



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“Análisis de un plan de ahorro energético implementando sistemas fotovoltaicos para los modelos de vivienda propuestos por el gobierno nacional”

INFORME DE PROYECTO DE GRADUACIÓN

Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN
ELECTRÓNICA Y AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL**

Presentado por:

DIEGO ALBERTO CADENA AVILA

MARLON JAMIL QUINTO AYOVÌ

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2014

AGRADECIMIENTO

Inicialmente agradezco a Dios mi impulsor que me dio la sabiduría para seguir con esmero y dedicación en el transcurso de este proyecto, Luego a mi querida madre que con su ejemplo construyo las mejores bases, a mi hermano, a mi novia y compañeros de trabajo que estuvieron en todo los momentos dispuesto a ofrecerme ayuda incondicional, además a mi director de Tesis El Ing. Hólger Cevallos que con su paciencia y experiencia ayudo a culminar una de mis metas. Agrego que son muchas las personas que formaron parte en este logro las cuales aportaron mucho; a aquellos amigos, maestros y demás familiares que estuvieron motivándome con un concejo, apoyo, compañía, en cada uno de los obstáculos que se me presentaron.

Para todos ellos MUCHAS GRACIAS.

Marlon Quinto Ayovi.

AGRADECIMIENTO

Este trabajo primero le agradezco a Dios por protegerme y darme la fuerzas para superar obstáculos y dificultades durante toda mi vida.

A mis padres, por darme su apoyo incondicional, para lograr ser un profesional y ser orgullo para ellos y de toda mi familia.

A la ESPOL y sus formadores, en especial al Ing. Hólger Cevallos, tutor del trabajo actual, los cuales han sido las bases de preparación para la vida profesional.

Diego Cadena Avila.

DEDICATORIA

Esta tesis se la dedico a mi MADRE Marlene Ayovi Vanegas Que formo solidos pilares, quien siempre me alentó para no decaer y avanzar con paso firme en el transcurso de mis estudios, además a mi Padre Andrés Quinto Hurtado que desde el cielo observó cada uno de mis pasos y agrego motivación interna en mi ser.

Para ustedes, los cuales siempre estarán conmigo tanto en mis recuerdos como también en mi corazón.

Marlon Quinto Ayovi.

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada principalmente a Dios por permitirme llegar hasta este momento tan importante de mi formación profesional.

A mis padres Mireya Avila y Alberto Cadena por brindarme su apoyo, su ejemplo, enseñarme valores e inculcarme virtudes que me van a ayudar tanto en mi vida profesional como personal.

A mi hermano, mi abuelita y mi tío, quienes han estado pendiente de mí durante todo este tiempo, con sus oraciones y aliento para lograr esta meta de vida.

Diego Cadena Avila.

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



MGS. Hólger Cevallos
**DIRECTOR DEL
PROYECTO DE GRADUACIÓN**



DR. Cristóbal Mera
**PROFESOR DELEGADO
UNIDAD ACADÉMICA**

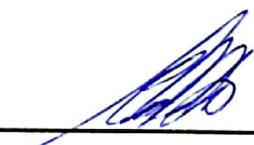


PHD. Sixto García A.
PRESIDENTE

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en este informe, nos corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).



Diego Alberto Cadena Avila.



Marlon Jamil Quinto Ayovi.

RESUMEN

Buscar alternativas para satisfacer la demanda eléctrica a Nivel Nacional, se ha convertido en unos de los objetivos del Gobierno Nacional actual, usando recursos renovables y que el impacto ambiental sea mínimo. En este informe se presenta una alternativa de generación de energía eléctrica usando una fuente inagotable como lo es el sol y su radiación.

En base a los conocimientos de instalaciones eléctricas, Energías Renovables, Normas de Ingeniería eléctrica nacionales e internacionales y análisis de Entidades Nacionales, este informe presenta una metodología para cubrir la demanda de energía eléctrica de un Sector de Guayaquil, el cual se puede replicar en cualquier otro sector del Ecuador. El análisis de carga, se realiza en base a datos estadísticos de la zona y su radiación solar.

Además, se da a conocer una parte del mercado de generación de energía renovable en el país, por medio de las Compañías, marcas de los equipos y precios.

Este informe también analiza económicamente la factibilidad de la proyección del proyecto en función del tiempo y de la inversión que se requiere. Generando así una propuesta para la implementación del mismo, dirigida al Gobierno Nacional.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	I
DEDICATORIA	III
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	V
DECLARACIÓN EXPRESA	VI
RESUMEN	VII
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVI
CAPÍTULO 1	1
CONCEPTOS GENERALES DE LA ENERGÍA SOLAR Y SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	1
1.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA SOLAR.....	1
1.2 SISTEMAS DE CAPTACIÓN SOLAR.....	2
1.3 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO.....	2
1.4 EQUIPOS DE MEDICIÓN.....	3
1.5 ANÁLISIS DE LA RADIACIÓN SOLAR EN EL ECUADOR.....	3
1.6 DEFINICIÓN DE SISTEMA FOTOVOLTAICO	5
1.6.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS	5
1.6.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA.....	6
1.6.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS.....	6
1.7 COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	6

1.7.1	ARREGLOS DE MÓDULOS DE CELDAS SOLARES.	7
1.7.2	TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	7
1.7.3	BATERÍA O ACUMULADOR.	9
1.7.4	CONTROLADOR O REGULADOR DE CARGA.	10
1.7.5	INVERSOR O CONVERTOR.	10
1.8	FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.	12
1.9	PARÁMETROS TÉCNICOS QUE DEBEN CUMPLIR LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.	13
CAPÍTULO 2.		16
DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.		16
2.1	UBICACIÓN Y CUANTITIVIDAD DE VIVIENDAS OBJETIVO.	16
2.2	LEVANTAMIENTO DE LA CARGA ELÉCTRICA DE LA VIVIENDA.	18
2.3	ANÁLISIS DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA CARGA ELÉCTRICA PARA EL SISTEMA FOTOVOLTAICO.	20
2.4	DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.	22
2.4.1	DIMENSIONAMIENTO DEL PRIMER ESCENARIO DISEÑADO CON UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO.	22
2.4.2	DIMENSIONAMIENTO DEL PRIMER ESCENARIO DISEÑADO CON UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.	30
2.4.3	DIMENSIONAMIENTO DEL SEGUNDO ESCENARIO DISEÑADO CON UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO.	33
2.4.4	DIMENSIONAMIENTO DEL SEGUNDO ESCENARIO DISEÑADO CON UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.	37

