178	₡259 928,00
Junio	2282	₡272 191,00
Julio	2254	₡270 410,00
Agosto	2251	₡272 345,00
Septiembre	2317	₡280 238,00
Octubre	2230	₡275 943,00
Noviembre	1702	₡204 770,00
Diciembre	1931	₡231 998,00
Total	26861	₡3 184 703,00

En el anterior cuadro 17 se representan los consumos energéticos de la estación de bomberos de Cartago, que son consumos mensuales en colones y KWH.

Luego de analizar los datos suministrados por Bomberos de Costa Rica se procede a graficar los datos para tener una mejor representación de los consumos mensuales de la estación de Tibás.

Gráfico 7. Consumo energético de la estación de Cartago del año 2019

Fuente propia a partir de los datos suministrados por Bomberos de Costa Rica



Analizado el presente gráfico 7 (Consumo energético de la estación de Cartago del año 2019) se puede identificar el consumo energético que se presentó en el 2019 en la estación de Cartago. La propuesta de diseño y la memoria de cálculo del sistema fotovoltaico se realizarán con los datos del mes de mayor consumo energético presentes en los datos anteriormente expuestos, junto con los del mes de menor radiación solar presente en la zona en donde se ubica la estación de Cartago. Lo anterior con el objetivo de garantizar el abastecimiento de energía en los meses de mayor consumo energético y cuando puede haber presencia de menor irradiación solar en la zona.

En el cuadro 17 (Consumo energético de la estación de Cartago del año 2019) se puede destacar el mayor consumo energético presente en el mes de febrero, con una demanda real en consumo energético de 2,542 KWH.

Obtenida la demanda energética mayor se procede a buscar la irradiación o brillo solar. Para poder contar con este dato se le hace la solicitud formalmente al Instituto Meteorológico Nacional, por medio del departamento de información meteorológica, la cual suministra los siguientes datos de la estación más cercana al punto de referencia solicitado. En este caso el punto solicitado es la estación de bomberos ubicada en Cartago. Para el Instituto Meteorológico Nacional el punto más cercano al solicitado es el de la estación 73 123 ITCR, Cartago:

INSTITUTO METEOROLOGICO NACIONAL
DEPARTAMENTO DE INFORMACION
PROMEDIOS MENSUALES DE DATOS CLIMATICOS
 (estaciones automáticas)

ESTACION: 73 123 ITCR, CARTAGO			Latitud: 09 ° 51 ' N Longitud: 83 ° 54 ' O Altitud. 1360 m.s.n.m													
Elementos	Períodos		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.	Total
LLUVIA	1997	2019	61.6	35.1	18.8	36.1	178.8	183.8	134.8	141.8	212.8	232.5	142.4	77.2	121.3	1455.8
TEM.MAX.	1997	2019	21.6	22.7	23.5	24.5	25.0	24.7	23.8	24.4	25.1	24.5	23.0	22.2	23.8	
TEM.MIN.	1997	2019	13.6	13.5	14.0	14.9	16.1	16.1	15.8	15.7	15.7	15.9	15.4	14.4	15.1	
TEM.MED.	1997	2019	17.7	18.1	18.8	19.7	20.5	20.4	19.8	20.1	20.4	20.2	19.2	18.3	19.4	
HUMEDAD	1997	2019	89.7	86.8	86.8	86.7	88.9	90.1	90.0	90.0	89.0	89.3	91.3	90.5	89.2	
VIENTO VEL.	1997	2019	15.3	15.0	14.6	13.1	9.5	9.3	11.2	9.9	7.8	8.1	10.7	13.8	11.5	
RADIACION	1997	2019	13.3	16.2	16.8	17.3	13.9	13.4	13.6	14.5	15.0	13.7	12.6	12.2	14.4	
VIENTO DIR. PREDOMINANTE			3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3		
Promedio días con lluvia >= 0.1 mm.			17	12	10	12	21	23	23	22	24	24	22	21	233	Total

Ilustración 10 Condiciones Climáticas en la zona cercana a la estación de Bomberos de Cartago

De la ilustración aportada por el Instituto Meteorológico Nacional se pueden extraer los datos necesarios de brillo solar u horas solares pico (HSP), ya que el Instituto monitorea esta variable a través del tiempo y suministra datos confiables de utilizar. Estos datos los emite mensualmente y de ellos se pueden obtener el mes con mayor irradiación solar y el mes en el que hay una menor irradiación solar. Destaca en la ilustración 10 (Condiciones climáticas en la zona cercana a la estación de bomberos Cartago) el mes con menor irradiación, que es

diciembre, con el rendimiento más bajo de irradiación solar en el año. Por ello será el utilizado para la memoria de cálculo fotovoltaica, con el propósito de asegurar la irradiación solar más baja en el año.

Memoria de cálculo fotovoltaica, cálculo de la cantidad de paneles solares para suplir la demanda energética de la estación de bomberos de Cartago

Esta memoria se elaborará con el mes de mayor consumo energético presente en el año y en conjunto con el mes en el que haya habido la menor irradiación solar. Anteriormente identificado, el mes de mayor consumo energético seleccionado fue el mes de febrero por tener un consumo de 2,542KWH. La menor irradiación solar estuvo presente en el mes de diciembre, con un dato de 12.2 HSP que anteriormente fue seleccionado.

Según esta memoria de cálculo fotovoltaico se espera abastecer la demanda energética por día en la estación de bomberos de Cartago; por lo tanto, se procede a dividir el consumo de 2,542KWH entre los días del mes de febrero, que son 29. Al realizar la operación matemática se obtiene el dato de 87.66WH de consumo diario.

En el desarrollo de la memoria de cálculo se opta por diseñar con un panel solar de potencia 300W.

La ecuación que se utilizará en esta memoria de cálculo es una fórmula general usada para el cálculo sobredimensionado del número de paneles solares requeridos y en función de las variables. Esta ecuación fue tomada de un artículo elaborado por el departamento técnico de *SunFields Europe*: www.sfesolar.com, empresa que se desempeña en el área de dimensionamiento e instalación de

paneles solares en diferentes países, en diferentes continentes, y tiene más de diez años de laborar en el mercado de la energía solar.

La fórmula expuesta en el marco teórico para el cálculo del número de paneles solares es la siguiente:

Ecuación 1. Ecuación para el cálculo de paneles solares:

$$NP = \frac{E}{0.9 * Wp * HSP}$$

Donde:

NP = Número de paneles

E = Consumo real energético por día (Wh/día)

Wp = La potencia pico del panel (W)

HSP = Horas solares pico (HSP)

0.9 = Coeficiente de rendimiento del panel contemplando 10% de pérdidas.

Ecuación 1 para el cálculo de la cantidad de paneles solares:

$$NP = \frac{87.66WH}{0.9 * 300W * 12.2HSP}$$

NP= 27 Paneles solares

Cálculo de la potencia de los paneles solares

La potencia que generan los paneles solares se obtiene de multiplicar la potencia de cada panel solar por la cantidad de paneles solares requeridos, como resultado de la ecuación para el cálculo de paneles solares:

$$300W * 27 \text{ paneles solares} = 8.1KW$$

Después de obtener la potencia generada por los paneles solares al día se debe ahora multiplicar ese resultado por las horas solares pico y por el número de días del mes del que se está realizando el cálculo. Ejemplo, el mes de octubre tiene 31 días y cuenta con un HSP de 13.7; por lo tanto, la generación del mes de octubre se representa de la siguiente forma:

$$8.1KW * 13.7 \text{ HSP} * 31 \text{ días} = 3440,070KWh$$

Obtenido el resultado mensual de potencia generada para el mes de octubre se sigue con el mismo procedimiento para cada mes del año:

Cuadro 18 Generación mensual a partir de la potencia generada de los paneles solares Cartago.

Consumo energético mensualmente			
Mes	Número de días	Brillo Solar (HSP)	Potencia generada por mes Wh
Enero	31	13,3	3 339 630,00
Febrero	29	16,2	3 805 380,00
Marzo	31	16,8	4 218 480,00
Abril	30	17,3	4 203 900,00
Mayo	31	13,9	3 490 290,00
Junio	30	13,4	3 256 200,00
Julio	31	13,6	3 414 960,00
Agosto	31	14,5	3 640 950,00
Septiembre	30	15	3 645 000,00
Octubre	31	13,7	3 440 070,00
Noviembre	30	12,6	3 061 800,00
Diciembre	31	12,2	3 063 420,00
Total de consumo energético anual			42 580 080,00

Obtenidos los consumos mensuales se procede ahora a sumarlos para así tener un consumo anual.

Efectuado ese primer estudio se procede ahora a analizar los dos casos siguientes para la estación de bomberos de Cartago, el primero con la tecnología de inversores a 100% del consumo energético anual, y el segundo con 100% del consumo energético anual; en este caso utilizando la tecnología de microinversores.

Se opta por efectuar el cálculo y elaborar el diseño solo con tecnologías de inversores y microinversores a 100% de la demanda energética de la estación de bomberos de Cartago, ya que es una estación que presenta un consumo energético muy bajo en relación con el de la estación de bomberos F5 de Heredia.

Para efectos de este análisis se utilizará un panel solar marca CSUN300-72P (consultar el anexo 1). Además, estos cálculos estarán sujetos a las normas de generación distribuida según la POASEN y a las tarifas del ente regulatorio (ARESEP).

4.5.1 Primer caso con tecnología de inversores a 100% del consumo energético anual

Partiendo del cuadro 13, generación mensual a partir de la potencia generada de los paneles solares (Cartago) da como resultado que hay 42.580.080kWh producidos al año. El cuadro 11 sobre consumo energético en la estación de Cartago, del año 2019, indica que realmente se da un consumo anual de 26.861kWh en la estación de Cartago. Si se analizan las cifras arrojadas se llega al resultado de que existe una sobreproducción de energía por parte de los paneles solares de 42.553.219kWh.

Según esta cifra tan elevada en función al consumo real se procede a realizar un recálculo para disminuir el número de paneles solares y así reducir la producción de kWh anuales.

Para obtener la potencia generada por los paneles solares que satisfaga la demanda real a 100%, que son 26.861KWh, se aplica la siguiente ecuación:

Ecuación 2. Potencia requerida para satisfacer la demanda mensual.

Consumo real demandado anualmente/(días del mes * HSP del mes) = la potencia requerida para satisfacer la demanda:

$$26.861\text{KWh} / (31\text{días} * 13.3\text{HSP} + 29\text{días} * 16.2\text{HSP} + 31 \text{ días} * 16.8\text{HSP} + 30\text{días} * 17.3\text{HSP} + 31\text{días} * 13.9\text{HSP} + 30\text{días} * 13.4\text{HSP} + 31\text{días} * 13.6\text{HSP} + 31\text{días} * 14.5\text{HSP} + 30\text{días} * 15\text{HSP} + 31\text{días} * 13.7\text{HSP} + 30\text{días} * 12.6\text{HSP} + 31 \text{ días} * 12.2 \text{ HSP}) = 5.110\text{KWh}$$

Obtenida la potencia requerida para satisfacer la demanda se procede a dimensionar la cantidad de paneles solares que llevará el sistema. Esto con el dato nuevo de potencia requerida para satisfacer la demanda real:

$$\text{Nuevo número de paneles} = \frac{5110\text{W}}{300\text{W}}$$

El nuevo número de paneles solares que se debe considerar en el sistema para abastecer la demanda a 100% es de 17 con una potencia de 300W.

Posteriormente se procede a efectuar el cálculo de generación de energía a partir de una potencia de 5110kWh, que se obtuvo de la ecuación 2, y a compararlo con los consumos reales de energía.

Cuadro 19 Generación de energía de los paneles con una potencia generada de 5110kWh

Mes	Número de días	Brillo Solar (HSP)	Potencia generada KWh	Diferencia de potencia KWh
Enero	31	13,3	2 102,73	-428,27
Febrero	29	16,2	2 395,98	-146,02
Marzo	31	16,8	2 656,08	114,08
Abril	30	17,3	2 646,90	545,90
Mayo	31	13,9	2 197,59	19,59
Junio	30	13,4	2 050,20	-231,80
Julio	31	13,6	2 150,16	-103,84
Agosto	31	14,5	2 292,45	41,45
Septiembre	30	15	2 295,00	-22,00
Octubre	31	13,7	2 165,97	-64,03
Noviembre	30	12,6	1 927,80	225,80
Diciembre	31	12,2	1 928,82	-2,18
Total			26 809,68	-51,32

4.5.2 Segundo caso con tecnología de microinversores a 100% del consumo energético anual.

En este segundo análisis, en el que se utilizará tecnología de microinversores a 100% de la demanda real que requiere la estación de bomberos de Cartago, se mantiene lo que es la base de los cálculos del primer caso, ya que se utilizará la misma demanda energética equivalente a 100%. Lo que va a variar en este caso es la tecnología por utilizar. Se opta por una tecnología de microinversores en la que se utilizan los datos expuestos en el cuadro 19. Las generaciones de energía de los paneles con una potencia generada de 5.110kWh son las producciones de kWh de este sistema, ya que se mantendrán la misma cantidad de paneles solares (17) y la misma potencia generada, en la que se van a observar los cambios por diferente tecnología. Estos se presentan a continuación en el análisis financiero para las dos tecnologías, que suplen 100% de la demanda real de la estación de bomberos de Cartago.

4.5.3 Análisis financiero de la estación de bomberos de Cartago

En los siguientes cálculos estos estarán sujetos a las normas de generación distribuida establecidas por la POASEN y a los precios regulados por el ente regulatorio, en este caso la ARESEP. Estas normas indican que el microgenerador debe consumir 51% de lo que produce y podrá transferir el 49% a un menor precio.