2.5 DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO APLICADO A LA VIVIENDA.....	39
2.5.1 UBICACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.	39
2.5.2 UBICACIÓN DE LAS BATERÍAS.....	41
2.5.3 UBICACIÓN DEL CONTROLADOR E INVERSOR.....	41
2.5.4 CABLEADO ENTRE EQUIPOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.	42
2.5.5 CABLEADO DESDE EL SISTEMA FOTOVOLTAICO AL PANEL DE DISTRIBUCIÓN DE LA VIVIENDA.....	42
2.6 ILUSTRACIÓN DEL SISTEMA UTILIZANDO LA HERRAMIENTA AUTOCAD.....	43
2.7 PREVENCIÓN Y MANTENIMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	44
CAPÍTULO 3.....	47
ANÁLISIS ENERGÉTICO DEL PROYECTO.....	47
3.1 ANÁLISIS DE CONSUMO DE ENERGÍA PROPORCIONADA POR LA EMPRESA ELÉCTRICA.....	47
3.2 ANÁLISIS DEL CONSUMO DE ENERGÍA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	52
3.2.1 ARMÓNICOS Y TRANSITORIOS EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	53
3.3 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL SISTEMA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA Y EL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	55
3.4 ANÁLISIS DEL AHORRO ENERGÉTICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	56
CAPÍTULO 4.....	58

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	58
4.1 ANÁLISIS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA ACTUAL EN EL ECUADOR.....	58
4.2 ESTABLECIMIENTO DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA ACTUAL.....	62
4.3 INVERSIÓN ACTUAL DEL ESTADO DIRIGIDA A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	64
4.4 AHORRO ESTIMADO.....	65
4.4.1 AHORRO ESTIMADO EN EL PRIMER ESCENARIO IMPLEMENTANDO SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO.....	67
4.4.2 AHORRO ESTIMADO EN EL PRIMER ESCENARIO IMPLEMENTANDO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.....	70
4.4.3 AHORRO ESTIMADO EN EL SEGUNDO ESCENARIO IMPLEMENTANDO SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO.....	72
4.4.4 AHORRO ESTIMADO EN EL SEGUNDO ESCENARIO IMPLEMENTANDO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.....	74
4.5 TIEMPO ESTIMADO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN.....	76
4.5.1 TIEMPO ESTIMADO DE RECUPERACIÓN EN EL PRIMER ESCENARIO IMPLEMENTANDO SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO.....	76
4.5.2 TIEMPO ESTIMADO DE RECUPERACION EN EL PRIMER ESCENARIO IMPLEMENTANDO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.....	79

4.5.3	TIEMPO ESTIMADO DE RECUPERACIÓN EN EL SEGUNDO ESCENARIO IMPLEMENTANDO SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO.	80
4.5.4	TIEMPO ESTIMADO DE RECUPERACIÓN EN EL SEGUNDO ESCENARIO IMPLEMENTANDO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.	81
4.6	RESULTADOS.	82
	CONCLUSIONES	83
	RECOMENDACIONES	87
	ANEXOS	89
	FICHAS TÉCNICAS:	90
	PANEL SOLAR	90
	INVERSOR	91
	CONTROLADOR	94
	BATERÍA	95
	MEDIDOR BIDIRECCIONAL SENTINEL	96
	ENCUESTA REALIZADA	97
	COTIZACIONES	98
	DIAGRAMA	101
	BIBLIOGRAFÍA	104

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 - Valores promedio anuales de radiación solar en las diferentes provincias del Ecuador.....	4
Tabla 2.1 - Resultado de Encuestas en Socio Vivienda Etapa 1.....	18
Tabla 2.2 - Levantamiento de las cargas en la Vivienda Modelo.....	20
Tabla 2.3 - Datos de Radiación en Guayaquil según Retscreen con un azimut de 19°.....	24
Tabla 2.4 - Levantamiento de las cargas en la Vivienda Modelo considerando solo la cocina de inducción.....	33
Tabla 3.1 - Consumo mensual de una vivienda.....	48
Tabla 3.2 - Consumo anual de una vivienda.....	49
Tabla 3.3 - Consumo anual total de viviendas.....	49
Tabla 3.4 - Consumo proyectado hasta el 2034 de Viviendas.....	50
Tabla 3.5 - Consumo proyectado total hasta el 2034 de Viviendas.....	51
Tabla 4.1 - Distribución Energía Proyectada 2014.....	60
Tabla 4.2 - Balance de Energía Empresa Eléctrica 2013 y 2014.....	61
Tabla 4.3 - Energía Disponible de Compañías desde el 2013 al 2022.....	63
Tabla 4.4 - Pérdidas proyectadas de energía disponible desde el 2013 al 2022.....	64
Tabla 4.5 - Gasto proyectado estimado de las empresas por generación año 2014.....	65

Tabla 4.6 - Costo total anual proyectado de inversión para Sector Socio	
Vivienda Etapa I – 1er Escenario.....	66
Tabla 4.7 - Costo total anual proyectado de inversión para Sector Socio	
Vivienda Etapa I – 2do Escenario.....	66
Tabla 4.8 - Presupuesto del 1er Escenario con S.F.V. aislado.....	67
Tabla 4.9 - Rendimiento bruto de la inversión 1er. Escenario con S.F.V. aislado.....	68
Tabla 4.10 - Rendimiento bruto de la inversión 1er. Escenario con S.F.V. aislado.....	69
Tabla 4.11 - Cálculo del VAN usando Microsoft Excel del 1er escenario con S.F.V. aislado.....	69
Tabla 4.12 - Presupuesto del 1er Escenario con S.F.V. conectado a la red.	71
Tabla 4.13 - Rendimiento bruto de la inversión 1er. Escenario con S.F.V. conectado a la red.....	71
Tabla 4.14 - Cálculo del VAN usando Microsoft Excel del 1er escenario con S.F.V. conectado a la red.....	72
Tabla 4.15 - Presupuesto del 1er Escenario con S.F.V. aislado.....	73
Tabla 4.16 - Rendimiento bruto de la inversión 2do. Escenario con S.F.V. aislado.....	73
Tabla 4.17 - Cálculo del VAN usando Microsoft Excel del 2do escenario con S.F.V. aislado.....	74
Tabla 4.18 - Presupuesto del 2do Escenario con S.F.V. conectado a la red.	75

Tabla 4.19 - Rendimiento bruto de la inversión 1er. Escenario con S.F.V. conectado a la red.	75
Tabla 4.20 - Cálculo del VAN usando Microsoft Excel del 1er escenario con S.F.V. conectado a la red.	75
Tabla 4.21 - Cálculo del TIR usando Microsoft Excel del 1er escenario con S.F.V. aislado.....	79
Tabla 4.22 - Cálculo del TIR usando Microsoft Excel del 1er escenario con S.F.V. conectado a la red.	80
Tabla 4.23 - Cálculo del TIR usando Microsoft Excel del 2do escenario con S.F.V. aislado.....	81
Tabla 4.24 - Cálculo del TIR usando Microsoft Excel del 2do escenario con S.F.V. conectado a la red.	82

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 - Componentes de un sistema fotovoltaico aislado.....	5
Figura 1.2 - Componentes de un sistema fotovoltaico aislado.....	6
Figura 1.3 - Componentes de un sistema fotovoltaico aislado.....	8
Figura 2.1 - Plano Eléctrico de la Vivienda Modelo.....	21
Figura 2.2 - Vista del techo de la Vivienda Modelo.	40
Figura 3.1 -Evolución y Proyección del consumo energético del sector residencial (tomada del Plan de Electrificación 2013-2022).	48
Figura 3.2 -Estimación de la Demanda en el sector socio vivienda 1 en 20 años a partir del 2014.	51
Figura 4.1 -Grupos de consumo energético en el año 2003.	59
Figura 4.2 -Grupos de consumo energético en el año 2012.	59
Figura 4.3 -Balance de Energía Empresa Eléctrica 2014 En Barras.	61
Figura 4.4 - Función buscar objetivo de Microsoft Excel.....	77
Figura 4.5 - Función buscar objetivo y selección de Celdas para cálculo VAN en Microsoft Excel.....	77
Figura 4.6 - Función buscar objetivo y selección de Celdas para cálculo VAN=0 en Microsoft Excel.	78
Figura 4.7 -Diagrama unifilar sistema fotovoltaico aislado.	101
Figura 4.8 -Diagrama unifilar sistema fotovoltaico conectado a la red.	102
Figura 4.9 -Proyección sistema fotovoltaico conectado a la red.	103
Figura 4.10 -Proyección sistema fotovoltaico aislado.	103

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS GENERALES DE LA ENERGÍA SOLAR Y SISTEMA FOTOVOLTAICO.

1.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA SOLAR.

El sol es una estrella que se encuentra a una temperatura media de 5500 c en cuyo interior se da lugar a una serie de reacciones que producen una pérdida de masa que se transforma en energía [1].

La energía solar directa es la energía del sol sin transformar, que ilumina y calienta, es una fuente de energía de origen renovable, el aprovechamiento de la energía solar como fuente de energía útil tiene un doble objetivo:

- a) Ahorrar en energías no renovables, sobre todo energía fósil y energía nuclear
- b) Amortiguar el impacto ambiental generado por ellas [2].

1.2 SISTEMAS DE CAPTACIÓN SOLAR.

El sistema de captación solar es el motor generador de un sistema fotovoltaico es el encargado de captar y transformar la energía proveniente del sol en energía eléctrica se encuentra formado por varios módulos fotovoltaicos conectados en serie y /o paralelos y a su vez dichos módulos están conformados por unidades básicas llamadas células fotovoltaicas.

1.3 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO.

En los sistema fotovoltaicos es necesario que exista un sistema de almacenamiento de energía que permita disponer de esta en periodos en los que no es posible la generación de energía mediante el sistema de captación solar, dicho almacenamiento se realizara mediante baterías estos elementos convierten la energía química en energía eléctrica mediante dos electrodos de distinto material, aislado eléctricamente uno del otro y sumergido en un electrolito que hace de conductor iónico cuando la batería es recargable el proceso químico es reversible, y la energía eléctrica inyectada puede convertirse en energía química y almacenarse de este modo para servir de reserva de electricidad cuando el sistema lo requiera.

1.4 EQUIPOS DE MEDICIÓN.

En las secciones anteriores ya nos hemos familiarizado con el concepto de radiación solar ahora nos enfocaremos en los equipos que se utilizan para medir dicha radiación.

Existen varios instrumentos para medir los parámetros solares:

Solarímetro: Llamado también piranómetro es un instrumento que se utiliza para medir de manera muy precisa la densidad de flujo de la radiación solar mediante una cedula de sílice con un ángulo de visión de 180 grados.

Heliómetro: Es un instrumento que se utiliza para medir la duración de insolación en un determinado lugar durante el día.

Actinómetro: es un instrumento capaz de medir la radiación solar directa.