De acuerdo con lo publicado en el Alcance número 232 a La Gaceta N.º 183 del 27 de septiembre de 2017, para tarifa T-IN (industrial) por cada KWh que se retire de la red con un consumo menor a 3000KWh se cobrarán ₡70.21 colones, y también se hará un cobro por potencia de ₡11.604,99 cada KW. Dentro de esto está contemplado un cobro por cada KWh subido a la red de ₡26.71 cuando se baje de la red.

4.5.3.1 Análisis financiero de la estación de Cartago con tecnología de inversores y con una demanda de 100% de consumo

Para el análisis financiero respectivo se procede primeramente a tabular nuestros datos de energía consumida en una hoja de Excel, energía producida y facturación actual para poder así determinar de cuánto sería el ahorro anual y cómo se comportan los consumos energéticos con respecto a la energía producida de nuestro sistema fotovoltaico.

Cuadro 20 Análisis anual de consumos energéticos y energía producida, estación de bomberos de Cartago, caso demanda a 100%. Fuente propia

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
Energía consumida WH	2531	2542	2542	2101	2178
Energía producida	2 102,73	2395,98	2 656,08	2646,9	2197,59
Energía almacenada (mes anterior)	0	-428,27	-218,4177	-104,3377	441,5623
Energía subida a ala red (sobrante)	-428,27	0	114,08	545,9	19,59
Energía propia bajada de la red (49%)	0	-209,8523	0	0	0
Energía requerida	428,27	146,02	0	0	0
Energía bajada de la red (comercializadora)	428,27	355,8723	0	0	0
Facturación actual	304 793,00	304 793	255 426	251 868	259 928
Facturación	56781,27858	40834,5285	0	0	0

Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2282	2254	2251	2317	2230	1702	1931
2050,2	2150,16	2292,45	2295	2165,97	1927,8	1928,82
461,1523	235,187673	131,347673	172,797673	150,797673	86,767673	312,567673
0	0	41,45	0	0	225,8	0
225,964627	103,84	0	22	64,03	0	2,18
231,8	103,84	0	22	64,03	0	2,18
5,835373	0	0	0	0	0	0
272 191	270 410	272 345	280 238	275 943	204 770	231 998
7609,123238	3141,17038	0	665,5022	1936,9139	0	65,945218

Facturación total	3 184 703,00
Facturación con paneles solares	111034,462
Ahorro anual	3 073 668,54
Sobrante WH	312,57

Cuadro 20. Análisis anual de consumos energéticos y energía producida, estación de bomberos de Cartago, caso demanda a 100%. Fuente propia. Fue elaborado en una hoja de Excel y en él se obtiene un ahorro de 3,073,668 colones anuales con la implementación del sistema fotovoltaico.

En el siguiente cuadro 21 se observa la tasa de interés de aumento aproximado de la facturación con la empresa distribuidora de la energía eléctrica, en un periodo anual. De la misma manera, en este cuadro se integran los montos por concepto de cargos fijos para un periodo anual.

En el cuadro también se muestra el costo por mantenimiento del sistema fotovoltaico, que fue suministrado por la empresa *Eléctrica Soluciones* de una manera confidencial, ya que ellos no pueden suministrar un costo por este concepto sin tener un proyecto ya en ejecución o por construir.

Este proyecto contempla una tasa de interés para proyectos eco-amigables la cual fue tomada de la página del Banco Nacional (<https://www.bncr.fi.cr/BNCR/BNSoluciones/TecEqu.aspx>). De la misma manera, viene lo que es el monto por concepto de interconexión del sistema.

Debido a que el Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica no tiene una tasa de interés para inversión en proyectos cuando va a desarrollar un proyecto destina fondos públicos como capital; o de ser necesario los solicita al Banco Central de Costa Rica, en cuyo caso la información que se genera es confidencial. Por lo anteriormente expuesto se va a trabajar con la tasa de interés para proyectos eco-amigables del Banco Nacional, que es una institución pública.

Es importante destacar que para los análisis financieros el monto por interconexión y la tasa de interés para proyectos eco-amigables son lo mismo.

Cuadro 21 Resumen de datos análisis del financiero de la estación de bomberos de Cartago, inversores 100%

CARTAGO CASO INVERSORES 100%	
INVERSION EN DOLARES	\$ 9 325,00
CAMBIO DÓLAR 31/5/2020	\$ 570,22
INVERSION INICIAL	¢5 365 988,50
INTERCONEXIÓN	¢48 687,00
MANTENIMIENTO ANUAL	¢175 000,00
CARGOS FIJOS	¢580 000,00
AHORRO ENERGÍA SIN CARGOS FIJOS	¢3 073 668,54
AHORRO ANUAL	¢2 318 668,54
AUMENTO ANUAL (APROXIM)	10%
TASA BN (P. ECOAMIGABLES)	9,55%
INVERSORES (10 AÑOS GARANTÍA)	\$ 2 450,00

En el análisis financiero se utiliza la oferta de instalación del sistema fotovoltaico con tecnología de inversores a 100% de la demanda energética de la estación de bomberos de Cartago. Esta puede observarse en el anexo 7 con un monto de \$9.325. Luego se pasa a colones y da como resultado el monto de ¢5.365.988,5.

Primeramente se procede a calcular lo que es el ahorro de energía en colones, lo que consiste en restarle lo que son los gastos fijos para que no dé un monto de ahorro anual de ¢2.318.668,54.

Obtenidos los valores de la inversión inicial y el flujo anual neto se procede a realizar el cálculo del valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) de la inversión en el sistema fotovoltaico, para lo cual se utiliza la fórmula que se expuso anteriormente en el marco teórico, en el apartado 2.14:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

La fórmula de la TIR se calcula con la fórmula anteriormente expuesta del VAN, igualando a cero y sustituyendo la tasa de descuento i por la incógnita TIR.

Para proceder con los cálculos del VAN y la TIR se utiliza como herramienta el programa de Microsoft Excel, en el que se usará una tasa de interés de 9,55%, que es la tasa que tiene el Banco Nacional de Costa Rica para desarrollar proyectos amigables con el ambiente. Este cálculo o desarrollo financiero se va a hacer por un periodo de veinte años y en él se utilizará lo que es una proyección de aumento de demanda energética, la cual se estipula en 10% en la factura anual.

Cuadro 22 Desarrollo del VAN y la TIR para la estación Cartago, tecnología de inversores a 100% de la demanda energética

AÑOS	FLUJOS NETOS (+)	VAN
Año 1	¢2 318 668,54	(¢3 249 449,44)
Año 2	¢2 643 282,13	(¢1 046 935,04)
Año 3	¢3 013 341,63	¢1 245 047,08
Año 4	¢3 435 209,46	¢3 630 131,17
Año 5	¢3 916 138,78	¢6 112 099,10
Año 6	¢4 464 398,21	¢8 694 886,35
Año 7	¢5 089 413,96	¢11 382 588,29
Año 8	¢5 801 931,92	¢14 179 466,61
Año 9	¢6 614 202,39	¢17 089 956,15
Año 10	¢7 540 190,72	¢18 721 632,88
Año 11	¢8 595 817,42	¢21 873 377,22
Año 12	¢9 799 231,86	¢25 153 147,68
Año 13	¢11 171 124,32	¢28 566 144,79
Año 14	¢12 735 081,73	¢32 117 780,31
Año 15	¢14 517 993,17	¢35 813 685,82
Año 16	¢16 550 512,22	¢39 659 721,67
Año 17	¢18 867 583,93	¢43 661 986,28

Año 18	₡21 509 045,68	₡47 826 825,76
Año 19	₡24 520 312,07	₡52 160 844,02
Año 20	₡27 953 155,76	₡56 670 913,23
TIR		0,72

En el cuadro 22 (Desarrollo del VAN y la TIR para la estación de Cartago, tecnología de inversores a 100% de la demanda energética) se destaca lo que son los dos primeros periodos anuales con un VAN negativo, lo cual indica que no se ha recuperado la inversión inicial del proyecto por instalar. También se observa que al tercer año ya se obtiene la recuperación de la inversión inicial del sistema fotovoltaico. También cabe destacar que no solo se obtiene la recuperación inicial sino que también ya hay una ganancia de ₡1 245 047,08.

Al final del análisis financiero, en el año 20 se observa que hay un VAN de ₡56 670 913,23 y se obtiene una TIR de 72%.

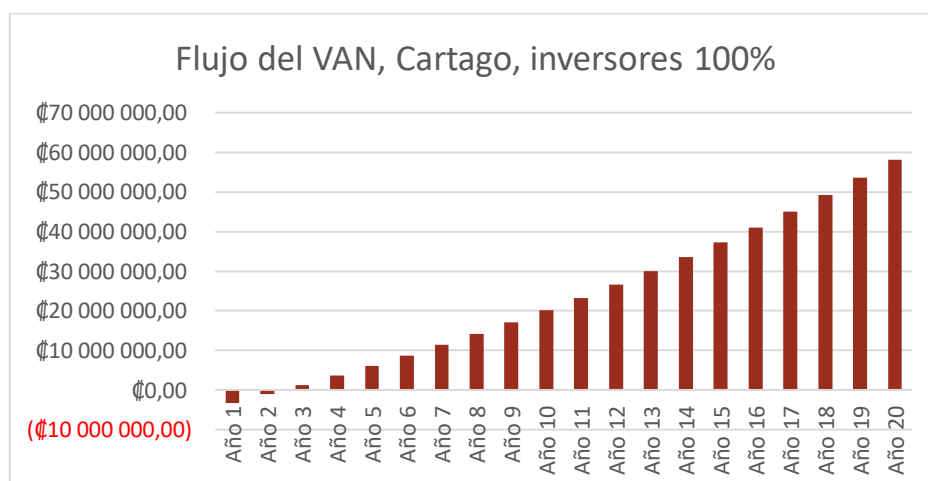


Gráfico 8. Flujo del VAN, Cartago, inversores 100%

En el anterior gráfico 8 se puede observar mejor el comportamiento del VAN a través de los años de los que se realizó el análisis financiero desde el año 1 hasta

el año 20. Se puede destacar que en el año 3 es cuando ya el gráfico empieza a partir de lo que es un VAN positivo de la inversión inicial.

4.5.3.2 Análisis financiero Cartago, tecnología con microinversores con una demanda de 100% de consumo

Partiendo del análisis financiero hecho con la tecnología de inversores se omitirán los cálculos, ya que estos son los mismos del caso anterior. Los únicos que difieren en el otro caso son el ahorro anual y la inversión inicial. Se sigue con el análisis financiero de la tecnología con microinversores, con una demanda de 100% de consumo. En el siguiente cuadro se muestra un resumen de datos del análisis financiero de la estación de bomberos de Cartago con microinversores 100% de demanda. Estos datos se pueden respaldar en la cotización realizada por la empresa *Eléctrica Soluciones* incluida en el anexo 8.

Cuadro 23 Resumen de datos análisis financiero de la estación de bomberos de Cartago, micro inversores a 100%

CARTAGO CASO MICROINVERSORES 100%	
INVERSIÓN EN DOLARES	\$ 11 210,00
CAMBIO DÓLAR 31/5/2020	\$ 570,22
INVERSIÓN INICIAL	¢6 440 853,20
INTERCONEXIÓN	¢48 687,00
MANTENIMIENTO ANUAL	¢175 000,00
CARGOS FIJOS	¢580 000,00
AHORRO ENERGIA SIN CARGOS FIJOS	¢3 073 668,54
AHORRO ANUAL	¢2 318 668,54
AUMENTO ANUAL (APROXIM)	10%
TASA BN (P. ECOAMIGABLES)	9,55%
INVERSORES (10 AÑOS GARANTIA)	\$ 4 335,00

En el cuadro 23 (Resumen de datos del análisis financiero de la estación de bomberos de Cartago con microinversores a 100% de la demanda energética) se pueden observar los datos relevantes de la inversión inicial del proyecto de ₡6 440 853,20, además de un ahorro anual de ₡2 318 668,54.

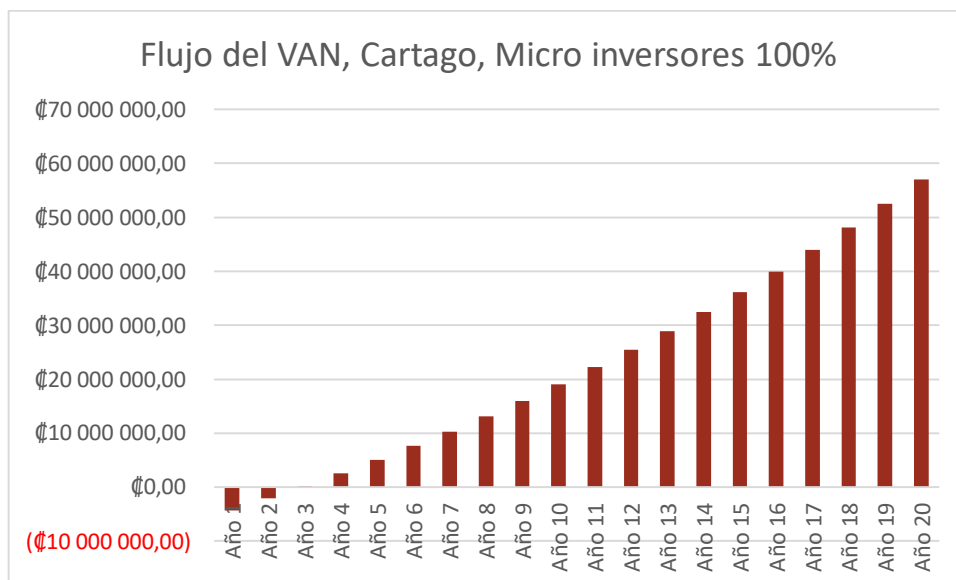
Cuadro 24 Desarrollo del VAN y la TIR para la estación de Cartago con tecnología de microinversores a 100% de la demanda energética

AÑOS	FLUJOS NETOS (+)	VAN
Año 1	₡2 318 668,54	(₡4 324 314,14)
Año 2	₡2 643 282,13	(₡2 121 799,74)
Año 3	₡3 013 341,63	₡170 182,38
Año 4	₡3 435 209,46	₡2 555 266,47
Año 5	₡3 916 138,78	₡5 037 234,40
Año 6	₡4 464 398,21	₡7 620 021,65
Año 7	₡5 089 413,96	₡10 307 723,59
Año 8	₡5 801 931,92	₡13 104 601,91
Año 9	₡6 614 202,39	₡16 015 091,45
Año 10	₡7 540 190,72	₡19 043 807,18
Año 11	₡8 595 817,42	₡22 195 551,52
Año 12	₡9 799 231,86	₡25 475 321,98
Año 13	₡11 171 124,32	₡28 888 319,09
Año 14	₡12 735 081,73	₡32 439 954,61
Año 15	₡14 517 993,17	₡36 135 860,12
Año 16	₡16 550 512,22	₡39 981 895,97
Año 17	₡18 867 583,93	₡43 984 160,58
Año 18	₡21 509 045,68	₡48 149 000,06
Año 19	₡24 520 312,07	₡52 483 018,32
Año 20	₡27 953 155,76	₡56 993 087,53
TIR		0,55

En el cuadro 24 (Desarrollo del VAN y la TIR para la estación de Cartago con tecnología de microinversores a 100% de la demanda energética) se puede destacar que a partir del tercer año de implementación del sistema se obtiene un VAN positivo en el que se puede constatar que ya se recuperó la inversión inicial.