1.5 ANÁLISIS DE LA RADIACIÓN SOLAR EN EL ECUADOR.

Actualmente tenemos una gran fuente de información el Atlas Solar del Ecuador elaborado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) el cual nos provee información de la radiación global, directa y difusa para todos los meses del año de las diferentes provincias de nuestro país, en la tabla 1(Nec-2011-cap 14 tabla 14.2.6) observamos la radiación promedio anual de las provincias del Ecuador.

PROVINCIA	CIUDAD	Wh/m ² /día
Carchi	Tulcán	4200
Esmeraldas	Esmeraldas	4350
Imbabura	Ibarra	5250
Manabí	Portoviejo	4650
Pichincha	Quito	5075
Tsáchilas	Santo Domingo	4650
Cotopaxi	Latacunga	4800
Napo	Tena	4350
Santa Elena	Salinas	4350
Guayas	Guayaquil	4513
Los Ríos	Babahoyo	4650
Bolívar	Guaranda	4800
Tungurahua	Ambato	4650
Chimborazo	Riobamba	4200
Pastaza	Puyo	4200
Cañar	Azogues	4500
Morona Santiago	Macas	4050
Azuay	Cuenca	4350
El Oro	Machala	4200
Loja	Loja	4350
Zamora Chinchipe	Zamora	4350
Galápagos	Puerto Ayora	5835

Tabla 1.1 - Valores promedio anuales de radiación solar en las diferentes provincias del Ecuador.

De acuerdo a los valores de radiación solar observados en la presente tabla, y gracias a la información proporcionada por el Nec-2011 en el capítulo 14.2.6.2.1 página 54 donde se detalla que los valores entre 4 y 6 kwh/m²/día

son considerados relativamente altos nos permite asegurar que estas provincias son adecuadas para implementar y desarrollar los diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos.

1.6 DEFINICIÓN DE SISTEMA FOTOVOLTAICO

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de dispositivos eléctricos, mecánicos y electrónicos que concurren para generar energía eléctrica por medio de la radiación proveniente del sol. Según la necesidad o la aplicación tendremos diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos:

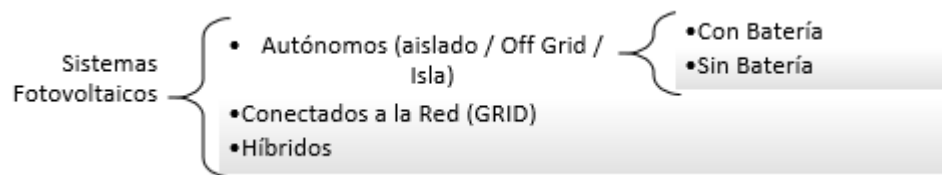


Figura 1.1 - Componentes de un sistema fotovoltaico aislado.

1.6.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS

Tiene como objetivo principal satisfacer la demanda de energía eléctrica de una manera total o parcial. Los Sistemas Fotovoltaicos Autónomos (SFA) son usados frecuentemente para producir electricidad en áreas inaccesibles para la red de potencia eléctrica, los SFA normalmente están equipados con sistemas de acumulación de energía los cuales acumulan energía en el día para de esta forma cubrir la demanda en la noche. También hay aplicaciones

aisladas que no requieren la utilización de baterías, por lo tanto funcionarán siempre que haya sol, ejemplo un sistema de bombeo de agua.

1.6.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA.

Estos sistemas no poseen sistemas de acumulación y están compuestos por paneles fotovoltaicos que se encuentran conectados a la red eléctrica convencional a través de un inversor, por lo que se produce un intercambio energético entre la red eléctrica y el sistema fotovoltaico.

1.6.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS.

Se denomina híbrido cuando además del generador fotovoltaico existe otro generador de energía en este sistema, estas combinaciones se dan para aprovechar algún recurso energético localizado cerca de la instalación o para tener mayor fiabilidad en el suministro de energía.

1.7 COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO.

Un Sistema Solar Fotovoltaico consta principalmente de los siguientes elementos:

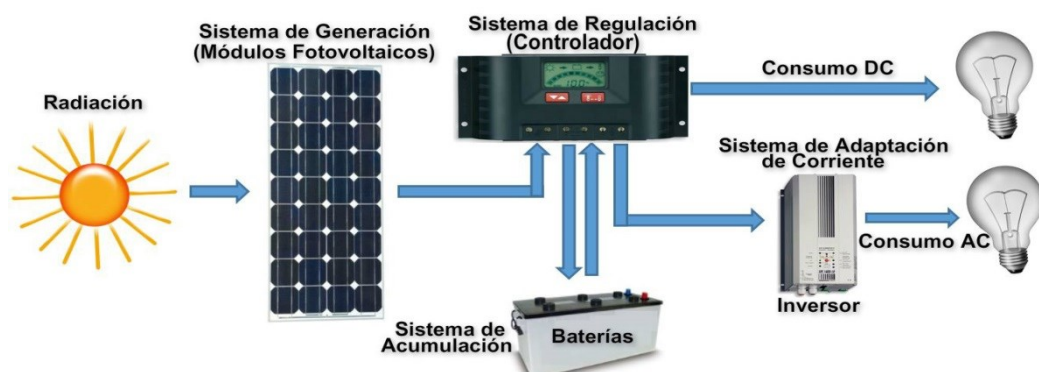


Figura 1.2 - Componentes de un sistema fotovoltaico aislado.

- 1) Arreglos de módulos de celdas solares.
- 2) Batería o acumulador.
- 3) Controlador o Regulador de carga.
- 4) Inversor o conversor.
- 5) Interruptores y cableado.

1.7.1 ARREGLOS DE MÓDULOS DE CELDAS SOLARES.

Consiste en un conjunto de celdas fotovoltaicas interconectadas en serie y/o paralelo, que cuando están expuestas al sol, Generan electricidad mediante el efecto fotovoltaico, es decir, transforman la radiación solar en corriente.

Las celdas fotovoltaicas están hechas de materiales semiconductores que recibieron un tratamiento especial para poder crear el efecto fotovoltaico.