Además, en el año 20 se observa que hay un VAN de ₡56 993 087,53 y se obtiene una TIR de 55% para el diseño con la tecnología de microinversores.

Gráfico 9. Flujo del VAN, Cartago, micro inversores a 100%



En el anterior gráfico 9 (Flujo del VAN, Cartago, microinversores 100%) se observa mejor el comportamiento del VAN a través de los años de los que se realizó el análisis financiero desde el año 1 hasta el año 20. En este se puede destacar nuevamente que en el año 3 es cuando ya el gráfico empieza a partir de lo que es un VAN positivo de la inversión inicial.

4.6 Diagrama unifilar, estación de bomberos F5, tecnología elegida: inversor con una demanda energética de 100%

Se procede a realizar lo que es el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico para la estación de Bomberos del F5, de acuerdo con los datos arrojados en el desarrollo de la propuesta con tecnología de inversores.

Primeramente, se realiza un sistema mixto que sus conexiones serán en serie y paralelo para garantizar el funcionamiento del sistema, de acuerdo con las especificaciones del panel solar que se seleccionó se tiene un valor de voltaje máximo para cada panel de 35.8V y un voltaje máximo de corriente de 8.37 A, para el sistema se requieren 1029 paneles solares, 3 inversores de 100kW y 1 inversor de 20kW, siguiendo la distribución de los paneles solares en el inversor de 100kW se conectarán 13 circuitos en paralelo los cuales, 12 circuitos tienen una cantidad de 26 paneles solares en serie y un circuito de 21 paneles solares en serie. Para el inversor de 20kW se configurará con 2 circuitos en paralelo los cuales tienen la cantidad de 15 paneles solares en serie. Las configuraciones están hechas para que no se exceda el voltaje permitido de entrada del inversor en el caso del inversor de 100kW es de 1000v y el inversor de 20kW es de 600V. La corriente en el sistema en serie será la misma. En el sistema en paralelo el voltaje será el mismo pero la corriente será la suma de los paralelos y según el artículo 690.8 B del NEC 2014 "Código Eléctrico Nacional", la corriente máxima tendrá que sobredimensionarse para que conduzca como mínimo 125% de la corriente Máxima calculada.

Por lo que efectuado lo que dice el artículo la corriente Máxima del circuito es de 10.46 A en la conexiones en serie de los paneles. El calibre para conducir esta

ampacidad podemos seleccionarlo en la tabla 310.15 (B) (16) Ampacidades permisibles en conductores según el NEC 2014, seleccionando un conductor tipo AWG THWN calibre #12 cobre que soporta máximo 25 A para las conexiones entre paneles solares.

La máxima corriente del sistema será a la entrada del inversor por lo que los circuitos en paralelo se deben de sumar las corrientes siendo 135.98 A para la entrada del inversor de 100kW, por lo que el conductor requerido en la entrada del inversor según la tabla 310.15 (B) (16) Ampacidades permisibles en conductores según el NEC 2014 es un conductor tipo AWG THWN calibre #1/0 cobre que soporta máximo 150 A. La máxima corriente del sistema en la entrada del inversor de 20kW será la suma de las corrientes de los circuitos en paralelo como se hizo anteriormente en el caso del inversor de 100kW por lo que la suma da el resultado de 20.92 A, por lo que el conductor requerido en la entrada del inversor según la tabla 310.15 (B) (16) Ampacidades permisibles en conductores según el NEC 2014 es un conductor tipo AWG THWN calibre #12 cobre que soporta máximo 25 A.

Los inversores tendrán su protección o disyuntor para poder resguardar la integridad del cableado y los equipos en caso de sobrecarga o alguna falla del sistema. De acuerdo con el artículo 690.10 B del NEC 2014 la protección debe estar dimensionada según el valor nominal de salida del inversor. La salida para el inversor de 100kW según las especificaciones es de 120 A si trabaja a una tensión de 277V. Por esto se tendría que colocar un disyuntor de 125 A el cual sí está homologado por el artículo 240.6 del NEC 2014, y para el inversor de 20kW, según las especificaciones, es de 24 A si trabaja a una tensión de 277V. Por tal

motivo se tendría que colocar un disyuntor de 25 A, que sí está homologado por el artículo 240.6 del NEC 2014.

Para el cálculo del conductor en la salida AC del inversor de 100kW se procede a calcular el 125% de la corriente de salida del inversor, la cual arroja el valor de 150 A y, según la tabla 310.15 (B) (16) del NEC 2014, se requiere un conductor AWG THWN calibre 1/0, que tiene una ampacidad de 150 A. Para el inversor de 20kW en la salida AC se procede a calcular 125% de la corriente de salida del inversor, la cual arroja el valor de 30 A, y según la tabla 310.15 (B) (16) del NEC 2014 se requiere un conductor AWG THWN calibre 10, que tiene una ampacidad de 35 A. Para realizar el cálculo del conductor que saldrá del tablero al medidor esto se hace con la corriente que entra al tablero proveniente de los inversores, que sería la suma de las corrientes de 30 A más tres corrientes de 150 A. Por ello se debe seleccionar un conductor que tenga la capacidad de 480^a, por lo que se selecciona un conductor AWG THWN calibre 800.

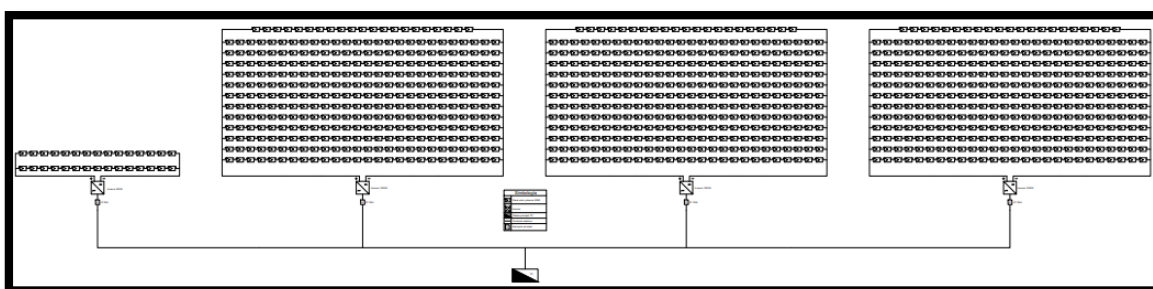


Ilustración 11 Diagrama unifilar, estación Heredia

Posterior a realizar el diagrama unifilar se realiza lo que es el dimensionamiento del área requerida para el sistema fotovoltaico de Heredia, donde consultando el anexo 1 Panel solar potencia 300W, modelo CSUN300-72P podemos extraer las dimensiones del panel, las cuales serían largo 1956 centímetros y ancho 990

centímetros, lo que nos da un valor de área de 1.93m^2 para cada panel, por lo que para 1029 paneles se requiere una área de 1986m^2 . El área de techo y cubierta de la estación de Heredia es de 2450m^2 por lo que el área disponible si cumple para el sistema.

4.7 Diagrama unifilar, estación de bomberos de Tibás, tecnología elegida inversor con una demanda energética de 100%

Se procede a realizar lo que es el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico para la estación de Bomberos de Tibás, de acuerdo con los datos arrojados en el desarrollo de la propuesta con tecnología de inversor.

Primeramente, se realiza un sistema mixto que sus conexiones serán en serie y paralelo para garantizar el funcionamiento del sistema, de acuerdo con las especificaciones del panel solar que se seleccionó se tiene un valor de voltaje máximo para cada panel de 35.8V y un voltaje máximo de corriente de 8.37 A , siguiendo la distribución de los paneles solares los mismos se conectaran 14 en serie y luego otro grupo de 13 paneles en serie pero en paralelo con el primer grupo y un inversor centralizado de 10kW para el sistema. Para los sistema en serie se sumara el voltaje el cual no va superar el voltaje de entrada del inversor el cual es de 600V , la corriente en el sistema en serie será la misma. En el sistema en paralelo el voltaje será el mismo pero la corriente será la suma de los paralelos y según el artículo 690.8 B del NEC 2014 “Código Eléctrico Nacional”, la corriente máxima tendrá que sobredimensionarse para que conduzca como mínimo 125% de la corriente Máxima calculada.

Por lo que efectuado lo que dice el artículo la corriente en serie del circuito es de 10.46 A . El calibre para conducir esta ampacidad podemos seleccionarlo en la

tabla 310.15 (B) (16) Ampacidades permisibles en conductores según el NEC 2014, seleccionando un conductor tipo AWG THWN calibre #12 cobre que soporta máximo 25 A para las conexiones entre paneles solares.

La máxima corriente del sistema será a la entrada del inversor por lo que los circuitos en paralelo se deben de sumar las corrientes siendo 20.92 A, por lo que el conductor requerido en la entrada del inversor según la tabla 310.15 (B) (16) Ampacidades permisibles en conductores según el NEC 2014 es un conductor tipo AWG THWN calibre #12 cobre que soporta máximo 25 A.

El inversor tendrá su protector o disyuntor para poder resguardar la integridad del cableado y los equipos en caso de sobrecarga o de alguna falla del sistema. De acuerdo con el artículo 690.10 B del NEC 2014 la protección debe estar dimensionada según el valor nominal de salida del inversor. La salida para el inversor de 10kW según las especificaciones es de 41.6 A si trabaja a una tensión de 240V. Por ello se tendría que colocar un disyuntor de 45 A que sí está homologado por el artículo 240.6 del NEC 2014. Para el cálculo del conductor en la salida AC del inversor se procede a calcular 125% de la corriente de salida del inversor, la cual arroja el valor de 52.08 A y según la tabla 310.15 (B) (16) del NEC 2014 se requiere un conductor AWG THWN calibre 6, que tiene una ampacidad de 65 A. Para realizar el cálculo del conductor que saldrá del tablero al medidor esto se hace con la corriente que entra al tablero proveniente del inversor, que es de 41.6 A. Esta se multiplica por 125% y da 52.08 A, por lo que se selecciona un conductor AWG THWN calibre 6.

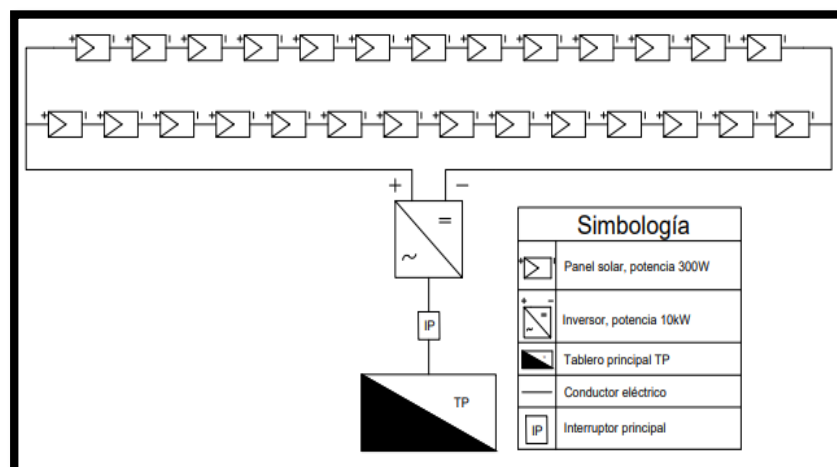


Ilustración 12 Diagrama unifilar, estación Tibás

Posterior a realizar el diagrama unifilar se realiza lo que es el dimensionamiento del área requerida para el sistema fotovoltaico de Tibás, donde consultando el anexo 1 Panel solar potencia 300W, modelo CSUN300-72P podemos extraer las dimensiones del panel, las cuales serían largo 1956 centímetros y ancho 990 centímetros, lo que nos da un valor de área de 1.93m² para cada panel, por lo que para 27 paneles se requiere una área de 52.11m². El área de techo y cubierta de la estación de Tibás es de 1000m² por lo que el área disponible si cumple para el sistema.

4.8 Diagrama unifilar, estación de bomberos de Cartago, tecnología elegida inversor con una demanda energética de 100%.

Se procede a realizar lo que es el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico para la estación de Bomberos de Cartago, de acuerdo con los datos arrojados en el desarrollo de la propuesta con tecnología de inversor.

Primeramente, se realiza un sistema mixto que sus conexiones serán en serie y paralelo para garantizar el funcionamiento del sistema, de acuerdo con las especificaciones del panel solar que se seleccionó se tiene un valor de voltaje

máximo para cada panel de 35.8V y un voltaje máximo de corriente de 8.37 A, siguiendo la distribución de los paneles solares los mismos se conectarán 9 en serie y luego otro grupo de 8 paneles en serie pero en paralelo con el primer grupo y un inversor centralizado de 7kW para el sistema. Para los sistema en serie se sumará el voltaje el cual no va superar el voltaje de entrada del inversor el cual es de 600V, la corriente en el sistema en serie será la misma. En el sistema en paralelo el voltaje será el mismo pero la corriente será la suma de los paralelos y según el artículo 690.8 B del NEC 2014 “Código Eléctrico Nacional”, la corriente máxima tendrá que sobredimensionarse para que conduzca como mínimo 125% de la corriente Máxima calculada.

Por lo que efectuado lo que dice el artículo la corriente en serie del circuito es de 10.46 A. El calibre para conducir esta ampacidad podemos seleccionarlo en la tabla 310.15 (B) (16) Ampacidades permisibles en conductores según el NEC 2014, seleccionando un conductor tipo AWG THWN calibre #12 cobre que soporta máximo 25 A para las conexiones entre paneles solares.

La máxima corriente del sistema será a la entrada del inversor por lo que los circuitos en paralelo se deben de sumar las corrientes siendo 20.92 A, por lo que el conductor requerido en la entrada del inversor según la tabla 310.15 (B) (16) Ampacidades permisibles en conductores según el NEC 2014 es un conductor tipo AWG THWN calibre #12 cobre que soporta máximo 25 A.

El inversor tendrá su protección o disyuntor para poder resguardar la integridad del cableado y los equipos en caso de sobrecarga o de alguna falla del sistema. De acuerdo con el artículo 690.10 B del NEC 2014 la protección debe estar

dimensionada según el valor nominal de salida del inversor. La salida para el inversor de 7kW, según las especificaciones, es de 29.2 A trabajando a una tensión de 240V, por lo que se tendría que colocar un disyuntor de 30 A que sí está homologado por el artículo 240.6 del NEC 2014.

Para el cálculo del conductor en la salida AC del inversor se procede a calcular 125% de la corriente de salida del inversor. Esta arroja el valor de 36.5 A y según la tabla 310.15 (B) (16) del NEC 2014 se requiere un conductor AWG THWN calibre 8, el cual tiene una ampacidad de 50 A. Para realizar el cálculo del conductor que saldrá del tablero al medidor esto se hace con la corriente que entra al tablero proveniente del inversor, la cual es de 29.2 A. Esta se multiplica por 125% y da 36.5 A, por lo que se selecciona un conductor AWG THWN calibre 8.

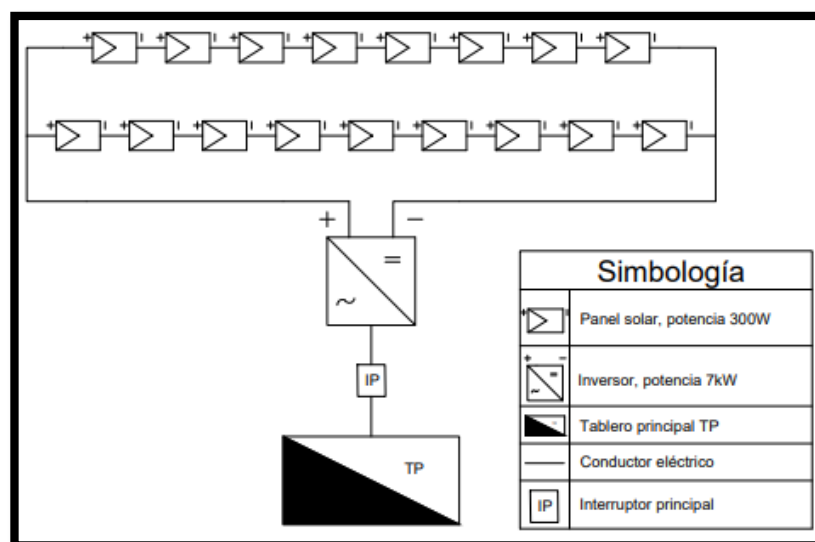


Ilustración 13 Diagrama unifilar, estación Cartago

Posterior a realizar el diagrama unifilar se realiza lo que es el dimensionamiento del área requerida para el sistema fotovoltaico de Cartago, donde consultando el

anexo 1 Panel solar potencia 300W, modelo CSUN300-72P podemos extraer las dimensiones del panel, las cuales serían largo 1956 centímetros y ancho 990 centímetros, lo que nos da un valor de área de 1.93m² para cada panel, por lo que para 17 paneles se requiere una área de 32.81m². El área de techo y cubierta de la estación de Cartago es de 350m² por lo que el área disponible si cumple para el sistema.

4.9 Zonas idóneas para la implementación de sistemas fotovoltaicos de acuerdo con la irradiación solar y las condiciones climáticas que presentan las estaciones de bomberos consideradas en la investigación.

En el desarrollo de la investigación se logró evidenciar, por medio de los datos suministrados por el Instituto Meteorológico Nacional, el comportamiento del brillo solar cerca de las diferentes estaciones de bomberos que se estudiaron en ese proyecto. Los datos pueden extraerse de los cuadros 2 (Condiciones climáticas en la zona cercana a la estación de bomberos F5), cuadro 7 (Condiciones climáticas en la zona cercana a la estación de bomberos de Tibás, San José) y cuadro 12 (Condiciones climáticas en la zona cercana a la estación de bomberos de Cartago). En estos cuadros están descritos los valores de brillo solar presentes en cada mes a lo largo de un periodo aproximado de veinte a treinta años, ya que el Instituto Meteorológico Nacional guarda un registro de estas variables a lo largo de los años.

En el siguiente gráfico se puede ver cómo se comportan los valores de brillo solar suministrados por el Instituto Meteorológico Nacional, los cuales se van a diferenciar por sector provincia. En este caso serán Heredia, San José y Cartago.

Gráfico 10 vertical, comportamiento de la variable de brillo solar en las provincias en donde se ubican las estaciones de los bomberos

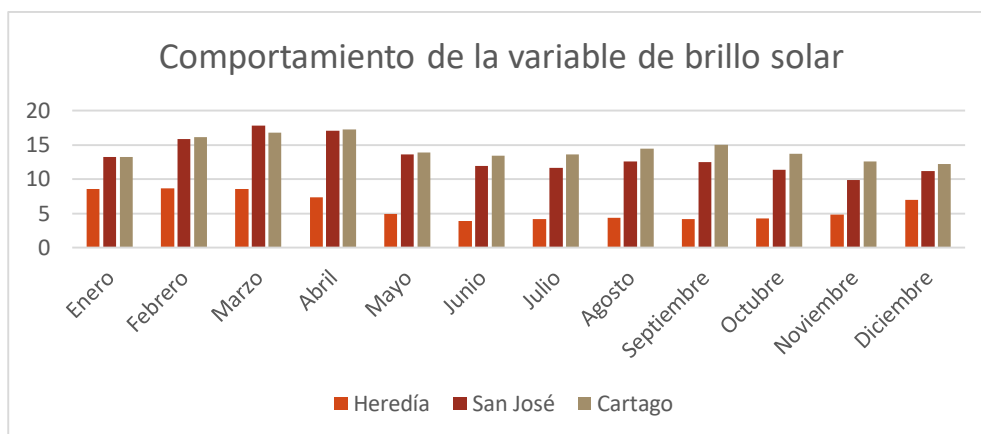
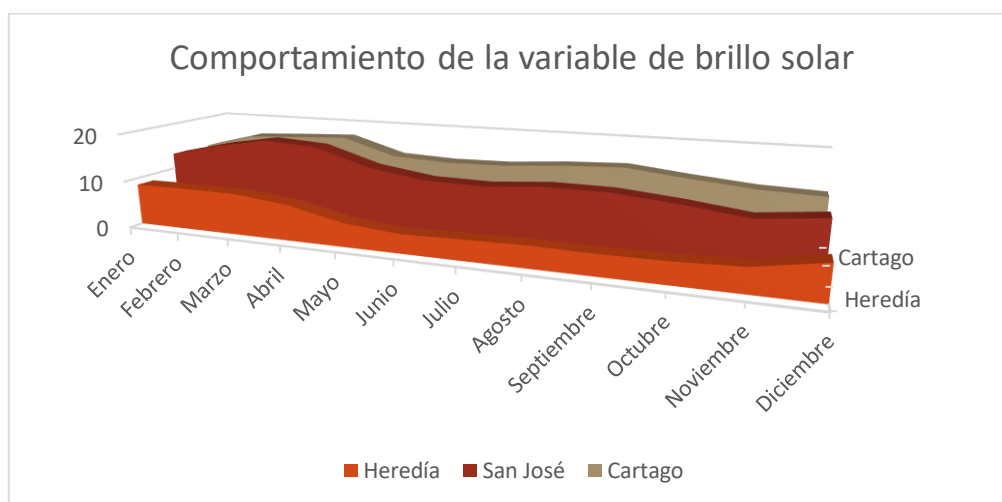


Gráfico 11 horizontal, comportamiento de la variable de brillo solar en las provincias en donde se ubican las estaciones de los bomberos.



Graficados los datos suministrados, estos pueden observarse mejor en un gráfico vertical y uno horizontal, para apreciar mejor el comportamiento del brillo solar a lo largo de los doce meses del año en los que se ha estudiado esta variable por parte del Instituto Meteorológico Nacional.

Análisis de resultados

Primeramente se hace referencia a que en los diferentes casos de cada estación de bomberos desarrollados con tecnología de inversores o microinversores el cálculo se hizo con 100% de la energía demandada en las estaciones de bomberos, ya que uno de los enfoques y objetivos de esta investigación es utilizar al máximo las energías renovables, como la solar, para así dejar atrás el uso de energías que en el momento de generarse requirieron algún combustible fósil.

Del análisis de los datos suministrados por el Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica, del año 2019, para el desarrollo de esta investigación se obtuvieron los siguientes resultados.

En la estación de bomberos F5, en Heredia, con base en la demanda energética que tiene dicha estación se hizo el estudio para el dimensionamiento del sistema con el mes de mayor consumo energético (cuadro 1. Consumo energético de la estación de bomberos de Heredia F5 del año 2019). La cifra es de 58.800kWh. Se contempló lo que es la menor irradiación solar presente en los meses de un periodo anual, por lo cual en la ilustración 8 (Condiciones climáticas en la zona cercana a la estación de bomberos F5) se utiliza el mes de junio con un HSP de 3.9. Para el caso se utiliza el mes con mayor demanda energética el que si se utiliza en el desarrollo del sistema va a garantizar que cuando se presenten meses en los que el consumo sea el más alto o similar en un periodo anual el sistema va a poder abastecerlo. De igual manera, se desarrolla con el brillo solar mínimo, ya que nuestro sistema debe garantizar, en dado caso, que

cuando se presenten meses con el brillo solar mínimo el sistema pueda suplir la capacidad demandada de energía.

Dimensionado el sistema, en primera instancia para la estación de bomberos F5 en Heredia, arroja una cifra de 1 801 paneles solares de una capacidad de 300W. Estos generarían anualmente una potencia de 1.168.830,9kWh. (Véase en el cuadro 2 la generación mensual a partir de la potencia generada de los paneles solares). De acuerdo con los datos suministrados para la estación de bomberos F5 – Heredia, en la demanda energética con respecto a la potencia producida anualmente del sistema dimensionado con los 1 801 paneles solares anualmente hay una sobreproducción del sistema de 1.168.163kWh. Arrojada esta cifra tan elevada en función del consumo real del sistema, el cual es de 667.598kWh, se procede a lo que es un recálculo del sistema para optimizarlo y reducir el número de paneles solares.

Se procede a realizar el recálculo utilizando la ecuación 2 para obtener la potencia requerida para satisfacer la demanda mensual. En este caso se utiliza la potencia real demandada para obtener el número nuevo de paneles solares que requiere el sistema, número que es de 1 029 paneles solares para abastecer el total de la demanda energética de la estación de bomberos F5.

Para el cálculo de los inversores y microinversores se emplea un sistema según el cual se implementarán 1 029 paneles solares, pues acá lo que varía son la tecnología por utilizar y la inversión inicial en el sistema.

Para el sistema de inversores se utilizarán tres inversores con una capacidad de 100kW y un inversor de 20kW, y para el sistema de microinversores se utilizará la cantidad de 1 029 microinversores, ya que cada microinversor será destinado a cada uno de los paneles del sistema.

En el cuadro 4 (Análisis anual de consumo energético y energía producida, primer caso: demanda a 100%) se puede ver que la factura actual de la estación de bomberos F5 es de ₡ 77.443.221 y que hay un ahorro anual si se implementara el sistema de ₡ 73.545.810,95.

Dimensionado el sistema se procede al análisis financiero del sistema, por lo que en primera instancia se evaluará el sistema de inversores. La empresa *Eléctrica Soluciones RCVA S.A.* ofreció el sistema por un monto de inversión inicial de ₡ 168.660.065,5 (Véase el anexo 11. Cotización de 139-2020 sistemas fotovoltaicos, Heredia, inversor). En el análisis financiero se procede a calcular el ahorro anual, lo que consiste en restarle los cargos fijos al ahorro de energía, lo que da un ahorro anual de ₡ 70.215.810,95. Dentro del análisis financiero se pueden destacar los flujos del VAN y la TIR. En este caso de inversores se obtienen flujos de VAN negativos dentro de los dos primeros periodos anuales, y en el tercer año ya hay un flujo de VAN positivo de ₡ 31.540.703,64. También se obtiene una TIR de 68% si se implementa el sistema fotovoltaico con la tecnología de inversores.