1.7.2 TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Los módulos fotovoltaicos se pueden clasificar según el tipo de célula con que se fabriquen y estos a su vez según el tipo de material semiconductor que las constituye.

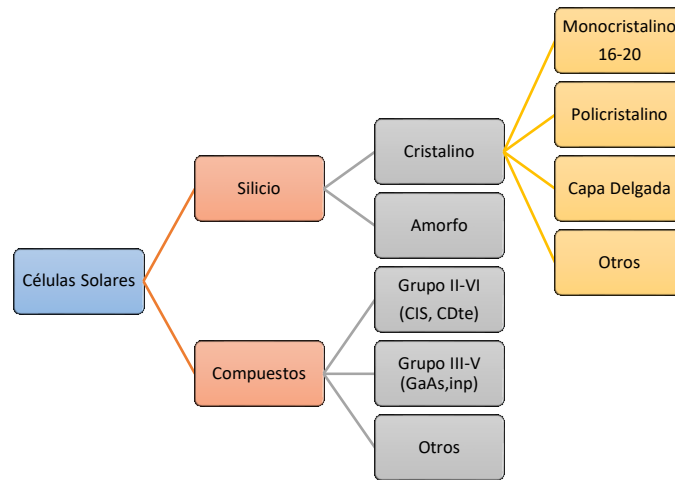


Figura 1.3 - Componentes de un sistema fotovoltaico aislado.

Si bien observamos existen varios tipos de módulos solares, sin embargo los módulos más usados son los compuestos de silicio monocristalino con una eficiencia entre 15 y 20% y policristalino entre 10 y 15% debido a su costo en el mercado aunque actualmente no existe mucha diferencia en el precio.

En el instituto tecnológico de Massachusetts en EEUU se han llevado a cabo experimentos donde la eficiencia de las células solares ha estado por encima del 30% mediante métodos donde se obtienen dos electrones de cada fotón para de esta manera aprovechar el exceso de energía, habitualmente se liberaba un electrón de cada fotón.

En los últimos años se ha notado una gran revolución en el campo de la energía solar, las células formadas por un cristal simple de silicio de unión p-n son las que actualmente predominan en el mercado abarcan alrededor del 86% del mercado, dependiendo de la calidad del silicio pueden ser

monocristalino alta calidad, policristalino baja calidad y amorfo donde es mucho menor la calidad que en el policristalino.

Existen células fotovoltaicas fabricadas con capas de distintos materiales muchos más delgadas que la celdas de silicio, la ventaja de estas células es que nos proporciona una mayor eficiencia entre el 28 y 30% entre los componentes que forman estas células está el Arseniuro de galio (GaAs) y otros materiales de la III-V familia, el Ga al ser muy escaso es mucho más caro que el silicio por lo cual esta alternativa es más costosa además de estar compuesto por materiales nocivos lo cual lo hace muy difícil al reciclar y crea un mal impacto al medio ambiente .

Actualmente se encuentra en fase de investigación células fotovoltaicas de polímeros y nanocristales que superan el 45% de eficiencia, sin duda alguna, hemos notado un gran avance tomando en cuenta que las primeras celdas fotovoltaicas empezaron con una eficiencia del 1% sin embargo estas últimas generaciones de celdas fotovoltaicas no son muy accesibles en el mercado.

1.7.3 BATERÍA O ACUMULADOR.

Las baterías o acumuladores en los sistemas fotovoltaicos se utilizan principalmente como sistema de almacenamiento energético, son las encargadas de alimentar el sistema cuando los módulos fotovoltaicos no pueden generar la potencia suficiente para abastecer el consumo de las cargas.

1.7.4 CONTROLADOR O REGULADOR DE CARGA.

Es un dispositivo que se encuentra ubicado entre el módulo fotovoltaico y la batería, regula la intensidad de corriente en el proceso de carga y descarga de la batería para maximizar la vida útil, nos permite aprovechar al máximo la energía suministrada por el generador FV, a la vez garantizar la protección adecuada y buen servicio de las baterías sus funciones principales son:

Proteger a la batería contra la sobre carga, en caso de sobrecarga pone el generador fotovoltaico en circuito abierto evitando el paso del flujo de la corriente del generador hacia la batería.

Proteger a la batería contra la sobre descarga, en caso de sobre descarga detiene el suministro de energía a la carga que se encuentra alimentando nuestro sistema fotovoltaico.

Dar información del sistema de almacenamiento, es un mecanismo de acople donde se pueden conectar otros sistemas de generación de energía para darle más estabilidad a nuestro sistema fotovoltaico.

1.7.5 INVERSOR O CONVERTIDOR.

El inversor tiene como función convertir la corriente continua del generador fotovoltaico o las baterías a corriente alterna para adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas.

Un inversor viene especificado por su tensión nominal de entrada, su potencia nominal y el tipo de señal que genera. Deberán tener una eficiencia

alta, pues en caso contrario se habrá de aumentar innecesariamente el número de paneles para alimentar la carga; estar adecuadamente protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas. Tiene que estar dimensionado para poder alimentar directamente la carga que se le quiere conectar.

Se clasifican de acuerdo a la forma de onda que entregan al sistema:

Inversor de onda cuadrada: son baratos pero menos eficientes poseen un alto contenido de armónico.

Inversor de onda cuadrada modificada: se acercan más a una onda sinusoidal con respecto al inversor de onda cuadrada, poseen menos contenido de armónico.

Inversor de onda sinusoidal: En este proyecto hemos optado por utilizar un inversor de onda sinusoidal debido a su alta eficiencia además de tener un menor contenido de armónico que en los inversores antes mencionados debido a que el exceso de armónico perjudica el funcionamiento de nuestro circuito.

Los inversores conectados a la red convierten la energía eléctrica de corriente continua producida por los arreglos de paneles solares fotovoltaicos en corriente alterna monofásica inyectando a cada una de las fases de la red de suministro eléctrico.

De acuerdo al número de fases se clasifican en inversores monofásicos y trifásicos.