Importante es destacar las palabras del señor Jorge Angulo Carpio, ingeniero que labora en el Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica y fue quien suministró los datos necesarios para elaborar las propuestas, cuando dijo

que las inversiones de la institución tienen que tener una recuperación inversión inicial dentro de los primeros tres años para que sea factible la implementación del proyecto, de lo que se deduce que este sistema es apto para ser implementado porque cumple con ese requisito de tener un flujo de VAN positivo dentro de los tres primeros periodos anuales.

De la misma manera, se propuso el diseño del sistema de 1.029 paneles solares con una potencia de 300W, pero con la tecnología de microinversores para la estación de bomberos F5. Para efectos de implementar esta propuesta primeramente lo que va a variar es la inversión inicial del sistema, ya que en este caso se van a sustituir los inversores por microinversores. Estos microinversores van a tener la potencia de 300W y a la vez serán 1 029 microinversores, ya que para este sistema fotovoltaico el diseño contempla 1 029 paneles solares. Para efectos de esta propuesta de diseño con microinversores la empresa *Eléctrica Soluciones RCVA S.A.* ofreció el sistema por un monto de inversión inicial de ₡ 294.002.974,8 (véase en el anexo 12 la cotización 140-2020 del sistema fotovoltaico Heredia micro inversores). Efectuado el dimensionamiento del sistema y hecho su planteamiento se procede a evaluar la propuesta de microinversores para la estación de bomberos F5 por medio del desarrollo del flujo del VAN y la TIR. S destaca que en los primeros cuatro periodos anuales se obtiene un flujo de VAN negativo de la inversión inicial del sistema. Es así como en el cuarto año el flujo negativo es de ₡ 21.575.144,79 y a partir del quinto periodo es cuando ya hay un flujo positivo del VAN, el cual es de ₡ 53.585.831,37. Se evidencia así que ya se recuperó totalmente la inversión inicial en el quinto periodo anual. Importante es destacar que la tasa de la TIR para este sistema

fotovoltaico es de un rendimiento de 32% con respecto a un rendimiento de 68% del sistema fotovoltaico con la tecnología de inversores. Evidencia esto que el sistema fotovoltaico con inversores tiene una tasa de TIR con mayor rendimiento de las inversiones iniciales, la cual es de 36% de rendimiento.

De acuerdo con las políticas de inversión monetaria en proyectos del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica la recuperación de la inversión inicial debe ser dentro de los primeros tres periodos anuales. El sistema fotovoltaico con microinversores para la estación de bomberos F5 Heredia no cumple con este requisito. Esta propuesta con microinversores es de ₡125.342.909 y es más costosa que la propuesta con inversores, por lo que en este caso la opción por implementar inmediatamente es la del sistema con inversores.

Para el diseño propuesto para la estación de Tibás primeramente se efectúa el dimensionamiento del sistema por medio de los datos reales que suministró el Cuerpo de Bomberos de Costa Rica. En el desarrollo del sistema se requiere primeramente ubicar el mes de mayor consumo, que corresponde al mes de junio, con una demanda energética de 3.695kWh, y el mes en el que se presenta la menor irradiación solar, el cual corresponde a noviembre, con 9.9HSP. Obtenidos estos valores se procede a lo que es dimensionar la cantidad de paneles solares para nuestro sistema fotovoltaico. El sistema se diseña con paneles de una potencia de 300W, para lo cual, ya dimensionado el sistema, da una cifra de 46 paneles solares. En este caso el sistema tendrá una potencia de 13.8kW. Estos van a generar anualmente un potencia para consumo de 66 829,260kWh. Nuevamente, en este caso sí se retoma el cuadro 9 sobre consumo

energético de la estación de Tibás, San José, del año 2019. Esto indica que realmente se da un consumo anual de 38.749kWh en la estación de Tibás, San José. Según esto el sistema está sobredimensionado y hay una sobreproducción de 66.790,511kWh. Arrojada esta cifra se procede a lo que es un nuevo recálculo, pero esta vez se va a desarrollar el sistema en función de satisfacer la demanda real energética que presenta la estación de bomberos de Tibás, la cual es de 38.749kWh. Efectuada la reingeniería resulta que el sistema óptimo para satisfacer la demanda energética de 38.749kWh requiere 27 paneles solares con una potencia de 300W. Realizado el dimensionamiento del sistema se procede a evaluar cuál tecnología es mejor en el sistema, por lo que se analiza seguidamente el sistema con inversor o con microinversores.

Partiendo primeramente del sistema con inversores se realiza lo que es la selección del inversor, ya que el sistema tiene una capacidad de 8100W. El diseño contempla un inversor de 10kW. Ya dimensionado el sistema se procede con lo que es el análisis financiero del sistema con la tecnología de inversores de los que la empresa *Eléctrica Soluciones RCVA S.A.* ofreció el sistema por un monto de inversión inicial de ₡ 8.103.044,5 (véase en el anexo 9 la cotización 137-2020, sistema fotovoltaico, Tibás inversores). En el análisis financiero se procede a lo que es obtener el ahorro anual, que consiste en restarle los cargos fijos al ahorro de energía, lo que da el ahorro anual. Este asciende a la suma de ₡ 4.015.756.54. Dentro del análisis financiero se puede destacar lo que son los flujos del VAN y la TIR. En el caso de inversores se obtienen flujos de VAN negativos dentro de los dos primeros periodos anuales y en el tercer año ya hay

un flujo del VAN positivo, que es de ₡ 3.346.763,4, y se obtiene una TIR de 90% si se implementa el sistema fotovoltaico con la tecnología de inversores.

Analizado el comportamiento de la propuesta con inversores se procede al análisis financiero con la tecnología de microinversores para la estación de Tibás. Para efectos del desarrollo de esta propuesta lo que va a variar primeramente es la inversión inicial del sistema, porque en este caso se van a sustituir los inversores por microinversores. Estos microinversores van a tener la potencia de 300W y serán 27 porque para este sistema fotovoltaico el diseño contempla 27 paneles solares. La empresa *Eléctrica Soluciones RCVA, S.A.* ofreció el sistema por un monto de inversión inicial de ₡ 9.748.129,2 (véase en el anexo 10 la cotización 138-2020, sistema fotovoltaico Tibás, microinversores. Efectuado lo que es el dimensionamiento del sistema y hecho el planteamiento se procede a evaluar la propuesta de microinversores para la estación de bomberos de Tibás por medio del análisis financiero y por medio del flujo del VAN y la TIR. Se destaca que en los primeros dos periodos anuales se obtiene un flujo del VAN negativo de la inversión inicial del sistema. Este flujo negativo en el año 2 es de ₡ 2.267.859 y a partir del tercer periodo anual es cuando ya hay un flujo positivo del VAN, el cual es de ₡ 1.701.678,7. Se evidencia que ya se recuperó totalmente la inversión inicial en el tercer periodo anual. Es importante destacar que la tasa de la TIR para este sistema fotovoltaico es de un rendimiento de 67% contra un rendimiento de 90% del sistema fotovoltaico con la tecnología de inversores. Esto evidencia que el sistema fotovoltaico con inversores tiene una tasa TIR con mayor rendimiento de las inversiones iniciales, que es 23% mayor.

De acuerdo con las políticas de inversión monetaria para proyectos del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica, en las que se estima la recuperación de la inversión inicial, esta debe estar dentro de los primeros tres periodos anuales. Los dos sistemas con las tecnologías de inversores y microinversores cumplen con este requisito. Es importante destacar que el sistema con inversores es ₡1.645.085 más barato que el sistema con microinversores, por lo que a la hora de plantear estas propuestas de diseño es muy importante tener en cuenta la inversión inicial del sistema, pues para efectos de licitaciones en las empresas estatales y en carteles de adjudicación la propuesta que cumpla con los requisitos y tenga el precio más bajo es la ganadora, o a la que se le va a destinar el presupuesto, por lo que en este caso la tecnología de inversores es la que se considera más eficiente en cuanto al rendimiento de flujos del VAN y la TIR; además de tener una inversión inicial menor que en el caso de la tecnología con microinversores.

En el caso de la propuesta de diseño del sistema fotovoltaico para la estación de Bomberos de Cartago el dimensionamiento del sistema se hará con 100% de la demanda energética, en la cual nuevamente se evaluaron las tecnologías de inversores y microinversores. Primeramente se procede a lo que es el dimensionamiento del sistema con los datos reales que suministró el Cuerpo de Bomberos de Costa Rica. En el desarrollo del sistema se requiere primeramente ubicar el mes de mayor consumo, que corresponde al mes de febrero, con una demanda energética de 2.542kWh, y el mes cuando se presenta la menor irradiación solar, que corresponde a diciembre, con 12.2HSP. Obtenidos estos valores se procede a calcular la cantidad de paneles solares para el sistema

fotovoltaico requerido. El sistema se diseña con paneles de una potencia de 300W para lo cual, ya dimensionado el sistema, da una cifra de 27 paneles solares, en cuyo caso el sistema tendrá una potencia de 8.1kW. Estos van a generar anualmente una potencia para consumo de 42 580,080kWh. Nuevamente, para este caso, si se retoma lo del cuadro 17 sobre consumo energético (estación de Cartago del año 2019) realmente se da un consumo anual de 26.861kWh en la estación de Cartago. Por tanto, el sistema está sobredimensionado y hay una sobreproducción de 42.553,219kWh. Arrojada esta cifra, se procede a un nuevo recalcu; pero esta vez se va a desarrollar el sistema en función de satisfacer la demanda real energética que presenta la estación de bomberos de Cartago, la cual es de 26.861kWh. Efectuada la reingeniería da que el sistema más eficiente para satisfacer la demanda energética de 26.861kWh requiere 17 paneles solares con una potencia de 300W. Realizado el dimensionamiento del sistema se procede a evaluar cuál tecnología es mejor en el sistema, por lo que se analizará el sistema con inversor o con microinversores.

Partiendo primeramente del sistema con inversores se realiza lo que es la selección del inversor, ya que el sistema tiene una capacidad de 5100W. El diseño contempla un inversor de 7kW. Ya dimensionado el sistema se procede al análisis financiero del sistema con la tecnología de inversores, sistema que la empresa Eléctrica Soluciones RCVA S.A. ofreció por un monto de inversión inicial de ₡ 5.365.988,5 (véase en el anexo 7 la cotización 135-2020, sistema fotovoltaico Cartago, inversor). En el análisis financiero se procede a calcular el ahorro anual, operación que consiste en restarle los cargos fijos al ahorro de

energía, lo cual nos da el ahorro anual. Este asciende a la suma de ₡ 2.318.668,54. Dentro del análisis financiero se puede destacar lo que son los flujos del VAN y la TIR. En este caso de inversores se obtienen flujos de VAN negativos dentro de los dos primeros periodos anuales y en el tercer año ya hay un flujo del VAN positivo que es de ₡ 1.046.935,04, y se obtiene una TIR de 72% si se implementa el sistema fotovoltaico con la tecnología de inversores.

Realizado lo que es el análisis del comportamiento de la propuesta con inversores se procede al análisis financiero con la tecnología de microinversores para la estación de Cartago. Para efectos del desarrollo de esta propuesta primeramente lo que va a variar es la inversión inicial del sistema pues en este caso se van a sustituir los inversores por microinversores. Estos microinversores van a tener la potencia de 300W y serán 17 los microinversores, porque para este sistema fotovoltaico el diseño contempla 17 paneles solares. La empresa *Eléctrica Soluciones RCVA S.A.* ofreció el sistema por un monto de inversión inicial de ₡ 6.440.853,2 (véase en el anexo 8 cotización 136-2020, sistema fotovoltaico Cartago, microinversores). Efectuado lo que corresponde al dimensionamiento del sistema y a su planteamiento se procede a evaluar la propuesta de microinversores para la estación de bomberos de Cartago por medio del análisis financiero y por medio del flujo del VAN y la TIR. Se destaca que en los primeros dos periodos anuales se obtiene un flujo del VAN negativo de la inversión inicial del sistema. Este flujo negativo en el año 2 es de ₡ 2.121.799,74 y a partir del tercer periodo anual es cuando ya hay un flujo positivo del VAN, el cual es de ₡ 170.182,38. Se evidencia que ya se recuperó totalmente la inversión inicial en el tercer periodo anual. Importante es destacar que la tasa

de la TIR para este sistema fotovoltaico es de un rendimiento de 55% contra un rendimiento de 72% del sistema fotovoltaico con la tecnología de inversores. Esto evidencia que el sistema fotovoltaico con inversores tiene una tasa TIR con mayor rendimiento de las inversiones iniciales, la cual es 17% mayor.

De acuerdo con las políticas de inversión monetaria en proyectos del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica, en que se estima la recuperación de la inversión inicial, debe estar dentro de los primeros tres periodos anuales. Los dos sistemas con las tecnologías de inversores y microinversores cumplen con este requisito. Es importante destacar que el sistema con inversores es ₡1.074.865 más barato que el sistema con microinversores, por lo que a la hora de plantear estas propuestas de diseño es muy importante tener en cuenta la inversión inicial del sistema, dado que para efectos de licitaciones en las empresas estatales y en carteles de adjudicación la propuesta que cumpla con los requisitos y tenga el precio más bajo es la ganadora, o a la que se le va a destinar el presupuesto. Por ello en este caso la tecnología de inversores es la que se considera más eficiente en cuanto al rendimiento de flujos del VAN y la tasa TIR; además de tener una inversión inicial menor que con la tecnología de microinversores.

Dentro de la investigación se realizaron las propuestas de diseño de los sistemas fotovoltaicos, los que se sectorizaron por provincias, que son: San José, Cartago y Heredia. Por medio de los datos suministrados por el Instituto Meteorológico Nacional se obtienen los valores del brillo solar o HSP, el cual tiene una magnitud diferente en las provincias anteriormente mencionadas. Según el gráfico 10 vertical sobre el comportamiento de la variable del brillo solar en las

provincias en las que se ubican las estaciones de los bomberos, el mes de marzo en la provincia de San José, según los registros de esta variable a lo largo de los años, según el Instituto Meteorológico Nacional, es el mes en el que se presenta un brillo solar o HSP mayor en los meses del año, que corresponde al valor de 17.8HSP (ver la ilustración 9 - Condiciones climáticas en la zona cercana a la estación de bomberos de Tibás, San José). Siguiendo el gráfico se puede destacar que el mes de junio, en la provincia de Heredia, tiene el valor de brillo solar más bajo, correspondiente a 3.9HSP (ver la ilustración 8 - Condiciones climáticas en la zona cercana a la estación de bomberos F5).

Dentro del gráfico se puede destacar el comportamiento del brillo solar a lo largo de los meses del año en cada provincia. El comportamiento en la estación de Cartago desde el mes de abril hasta el mes de diciembre tiene los coeficientes de brillo solar o HSP mayores en las tres provincias abarcadas en la investigación y, a su vez, la estación de Heredia presenta, a lo largo de todo el año, los coeficientes de brillo solar o HSP menores de las tres provincias.

En el presente gráfico 11 horizontal sobre el comportamiento de la variable brillo solar, en las provincias en donde se ubican las estaciones de los bomberos, se visualiza el comportamiento de la variable de brillo solar HSP como una curva que se desplaza desde el punto inicial en el eje X, en el mes de enero, hacia la derecha, y finaliza en el mes de diciembre. En el eje Y se encuentran las magnitudes de brillo solar o HSP. Se puede observar también cómo es el comportamiento de esta variable debido a la magnitud que se presenta en cada mes. El brillo solar para la estación de Cartago se presenta con una curva más pronunciada y elevada dado que tiene un brillo solar mayor al de las dos

provincias en prácticamente todo el año. De la misma manera, la curva con menor rendimiento es la de Heredia la cual tiene una magnitud en todos los meses del año por debajo de 10HSP.

Conclusiones

- Se logró determinar la zona provincial idónea para la implementación de sistemas fotovoltaicos de acuerdo con la irradiación solar que presentan las estaciones de bomberos consideradas dentro de la investigación dando. El resultado del estudio fue que la provincia de Cartago es la que tiene un mejor rendimiento del HSP a lo largo del año. Además, se evaluó la zona provincial para determinar en dónde hay menor irradiación solar, que es en Heredia.
- Se elaboraron las propuestas de diseño fotovoltaico para las diferentes estaciones de bomberos del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica consideradas en la investigación. El resultado fue que es la estación de bomberos de Heredia la que tiene el mejor costo de implementación de los sistemas. El sistema con tecnología de inversores es el más conveniente ya que en ese caso la recuperación de la inversión inicial se da en los periodos que utiliza la institución, mientras que en el caso de microinversores no. En el caso de la estación de bomberos de Tibás el sistema más eficiente en cuanto a la recuperación de la inversión inicial, y que cumple con los requisitos establecidos por el Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica, es el sistema con tecnología de inversor. Y, para finalizar, en la estación de bomberos de Cartago el sistema elegido como idóneo para instalar nuevamente es el sistema fotovoltaico con tecnología de inversores, ya que este cumple con los requisitos de la recuperación de

la inversión inicial en el periodo estimado y, además de esto, es más barata la implementación de ese sistema que la del sistema con microinversores.

- Se logró cuantificar la cantidad de paneles solares necesarios para la instalación de los dos sistemas fotovoltaicos, uno con inversores y otro con microinversores; esto por medio del desarrollo de las propuestas de los sistemas fotovoltaicos para cada estación del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica. El resultado fue que para la estación de bomberos de Heredia el sistema óptimo requiere 1 029 paneles solares de 300W. Para la estación de bomberos de Tibás el sistema más apropiado requiere 27 paneles solares de 300W y para la estación de Cartago el sistema óptimo cuenta con 17 paneles solares de 300W.
- Se efectuó el diagrama unifilar del sistema más eficiente de acuerdo con el NEC 2014 (Código Eléctrico) considerando lo dispuesto en los artículos del Código Eléctrico por los que se rige la instalación de sistemas fotovoltaicos.
- Se hizo el análisis financiero para determinar la factibilidad del retorno de la inversión que requiere la instalación de los sistemas con tecnología de inversores y microinversores, para poder elegir el sistema que cuente con los mejores flujos de retorno de la inversión. Este será el que tenga un mejor retorno de la inversión inicial del sistema por instalar. Para las propuestas de diseño en la estación de bomberos el sistema con tecnología de inversores es el óptimo. Para la estación de bomberos de Tibás es el sistema con tecnología de inversor y para la estación de

bomberos de Cartago nuevamente la tecnología por implementar en el sistema fotovoltaico es la tecnología de inversor.

- Para sistemas fotovoltaicos con tecnologías de inversor y microinversor es importante destacar lo que es la tecnología de microinversor, ya que esta es factible para la implementación de sistemas con un alcance pequeño, como fueron Cartago y San José. Ahí la inversión inicial es similar a la de la tecnología de inversor. Al contrario de esto está la estación de Tibás, en donde ya la inversión inicial prácticamente es del doble del de la tecnología con inversor, y el rendimiento de la tasa interna de retorno de la inversión inicial está muy por debajo del de la tecnología de inversor.

Recomendaciones

- Si el proyecto se va a ejecutar e implementar se recomienda contratar a una empresa que tenga gran experiencia en el mercado de energías solares y sistemas fotovoltaicos, para poder así garantizar la seguridad de la inversión por realizar.
- Por aumento de la capacidad de energía demandada en el edificio o estación de bomberos, para anticipar un crecimiento de este de por lo menos 10% se recomienda dimensionar el sistema con una holgura para poder así ampliar si se llegara a requerir.
- Se recomienda contratar un mantenimiento preventivo para el sistema fotovoltaico que se instale en cualquier estación de bomberos del país, de por lo menos dos revisiones anuales, de las cuales se rinda un informe técnico sobre el estado del sistema tanto físico como técnico, en cuanto a los datos generados, ya que por medio de esto se va a garantizar la disponibilidad del sistema durante su vida útil.
- Se recomiendan herramientas tecnológías para monitorear el sistema fotovoltaico que se llegue a instalar, para poder así tener control de este en cualquier instante que se requiera consultar un dato. Además, esto es importante porque permite monitorear el sistema fotovoltaico en tiempo real.
- Se recomienda que cuando se tenga que realizar un cambio, en este caso de un panel solar o inversor, se respete lo el diseño original, ya que si se varían los equipos el sistema no va a tener la misma eficiencia o a producir

la energía para la cual se diseñó; para mantener así los requerimientos de la estación de bomberos.

- Se recomienda la tecnología de inversor dado que dentro de sus principales características se pueden destacar la eficiencia de vanguardia, alta apariencia rentable y moderna, y garantía de calidad ultralarga, la cual es de doce años para el equipo, que cuenta con certificación IP65 para uso en exteriores. Otro punto digno de destacar de la tecnología de inversor es que puede ser monitoreado remotamente y generar información sobre la producción de energía en tiempo real, mensual o anual. Este equipo puede abarcar grandes cantidades de paneles solares debido a que los estos vienen con una capacidad operacional de potencia elevada que pueden llegar a 100kW o más.

Bibliografía

(NFPA), N. F. (2014). *NFPA 70 Código Eléctrico Nacional Edición 2014*. Chicago, Estados Unidos.

Antonio, G. S., Guerrero, J. G., Hernández, L. H., & Santillán, J. R. (5 de 2011). Obtenido de <http://documents.mx/documents/sistemas-de-paneles-solares-fotovoltaicos-para-un-edificio.html>

Arias, A. S. (27 de 2 de 2017). *economipedia*. Obtenido de <http://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>

Damiansolar. (23 de junio de 2015). *DamianSolar*. Obtenido de articulos-sobre-la-energia-solar-ysus-componentes/conexion-paneles-solares-en-serie-en-paralelo: https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-ysus-componentes/conexion-paneles-solares-en-serie-en-paralelo_1

Ingelibreblog. (11 de octubre de 2016). *Ingelibreblog*. Obtenido de Inclinación optima de placas fotovoltaicas: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/01/09/inclinacion-optima-de-placasfotovoltaicas/>

Karen. (26 de 9 de 2010). Obtenido de <http://capinfoiii.blogspot.com/2010/09/que-es-un-centro-de-carga-un-centro-de.html>

MINAE, P. Y. (15 de Enero de 2002). *PRESIDENCIA Y MINAE*. Obtenido de Decreto N° 39220-MINAE: <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/cos148918.pdf>

Rica, B. C. (31 de Mayo de 2020). *Banco Central de Costa Rica*. Obtenido de Tipo de cambio del dolar compra y venta: <https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?idioma=1&CodCuadro=%20400>

Sfe-solar. (s.f.). *Paneles solares*. Obtenido de Sfe-solar: <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/placas-solares-autocaravanas>

Sunwatts. (s.f.). *Sunwatts*. Obtenido de Sunwatts web: <https://sunwatts.com/company-history/>


Voltingenieria. (27 de mayo de 2014). *Voltingenieria*. Obtenido de Micro inversor: <http://www.voltingenieria.com>

Wikipedia. (16 de junio de 2020). *Wikipedia*. Obtenido de Energía solar Fotovoltaica: https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_fotovoltaica

Anexos

Anexo 1 Panel solar potencia 300W, modelo CSUN300-72P


Poly





Powerguard insurance global coverage

Within the first year, the output power shall not be less than 97.5% of the minimum output power in CSUN's product datasheet, thereafter the loss of output power shall not exceed 0.7% per year, ending with 80.7% in the 25th year.

■ CSUN ■ Standard warranty



CSUN310-72P

Standard Solar Product







- CSUN310-72P
- CSUN305-72P
- CSUN300-72P
- CSUN295-72P
- CSUN290-72P

16.01%
Module efficiency

310 W
Highest power output

10 years
Material & workmanship warranty

25 years
Linear power output warranty

-  Industry leading conversion efficiency
-  Positive tolerance offer
-  Passed salt mist & ammonia corrosion, blowing sand and hail testing
-  Certified to withstand wind (2400 Pa) and snow load (5400 Pa)
-  Excellent performance under weak light conditions
-  Good temperature coefficient enables better output in hot climates

Electrical characteristics at Standard Test Conditions (STC)

Module	CSUN 310-72P	CSUN 305-72P	CSUN 300-72P	CSUN 295-72P	CSUN 290-72P
Maximum Power - P _{mpp} (W)	310	305	300	295	290
Positive power tolerance	0~3%	0~3%	0~3%	0~3%	0~3%
Open Circuit Voltage - Voc (V)	44.8	44.7	44.5	44.4	44.3
Short Circuit Current - I _{sc} (A)	9.04	8.97	8.91	8.83	8.75
Maximum Power Voltage - V _{mpp} (V)	36.1	35.9	35.8	35.7	35.6
Maximum Power Current - I _{mpp} (A)	8.58	8.50	8.37	8.26	8.15
Module efficiency	16.01%	15.75%	15.49%	15.23%	14.98%

Electrical data relates to standard test conditions (STC): irradiance 1000W/m²; AM 1.5; cell temperature 25°C measuring uncertainty of power is within ±3%. Certified in accordance with IEC61215, IEC61730-1/2 and UL 1703

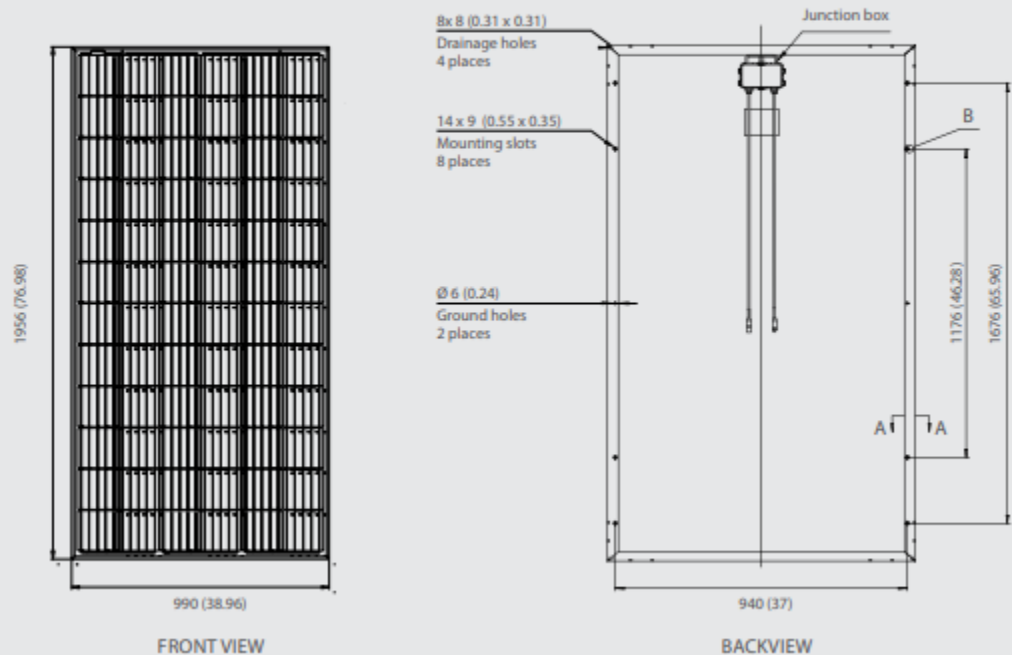
Electrical Characteristics at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Module	CSUN 310-72P	CSUN 305-72P	CSUN 300-72P	CSUN 295-72P	CSUN 290-72P
Maximum Power - P _{mpp} (W)	228	225	220	217	213
Maximum Power Voltage - V _{mpp} (V)	33.4	33.2	32.9	32.5	32.3
Maximum Power Current - I _{mpp} (A)	6.83	6.77	6.71	6.67	6.59
Open Circuit Voltage - Voc (V)	41.4	41.3	41.1	41.0	40.8
Short Circuit Current - I _{sc} (A)	7.29	7.24	7.19	7.01	6.95

Electrical data relates to nominal operating cell temperature (NOCT): irradiance 800W/m²; wind speed 1 m/s; cell temperature 45°C; ambient temperature 20°C measuring uncertainty of power is within ±3%.