Puesto que la salida de los inversores está conectada a la red eléctrica, el sincronismo con esta es un aspecto fundamental en el funcionamiento del inversor. El control principal lo trata de forma prioritaria, realizando un seguimiento muy sensible a cualquier cambio en la red. Ello permite introducir las correcciones necesarias en milisegundos.

Para conseguir el mejor rendimiento de la instalación solar fotovoltaica, el inversor conectado a la red trabaja detectando continuamente el punto de máxima potencia (MPPT) dependiendo de las características tensión-corriente de los paneles fotovoltaicos, la radiación solar recibida o por variaciones de la temperatura de los paneles.

1.8 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

Los sistemas fotovoltaicos basan su funcionamiento en el efecto fotoeléctrico para convertir la energía lumínica proveniente del sol en energía eléctrica. Este proceso de generación de electricidad renovable no contamina, no emite gases nocivos, su mantenimiento es mínimo y no genera ruidos molestos. La tecnología fotovoltaica es totalmente confiable y su instalación en residencias e industrias es muy sencilla.

En un sistema típico, el proceso de funcionamiento es el siguiente: la luz solar incide sobre la superficie del arreglo fotovoltaico, donde es transformada en energía eléctrica de corriente directa por las celdas solares; esta energía es recogida y conducida hasta un controlador de carga, el cual tiene la

función de enviar toda o parte de esta energía hasta el banco de baterías, en donde es almacenada, cuidando que no se excedan los límites de sobrecarga y sobredescarga; en algunos diseños, parte de esta energía es enviada directamente a las cargas.

La energía almacenada es utilizada para abastecer las cargas durante la noche o en días de baja insolación, o cuando el arreglo fotovoltaico es incapaz de satisfacer la demanda por sí solo. Si las cargas a alimentar son de corriente directa, esto puede hacerse directamente desde el arreglo fotovoltaico o desde la batería; si, en cambio, las cargas son de corriente alterna, la energía proveniente del arreglo y de las baterías, limitada por el controlador, es enviada a un inversor de corriente, el cual la convierte a corriente alterna.

1.9 PARÁMETROS TÉCNICOS QUE DEBEN CUMPLIR LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

Para realizar el diseño y dimensionamiento de un SFV se deben seguir un conjunto de normas y especificaciones, en el NEC 2011 capítulo 14.2.6.2 pagina 53 da a conocer las consideraciones técnicas que se deben tomar en cuenta al realizar un diseño y dimensionamiento de un sistema fotovoltaico, a continuación se muestra algunas consideraciones técnicas:

- Tipo de sistema fotovoltaico: de acuerdo a la clasificación (ver NEC 2011 capítulo 14.2.3 página 40).
- Carga instalada y demanda energética individual y total para el caso de micro redes (cuando el sistema está centralizado y sirve a varios usuarios mediante redes de distribución) se debe tomar en cuenta:
- El tipo de carga y servicio que prestara dicha carga para la selección de los componentes del SFV.
- Los consumos en espera (stand-by) de los equipos y el rendimiento de cada uno de ellos cuando la potencia que se especifica no lo ha hecho
- Cuando el sistema esté previsto para servir a cargas en CC y CA se realizara el dimensionamiento por separado.
- Se debe presentar la estimación del consumo diario de energía en una tabla en la que deben constar como mínimo las columnas de: nombre de los equipos, número de equipos, potencia unitaria de los equipos, número de horas promedio diarias de uso y energía promedio diaria, en Wh, necesaria para la instalación. Se recomienda la elaboración de la curva de carga diaria del SFV.
- Si la instalación no es de uso para todo el año se debe especificar el periodo de diseño del sistema.
- Reserva futura. El valor mínimo aceptable es de 10%.
- Radiación solar del emplazamiento. De acuerdo a las referencias recomendadas o medidas en el sitio.

- Voltaje y corriente del arreglo fotovoltaico. El voltaje se trabajara de preferencia en valores múltiplos de 12 V CC (12, 24, 36, 48). La corriente máxima estará limitada a la corriente del regulador de carga que atiende al módulo o al arreglo de módulos. En caso de necesidad de capacidades de corriente mayores se instalara varios reguladores en paralelo.
- Pérdidas del sistema (PR). Según las especificaciones indicadas en el párrafo de producción energética.
- Días de autonomía. De 2 a 5.
- Tipo de batería. Según la clasificación.
- Profundidad de descarga del banco de baterías. Dependiendo del tipo de baterías. En ningún caso será superior a 80%.
- Voltaje del banco de baterías. Se trabajara de preferencia en voltajes múltiplos de 12 V,
- CC (12, 24, 36, 48).

CAPÍTULO 2

DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

2.1 UBICACIÓN Y CUANTITIVIDAD DE VIVIENDAS

OBJETIVO.

El Plan Socio Vivienda es un programa habitacional y urbanístico dirigido a familias de escasos recursos que no poseen terreno ni vivienda; mediante la adquisición de macro lotes para el desarrollo de viviendas de interés social a través del MIDUVI.

El plan habitacional se encuentra ubicado en el Sector de la Prosperina al noroeste del cantón Guayaquil en el Km. 26 de la vía Perimetral, junto a los

terrenos de la ESPOL. El proyecto se encuentra concluido es decir ya no hay viviendas disponibles. Se han construido un total de 2273 viviendas unifamiliares de 38.35 m² en un terreno de 91.00 m². Paralelamente, en el complejo urbanístico se están construyendo 11 bloques multifamiliares que dan un total de 352 departamentos los cuales serán adjudicados a las familias reubicadas provenientes de las riberas del estero salado de la ciudad de Guayaquil, dentro del programa Guayaquil Ecológico. Adicionalmente está en proceso de contratación 6 multifamiliares más que incrementarán 192 departamentos al mismo programa Guayaquil Ecológico. La capacidad total del proyecto es de 2817 unidades habitacionales. El proyecto cuenta con:

Colegio Replica VR

Escuela Clemente Yerovi

1 Parque central

2 UPC

6 Terrenos para Comercio

4 Terrenos para Guarderías Infantiles

4 Terrenos para Centros Pre Escolares

1 Terreno para Centros Médico

1 Terreno para Sub centros de Salud

1 Terreno para Estación de Bomberos

La cuantitividad de las viviendas objetivo en este trabajo abarca las 2273 viviendas unifamiliares. Para los bloques multifamiliares se necesitan otro tipo de análisis y dimensionamiento el cual no abarca en este trabajo.