Dimensions

Note: mm (inch)



Anexo 2 Microinversor 0.3-1-OUTD

Additional highlights:

- Used with the ABB Concentrator Data Device (CDD), ABB's MICRO inverter offers proprietary wireless monitoring of real-time system monitoring, troubleshooting and plant feedback
- Only product in the market compatible with majority of PV modules
- Comes with a 10-year system warranty covering the entire system, including MICRO, CDD and cabling

Available models:

- 250W: MICRO-0.25-I
- 300W: MICRO-0.3-I
- 300W: MICRO-0.3HV-I

**Technical data and types**

Type code	MICRO-0.25-I-OUTD		MICRO-0.3-I-OUTD		MICRO-0.3HV-I-OUTD	
Nominal output power	250W		300W ¹		300W ¹	
Rated grid AC voltage	208V	240V	208V	240V	208V	240V
Maximum output power	260W		310W		310W	
Input side (DC)						
Maximum usable DC input power	265 ² Wp		320 ² Wp		320 ² Wp	
Maximum PV panel rating (STC)	300W		360W		360W	
Absolute maximum voltage (V _{max})	65V		65V		79V	
Start-Up voltage (V _{start})	25V		25V		25V	
Full power MPPT voltage range	25-60V		30-60V		30-75V	
Operating voltage range	12-60V ³		12-60V ³		19-75V ³	
Maximum usable current (I _{dcmax})	10.5A		10.5A		10.5A	
Maximum short circuit current limit	12.5A ³		12.5A ³		12.5A ³	
DC connection type	Amphenol H4 PV connector		Amphenol H4 PV connector		Amphenol H4 PV connector	
Output side (AC)						
Grid connection type	1Ø/2W	Split-Ø/3W	1Ø/2W	Split-Ø/3W	1Ø/2W	Split-Ø/3W
Adjustable voltage range	183-228V	211-264V	183-228V	211-264V	183-228V	211-264V
Nominal grid frequency	60Hz		60Hz		60Hz	
Adjustable grid frequency range	57-60.5Hz		57-60.5Hz		57-60.5Hz	
Maximum output current	1.20A	1.04A	1.44A	1.25A	1.44A	1.25A
Power factor	>0.95					
Maximum number of inverters per string	13	15	11	12	11	12
Grid wiring termination type	18 AWG drop cable from inverter to 10AWG AC trunk cable					
Input protection devices						
Reverse polarity protection	Yes; polarized PV connectors (Amphenol H4)					
Output protection devices						
Anti-islanding protection	Meets UL 1741 / IEEE1547 requirements					
Over-voltage protection type	Varistor		Varistor		Varistor	
Maximum AC OCPD rating	20A		20A		20A	
Efficiency						
Maximum efficiency	96.5%		96.5%		96.5%	
CEC efficiency	96%		96%		96%	
Operating performance						
Stand-by consumption	<50mW		<50mW		<50mW	

Anexo 3 Inversor Sunny Boy 7.0-US

Technical data	Sunny Boy 6.0-US		Sunny Boy 7.0-US		Sunny Boy 7.7-US	
	208 V	240 V	208 V	240 V	208 V	240 V
Input (DC)						
Max. PV power	9600 Wp		11200 Wp		12320 Wp	
Max. DC Voltage	600 V					
Rated MPP Voltage range	220 - 480 V		245 - 480 V		270 - 480 V	
MPPT operating voltage range	100 - 550 V					
Min. DC voltage / start voltage	100 V / 125 V					
Max. operating input current per MPPT	10 A					
Max. short circuit current per MPPT	18 A					
Number of MPPT tracker / string per MPPT tracker	3 / 1					
Output (AC)						
AC nominal power	5200 W	6000 W	6660 W	7000 W	6660 W	7680 W
Max. AC apparent power	5200 VA	6000 VA	6660 VA	7000 VA	6660 VA	7680 VA
Nominal voltage / adjustable	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●
AC voltage range	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V
AC grid frequency	60 Hz / 50 Hz					
Max. output current	25.0 A	25.0 A	32.0 A	29.2 A	32.0 A	32.0 A
Power factor (cos ϕ) / harmonics	1 / < 4 %					
Output phases / line connections	1 / 2					
Efficiency						
Max. efficiency	97.3 %	97.7 %	97.3 %	97.9 %	97.3 %	97.5 %
CEC efficiency	96.7 %	96.9 %	96.4 %	96.8 %	96.4 %	96.8 %
Protection devices						
DC disconnect device / DC reverse polarity protection	● / ●					
Ground fault monitoring / Grid monitoring	●					
AC short circuit protection	●					
All-pole sensitive residual current monitoring unit (RCMU)	●					
Arc fault circuit interrupter (AFCI)	●					
Protection class / overvoltage category	I / IV					
General data						
Dimensions (W / H / D) in mm (in)	535 x 730 x 198 (21.1 x 28.5 x 7.8)					
Packaging Dimensions (W / H / D) in mm (in)	600 x 800 x 300 (23.6 x 31.5 x 11.8)					
Weight / packaging weight	26 kg (57 lb) / 30 kg (66 lb)					
Temperature range: operating / non-operating	-25°C ...+60°C / -40°C ...+60°C					
Environmental protection rating	NEMA 3R					
Noise emission (typical)	39 dB(A)		45 dB(A)			
Internal power consumption at night	< 5 W					
Topology / cooling concept	transformerless / convection			transformerless / fan		
Features						
Ethernet ports	2					
Secure Power Supply	●*					
Display (2 x 16 characters)	●					
2.4 GHz WLAN / External WLAN antenna	●/○					
ShadeFix technology for string level optimization	●					
Cellular (4G / 3G) / Revenue Grade Meter	○/○**					
Warranty: 10 / 15 / 20 years ***	●/○/○					
Certificates and approvals	UL 1741, UL 1741 SA incl. CA Rule 21 RSD, UL 1998, UL 1699B Ed. 1, IEEE1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA V22.2 107.1-1, HECO Rule 14H, PV Rapid Shutdown System Equipment					
● Standard features ○ Optional features – Not available						
NOTE: US inverters ship with gray lids. Data at nominal conditions * Not compatible with TS4 devices **Standard in SBX.X1TP-US-41						
Type designation	SB6.0-1SP-US-41 / SB6.0-1TP-US-41		SB7.0-1SP-US-41 / SB7.0-1TP-US-41		SB7.7-1SP-US-41 / SB7.7-1TP-US-41	

Anexo 4 Inversor Fronius 10.0-TL

DATOS TÉCNICOS	
DATOS DE ENTRADA	
Número de MPPT	2
Potencia FV recomendada (kWp)	8.0 - 12.0 kW
Máxima corriente de entrada utilizable	33,0 / 18,0 A
Total de corriente de entrada utilizable máxima (MPPT 1 + MPPT 2)	51 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (1.5 *I _{max})	49,5 / 27 A
Voltaje nominal de entrada	415 V
Rango de voltaje operacional	80 - 600 V
Rango de voltaje MPP	220 - 480 V
Voltaje de entrada máximo	600 V
Sujetadores de fusible de cadena DC integrados	4- und 4+ für MPPT 1 / MPPT 2 benötigt keine Sicherung

DATOS DE SALIDA

Potencia máxima de salida a 240 V	9995 VA
Potencia máxima de salida a 208 V	9995 VA
Configuración de salida	1~ NPE 208 / 240 V
Rango de frecuencia	45 - 66 Hz
Frecuencia nominal de operación	60 Hz
Distorsión armónica total	< 2,5 % 2,5="" %="" >
Rango de factor de potencia	0 - 1 ind./cap.
Máxima corriente de salida continua a 240 V	41,6 A
Máxima corriente de salida continua a 208 V	48,1 A

Anexo 5 Inversor Solar Edge 20kW SE20KUS

MODEL NUMBER	SE20KUS	SE30KUS	SE33.3KUS	
APPLICABLE TO INVERTERS WITH PART NUMBER		SEXK-XXXXXBXX4		
OUTPUT				
Rated AC Power Output	20000	30000	33300	VA
Maximum AC Power Output	20000	30000	33300	VA
Output Line Connections	3 phase, 4-wire / PE (L1-L2-L3-N), TN, TT			
AC Output Voltage Minimum-Nominal-Maximum ⁽²⁾ (L-N)	244-277-305			Vac
AC Output Voltage Minimum-Nominal-Maximum ⁽²⁾ (L-L)	422.5-480-529			Vac
AC Frequency Min-Nom-Max ⁽²⁾	59.3 - 60 - 60.5			Hz
Maximum Continuous Output Current (per Phase)	24	36.5	40	A
GFDI Threshold	1			A
Utility Monitoring, Islanding Protection, Country Configurable Set Points	Yes			
THD	≤ 3			%
INPUT				
Maximum DC Power (Module STC)	27000	40500	45000	W
Transformer-less, Ungrounded	Yes			
Maximum Input Voltage DC to Gnd	490			Vdc
Maximum Input Voltage DC+ to DC-	1000			Vdc
Nominal Input Voltage DC to Gnd	420			Vdc
Nominal Input Voltage DC+ to DC-	840			Vdc
Maximum Input Current	26.5	39	40	Adc
Maximum Input Short Circuit Current	45			Adc
Reverse-Polarity Protection	Yes			
Ground-Fault Isolation Detection	1MΩ Sensitivity	350kΩ Sensitivity ⁽³⁾		
CEC Weighted Efficiency	98	98.5		%
Night-time Power Consumption	< 3	< 4		W

Anexo 6 Inversor Solar Edge 100kW, SE100KUS

	SE66.6KUS	SE100KUS	
OUTPUT			
Rated AC Power Output	66600	100000	VA
Maximum AC Power Output	66600	100000	VA
AC Output Line Connections	4-wire WYE (L1-L2-L3-N) plus PE		
AC Output Voltage Minimum-Nominal-Maximum ⁽¹⁾ (L-N)	244 - 277 - 305		Vac
AC Output Voltage Minimum-Nominal-Maximum ⁽¹⁾ (L-L)	422.5 - 480 - 529		Vac
AC Frequency Min-Nom-Max ⁽¹⁾	59.3 - 60 - 60.5		Hz
Maximum Continuous Output Current (per Phase) @277V	80	120	A
GFDI Threshold	1		A
Utility Monitoring, Islanding Protection, Configurable Power Factor, Country Configurable Thresholds	Yes		
INPUT			
Maximum DC Power (Module STC) / Unit	90000 / 45000	135000 / 45000	W
Transformer-less, Ungrounded	Yes		
Maximum Input Voltage DC to Gnd	500		Vdc
Maximum Input Voltage DC+ to DC-	1000		Vdc
Nominal Input Voltage DC to Gnd	425		Vdc
Nominal Input Voltage DC+ to DC-	850		Vdc
Maximum Input Current	2 x 40	3 x 40	Adc
Maximum Input Short Circuit Current	120		Adc
Reverse-Polarity Protection	Yes		
Ground-Fault Isolation Detection	350k Ω Sensitivity per Unit		
CEC Weighted Efficiency	98.5		%
Nighttime Power Consumption	< 12		W
ADDITIONAL FEATURES			

Anexo 7 Cotización 135-2020. Sistema Fotovoltaico Cartago Inversor



ELECTRICA SOLUCIONES RCVA, S.A.

Cedula jurídica: 3-101-715491

Cliente:	ING. LUIS ACHAN ROJAS	Número de Cotización:	135-2020
Ubicación:	SAN JOSE	Fecha:	29/5/2020
Atención:	ING. LUIS ACHAN ROJAS		

PROYECTO *SISTEMA FOTOVOLTAICO – CARTAGO – INVERSOR*

Con mucho agrado le presentamos nuestra oferta

DESCRIPCIÓN DEL ALCANCE DE LA OFERTA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL
1	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE 17 PANELES SOLARES 300W, REFERENCIA CSUN 300-72P	17	\$ 4 675,00	\$ 4 675,00
2	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE INVERSOR 7KW SMA SUNNY BOY	1	\$ 2 450,00	\$ 2 450,00
3	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA COPLANAR PARA MONTAJE E INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO, MATERIALES PARA LA PUESTA EN MARCHA DEL SISTEMA.	1	\$ 2 200,00	\$ 2 200,00
			SUB TOTAL	\$ 9 325,00
			TOTAL	\$ 9 325,00

Condiciones de la oferta

- 1 La vigencia de esta oferta es de 30 días a partir de la fecha de presentación de la misma.
- 2 Tiempo de entrega estimado es un mes a partir de firmado el contrato y devengado el primer adelanto.
- 3 La forma de pago de la siguiente manera, 50 % firma del contrato y 50% restante entrega de obra a satisfacción.
- 4 El monto total de la oferta ya contempla el IVA.
- 5 No se incluye ningún tipo de obra civil.
- 6 Dentro de la oferta esta contemplada la puesta en marcha del sistema.
- 7Garantía de equipos inversor 10años, paneles solares 10 años en equipos, defectos de instalación 2 años.

*****Estamos para servirles *****

Atentamente

Luis Cortes Salas
ELECTRICA SOLUCIONES RCVA, S.A.