2.2 LEVANTAMIENTO DE LA CARGA ELÉCTRICA DE LA VIVIENDA.

Para realizar el levantamiento de la carga eléctrica de la vivienda, se procedió a realizar una encuesta del área designada al proyecto, con la finalidad de obtener un listado de las cargas eléctricas más comunes que utilizan en sus viviendas los habitantes de este sector; se realizó 200 encuestas y a continuación se muestra los resultados de las mismas:

	REFRIGERADORA	PLANCHA	EQUIPO DE SONIDO	TV	LAVADORA	COMPUTADORA	A.A.	MICROONDAS	FOCOS	CANTIDAD FOCOS PROMEDIO
TOTAL	189/200	173/200	117/200	198/200	139/200	84/200	15/200	39/200	200/200	5
PORCENTAJE	94,5%	86,5%	58,5%	99,0%	69,5%	42,0%	7,5%	19,5%	100,0%	

Tabla 2.1 - Resultado de Encuestas en Socio Vivienda Etapa 1.

Además se consultó si la vivienda está en proceso de adquisición de la cocina de inducción, lo que obtuvimos como resultado que el 79% de los hogares, han comenzado el proceso de adquisición de la cocina de inducción.

En base al resultado de las encuestas y a valores de potencias unitarias de los artefactos estimados por la Corporación Nacional de Electricidad

(CNEL), a continuación mostramos el análisis de carga general de la vivienda modelo. (Fuente: <http://cnel.gob.ec/ahorra/>)

- **5 puntos de luz:** 20w (foco ahorrador) por punto, considerando que es el consumo de un foco ahorrador (corriente alterna, 110v)
- **Refrigeradora:** 170w (corriente alterna, 110v)
- **Televisor:** 90w (corriente alterna, 110v)
- **Computadora:** 300w (corriente alterna, 110v)
- **Plancha:** 1000w (corriente alterna, 110v)
- **Equipo de sonido** 120w (corriente alterna, 110v)
- **tomacorriente:** 50w (corriente alterna, 110v), Ej. Cargador de celular, ventiladores, lámpara, etc.
- **Cocina de inducción:** según El CONELEC, se considera que la demanda máxima es de 1800w (corriente alterna, 220v), para preparar un desayuno, almuerzo o merienda, aunque las capacidades de estas cocinas están entre 3.5 a 4.8KW, en un escenario pesimista, se considera un factor de simultaneidad promedio entre las 3 comidas es de 0,77, lo que nos reflejaría una demanda máxima unitaria de 1400W. (Fuente: <http://www.energia.gob.ec>)

Los tiempos de uso de estas cargas son:

- **Puntos de luz:** 6 horas
- **Refrigeradora:** 6 horas
- **Televisor:** 5 horas

- **Computadora:** 5 horas
- **Plancha:** 0.15 horas
- **Equipo de sonido** 2 horas
- **Tomacorriente:** 4 horas
- **Cocina de inducción:** 2 horas

Determinación de las cargas en corriente continua:

No existen cargas de corriente continua en nuestro sistema.

Determinación de las cargas en corriente alterna:

TAG CIRCUITO	SERVICIO	N°. FASES	VOLTAJE (VOLTIOS)	N°. PUNTOS	CARGA (VATIOS)	SUBTOTAL	FACTOR SIMULTANEI DAD	FACTOR DEMANDA	DEMANDA (VATIOS)	HORAS AL DIA	KWH
AE1	Iluminación	1	110	5	20	100	0,6	100%	60	6,00	0,36
AE2	Refrigeradora	1	110	1	170	170	1	100%	170	6,00	1,02
AE3	Televisor	1	110	1	90	90	1	100%	90	5,00	0,45
AE4	Computadora	1	110	1	300	300	1	100%	300	5,00	1,50
AE5	Cocina de Induccio	2	220	1	1810	1810	0,77	100%	1394	2,00	2,79
AE6	Plancha	1	110	1	1000	1000	0,6	100%	600	0,15	0,09
AE7	Equipo de Sonido	1	110	1	120	120	1	100%	120	2,00	0,24
AE8	Lavadora	1	110	1	350	350	1	100%	350	0,30	0,11
AE9	Tomacorrientes	1	110	1	50	50	1	100%	50	4,00	0,20
SUBTOTAL:									3134		6,75
RESERVA 10%						399		0,8	319		0,68
TOTAL (VATIOS):						4389		0,79	3453		7,43

Tabla 2.2 - Levantamiento de las cargas en la Vivienda Modelo.

2.3 ANÁLISIS DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA CARGA ELÉCTRICA PARA EL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

Las viviendas modelo del Sector de Socio Vivienda Etapa 1, están diseñadas para tener 2 circuitos principales, el circuito de alumbrado y el circuito de tomacorrientes, en los cuales tiene 5 puntos de luz, y 5 tomacorrientes, los puntos de luz, están situados en la entrada (porch), comedor, baño y en los 2

dormitorios, los tomacorrientes están situados en la sala, en el comedor, en la cocina y en los 2 dormitorios.

A continuación se muestra el plano de implantación del sistema eléctrico de la vivienda, agregando el punto de tomacorriente de la cocina de inducción.