Construcción de proyectos eléctricos, diseño y presupuestos.
 Tel. (506) 4704-8929 / 8484-3914 / 8480-1497 - email: info@electricasoluciones.net

Anexo 8 Cotización 136-2020. Sistema Fotovoltaico Cartago Micro Inversores



ELECTRICA SOLUCIONES RCVA, S.A.

Cedula jurídica: 3-101-715491

Cliente:	ING. LUIS ACHAN ROJAS	Número de Cotización:	136-2020
Ubicación:	SAN JOSE	Fecha:	29/5/2020
Atención:	ING. LUIS ACHAN ROJAS		

PROYECTO *SISTEMA FOTOVOLTAICO – CARTAGO – MICRO INVERSOR*

Con mucho agrado le presentamos nuestra oferta

DESCRIPCIÓN DEL ALCANCE DE LA OFERTA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL
1	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE 17 PANELES SOLARES 300W, REFERENCIA CSUN 300-72P	17	\$ 4 675,00	\$ 4 675,00
2	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE 17 MICRO INVERSORES 300W ABB AURORA MICRO 0.3	17	\$ 4 335,00	\$ 4 335,00
3	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA COPLANAR PARA MONTAJE E INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO, MATERIALES PARA LA PUESTA EN MARCHA DEL SISTEMA.	1	\$ 2 200,00	\$ 2 200,00
			SUB TOTAL	\$ 11 210,00
			TOTAL	\$11 210,00

Condiciones de la oferta

- 1 La vigencia de esta oferta es de 30 días a partir de la fecha de presentación de la misma.
- 2 Tiempo de entrega estimado es un mes a partir de firmado el contrato y devengado el primer adelanto.
- 3 La forma de pago de la siguiente manera, 50 % firma del contrato y 50% restante entrega de obra a satisfacción.
- 4 El monto total de la oferta ya contempla el IVA.
- 5 No se incluye ningún tipo de obra civil.
- 6 Dentro de la oferta esta contemplada la puesta en marcha del sistema.
- 7 Garantía de equipos Inversor 10años, paneles solares 10 años en equipos, defectos de instalación 2 años.

*****Estamos para servirles *****

Atentamente

Luis Cortes Salas
ELECTRICA SOLUCIONES RCVA, S.A.

Construcción de proyectos eléctricos, diseño y presupuestos.
Tel. (506) 4704-8929 / 8484-3914 / 8480-1497 - email: info@electricasoluciones.net

Anexo 9 Cotización 137-2020. Sistema Fotovoltaico Tibás Inversor



ELECTRICA SOLUCIONES RCVA, S.A.

Cedula jurídica: 3-101-715491

Cliente:	ING. LUIS ACHAN ROJAS	Número de Cotización:	137-2020
Ubicación:	SAN JOSE	Fecha:	29/5/2020
Atención:	ING. LUIS ACHAN ROJAS		

PROYECTO *SISTEMA FOTOVOLTAICO – TIBAS – INVERSOR*

Con mucho agrado le presentamos nuestra oferta

DESCRIPCIÓN DEL ALCANCE DE LA OFERTA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL
1	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE 27 PANELES SOLARES 300W, REFERENCIA CSUN 300-72P	27	\$ 7 425,00	\$ 7 425,00
2	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE INVERSOR 10KW FRONIUS STRING PRIMO 10.0TL	1	\$ 4 000,00	\$ 4 000,00
3	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA COPLANAR PARA MONTAJE E INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO, MATERIALES PARA LA PUESTA EN MARCHA DEL SISTEMA.	1	\$ 2 700,00	\$ 2 700,00
			SUB TOTAL	\$ 14 125,00
			TOTAL	\$ 14 125,00

Condiciones de la oferta

- 1 La vigencia de esta oferta es de 30 días a partir de la fecha de presentación de la misma.
- 2 Tiempo de entrega estimado es un mes a partir de firmado el contrato y devengado el primer adelanto.
- 3 La forma de pago de la siguiente manera, 50 % firma del contrato y 50% restante entrega de obra a satisfacción.
- 4 El monto total de la oferta ya contempla el IVA.
- 5 No se incluye ningún tipo de obra civil.
- 6 Dentro de la oferta esta contemplada la puesta en marcha del sistema.
- 7Garantía de equipos inversor 10años, paneles solares 10 años en equipos, defectos de instalación 2 años.

*****Estamos para servirles *****

Atentamente

Luis Cortes Salas
ELECTRICA SOLUCIONES RCVA, S.A.

Anexo.10 Cotización 138-2020. Sistema Fotovoltaico Tibás Microinversores



ELECTRICA SOLUCIONES RCVA, S.A.

Cedula jurídica: 3-101-715491

Ciente:	ING. LUIS ACHAN ROJAS	Número de Cotización:	138-2020
Ubicación:	SAN JOSE	Fecha:	29/5/2020
Atención:	ING. LUIS ACHAN ROJAS		

PROYECTO *SISTEMA FOTOVOLTAICO – TIBAS – MICRO INVERSOR*

Con mucho agrado le presentamos nuestra oferta

DESCRIPCIÓN DEL ALCANCE DE LA OFERTA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL
1	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE 27 PANELES SOLARES 300W, REFERENCIA CSUN 300-72P	27	\$ 7 425,00	\$ 7 425,00
2	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE 27 MICRO INVERSORES 300W ABB AURORA MICRO 0.3	27	\$ 6 885,00	\$ 6 885,00
3	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA COPLANAR PARA MONTAJE E INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO, MATERIALES PARA LA PUESTA EN MARCHA DEL SISTEMA.	1	\$ 2 700,00	\$ 2 700,00
			SUB TOTAL	\$ 17 010,00
			TOTAL	\$17 010,00

Condiciones de la oferta

- 1 La vigencia de esta oferta es de 30 días a partir de la fecha de presentación de la misma.
- 2 Tiempo de entrega estimado es un mes a partir de firmado el contrato y devengado el primer adelanto.
- 3 La forma de pago de la siguiente manera, 50 % firma del contrato y 50% restante entrega de obra a satisfacción.
- 4 El monto total de la oferta ya contempla el IVA.
- 5 No se incluye ningún tipo de obra civil.
- 6 Dentro de la oferta esta contemplada la puesta en marcha del sistema.
- 7Garantía de equipos inversor 10años, paneles solares 10 años en equipos, defectos de instalación 2 años.

*****Estamos para servirles *****

Atentamente

Luis Cortes Salas
ELECTRICA SOLUCIONES RCVA, S.A.

Anexo.11 Cotización 139-2020. Sistema Fotovoltaico Heredia Inversor



ELECTRICA SOLUCIONES RCVA, S.A.

Cedula jurídica: 3-101-715491

Cliente:	ING. LUIS ACHAN ROJAS	Número de Cotización:	139-2020
Ubicación:	SAN JOSE	Fecha:	29/5/2020
Atención:	ING. LUIS ACHAN ROJAS		

PROYECTO "SISTEMA FOTOVOLTAICO – HEREDIA – INVERSOR"

Con mucho agrado le presentamos nuestra oferta

DESCRIPCIÓN DEL ALCANCE DE LA OFERTA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL
1	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE 1029 PANELES SOLARES 300W, REFERENCIA CSUN 300-72P	1029	\$ 231 525,00	\$ 231 525,00
2	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE TRES INVERSORES DE 100KW SOLAR EDGE SE100K-USRPOBNU4 + 1 INVERSOR 20KW SOLAR EDGE SE20K-USR48BNU4	4	\$ 22 000,00	\$ 22 000,00
3	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA COPLANAR PARA MONTAJE E INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO, MATERIALES PARA LA PUESTA EN MARCHA DEL SISTEMA.	1	\$ 40 000,00	\$ 40 000,00
			SUB TOTAL	\$ 293 525,00
			TOTAL	\$ 293 525,00

Condiciones de la oferta


- 1 La vigencia de esta oferta es de 30 días a partir de la fecha de presentación de la misma.
- 2 Tiempo de entrega estimado es un mes a partir de firmado el contrato y devengado el primer adelanto.
- 3 La forma de pago de la siguiente manera, 50 % firma del contrato y 50% restante entrega de obra a satisfacción.
- 4 El monto total de la oferta ya contempla el IVA.
- 5 No se incluye ningún tipo de obra civil.
- 6 Dentro de la oferta esta contemplada la puesta en marcha del sistema.
- 7 Garantía de equipos Inversor 10 años, paneles solares 10 años en equipos, defectos de instalación 2 años.

*****Estamos para servirles *****

Atentamente

Luis Cortes Salas
ELECTRICA SOLUCIONES RCVA, S.A.

Anexo.12 Cotización 140-2020. Sistema Fotovoltaico Heredia Microinversores



ELECTRICA SOLUCIONES RCVA, S.A.

Cedula jurídica: 3-101-715491

Cliente:	ING. LUIS ACHAN ROJAS	Número de Cotización:	140-2020
Ubicación:	SAN JOSE	Fecha:	29/5/2020
Atención:	ING. LUIS ACHAN ROJAS		

PROYECTO *SISTEMA FOTOVOLTAICO – HEREDIA – MICRO INVERSOR*

Con mucho agrado le presentamos nuestra oferta

DESCRIPCIÓN DEL ALCANCE DE LA OFERTA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL
1	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE 1029 PANELES SOLARES 300W, REFERENCIA CSUN 300-72P	1029	\$ 231 525,00	\$ 231 525,00
2	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE 1029 MICRO INVERSORES 300W ABB AURORA MICRO 0.3	1029	\$ 241 815,00	\$ 241 815,00
3	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA COPLANAR PARA MONTAJE E INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO, MATERIALES PARA LA PUESTA EN MARCHA DEL SISTEMA.	1	\$ 40 000,00	\$ 40 000,00
			SUB TOTAL	\$ 513 340,00
			TOTAL	\$513 340,00

Condiciones de la oferta

- 1 La vigencia de esta oferta es de 30 días a partir de la fecha de presentación de la misma.
- 2 Tiempo de entrega estimado es un mes a partir de firmado el contrato y devengado el primer adelanto.
- 3 La forma de pago de la siguiente manera, 50 % firma del contrato y 50% restante entrega de obra a satisfacción.
- 4 El monto total de la oferta ya contempla el IVA.
- 5 No se incluye ningún tipo de obra civil.
- 6 Dentro de la oferta esta contemplada la puesta en marcha del sistema.
- 7Garantía de equipos inversor 10años, paneles solares 10 años en equipos, defectos de instalación 2 años.

*****Estamos para servirles *****

Atentamente

Luis Cortes Salas
ELECTRICA SOLUCIONES RCVA, S.A.

Anexo.13 Tipo cambio del dólar 31 de mayo del 2020

Tipo cambio de compra y de venta del dólar de los Estados Unidos de América
Referencia del Banco Central de Costa Rica
En colones costarricenses

	TIPO CAMBIO COMPRA	TIPO DE CAMBIO VENTA
30 May 2020	570,22	576,93
31 May 2020	570,22	576,93
1 Jun 2020	570,22	576,93
2 Jun 2020	571,29	579,35
3 Jun 2020	573,19	581,02
4 Jun 2020	574,66	582,02
5 Jun 2020	573,68	582,45
6 Jun 2020	574,99	582,87
7 Jun 2020	574,99	582,87
8 Jun 2020	574,99	582,87
9 Jun 2020	575,70	583,72
10 Jun 2020	577,25	584,02
11 Jun 2020	576,90	583,14
12 Jun 2020	574,50	580,61
13 Jun 2020	571,42	578,83
14 Jun 2020	571,42	578,83
15 Jun 2020	571,42	578,83
16 Jun 2020	571,04	577,88
17 Jun 2020	571,33	577,79
18 Jun 2020	573,23	579,18
19 Jun 2020	574,26	579,62
20 Jun 2020	570,26	579,72
21 Jun 2020	570,26	579,72
22 Jun 2020	570,26	579,72
23 Jun 2020	574,06	580,13
24 Jun 2020	573,31	580,86
25 Jun 2020	576,33	582,26
26 Jun 2020	576,83	582,92
27 Jun 2020	577,49	583,67
28 Jun 2020	577,49	583,67

Fuente: Banco Central de Costa Rica

Anexo.14 Garantía de inversores por la empresa Electrica Soluciones RCVA, S.A.



*Cedula Juridica: 3-101-715491
San Pedro de Santa Bárbara, Heredia*

Cliente:	ING. LUIS ACHAN ROJAS	Número de Cotización:	
Ubicación:	SAN JOSE	Garantía Inversores	
Atención:	ING. LUIS ACHAN ROJAS	Fecha:	14/8/2020

**GARANTIA EQUIPO INVERSOR SOLAR EDGE 100kW, SE100KUS,
INVERSOR SOLAR EDGE 20kW SE20KUS, INVERSOR FRONIUS
10.0-TL, INVERSOR SUNNY BOY 7.0-US.**

La garantía de los equipos anteriormente cotizados para sus sistemas será de la siguiente manera.

1 Los inversores cotizados dentro del alcancé de los sistemas solicitados tienen una garantía extendida por un plazo de 10 años, la cual es una garantía de primera por el equipo que se contempla, este mismo va operar sin ninguna dificultad durante este periodo, los cuales se detallan a continuación y en caso de que cualquier equipo de los cotizados será reemplazado por una nueva unidad, esto sin ningún costo adicional.

- Inversor Solar Edge 100kW, SE100KUS
- Inversor Solar Edge 20kW, SE20KUS
- Inversor Fronius 10.0TL
- Inversor Sunny Boy 7.0-US.

2 Defectos de instalación la empresa otorga un plazo de dos años en los cuales si falla cualquier elemento del sistema, nuestra representada Electrica Soluciones RCVA, S.A. se hará cargo del 100% de los perjuicios.

*****Estamos para servirles *****

Atentamente

**Luis Cortes Salas
ELECTRICA SOLUCIONES RCVA, S.A.**