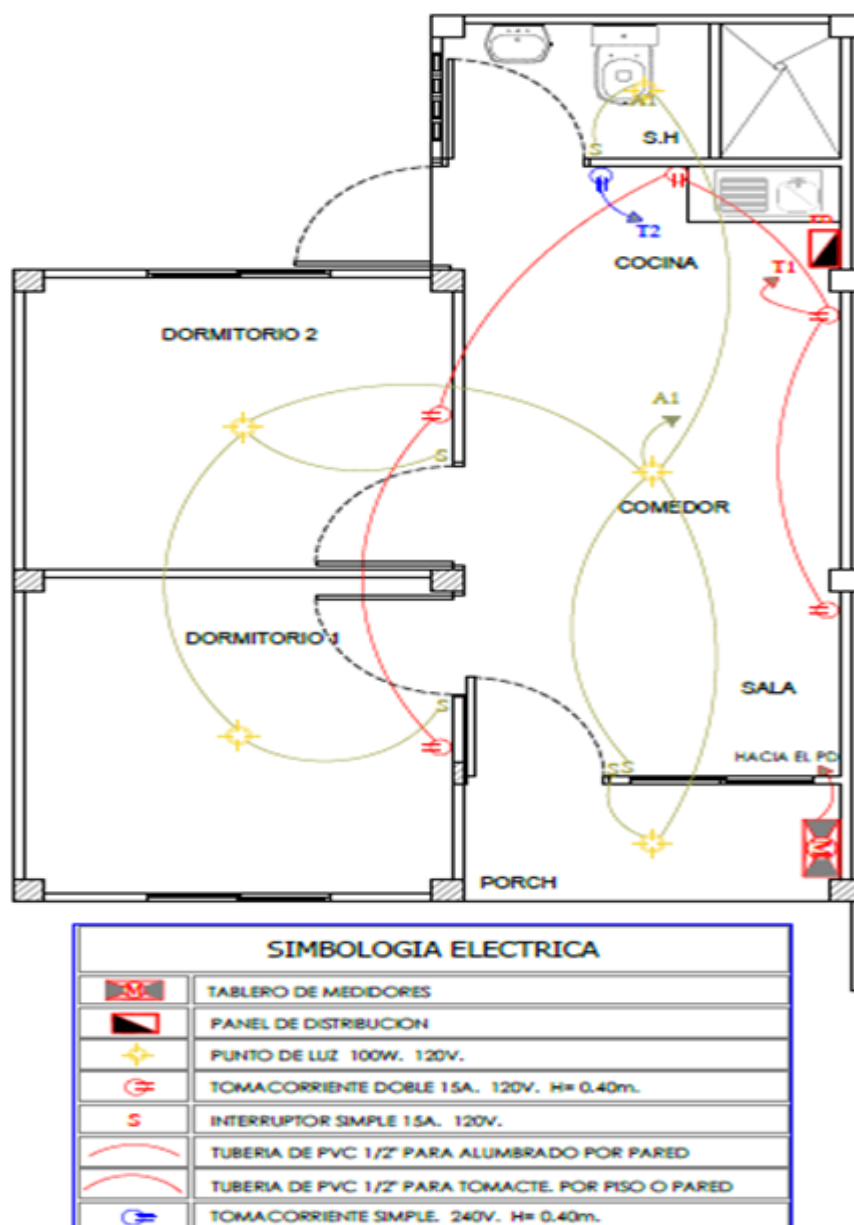


Figura 2.1 - Plano Eléctrico de la Vivienda Modelo.

2.4 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

De acuerdo al levantamiento de la Vivienda Modelo, se plantearán 2 diferentes escenarios para el dimensionamiento del S.F.V.:

Primer escenario.- se consideran todas las cargas de la vivienda.

Segundo escenario.- se considera solo la cocina de inducción.

En ambos escenarios se va diseñar dos tipos de sistema:

Sistema Fotovoltaico Aislado.

Sistema Fotovoltaico conectado a la Red.

Cabe recalcar que el dimensionamiento está basado en las normas del NEC-11, capítulo 14.

2.4.1 DIMENSIONAMIENTO DEL PRIMER ESCENARIO DISEÑADO CON UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO.

Este escenario está dimensionado con un Voltaje de funcionamiento de 48V.

Demanda energética:

$$Demanda\ energética = 6.75 \frac{Kwh}{dia}$$

Demanda energética con un margen de seguridad de 10%:

$$Demanda\ energética' = Demanda\ energética \times 1.1 \quad (2.1)$$

$$Demanda\ energética' = 6.75 \times 1.1 = 7.43 \frac{Kwh}{dia}$$

De acuerdo al NEC 11 en el capítulo 14 ecuación 14-9 se puede obtener el rendimiento global del sistema (PR).

$$PR = n_{bat} n_{contr} \cdot n_{cond} \cdot n_{inv} \cdot n_{temp} \cdot n_{suc} \cdot n_{aut} \quad (2.2)$$

Como indica la formula, depende de la eficiencia de las baterías, controlador, inversor, perdidas del conductor, suciedad, auto descarga de la batería y temperatura.

$$n_{temp} = 1 - C_T(T_c - 25) \quad (2.3)$$

$$T_c = T_a + 1.25(NOCT - 20) \quad (2.4)$$

$$C_T = \Delta I_{SC,T} \cdot \Delta V_{OC,T} \quad (2.5)$$

Los valores NOCT, $\Delta I_{SC,T}$ y $\Delta V_{OC,T}$ se los obtiene de la hoja del fabricante; el NEC-11 en el capítulo 14 pag. 60 sugiere los siguientes valores en caso de no especificarlos el fabricante: $NOCT = 45^\circ C$ y $C_T = 0.005$.

De acuerdo al INAMHI, la temperatura máxima media en la ciudad de Guayaquil esta entre 30 y 34° , elegimos un $T_a = 32^\circ C$ que es el promedio de la temperatura en Guayaquil en las tardes.

$$T_c = T_a + 1.25(NOCT - 20)$$

$$T_c = 32 + 1.25(45 - 20)$$

$$T_c = 63.25$$

$$C_T = 0.005$$

$$n_{temp} = 1 - C_T(T_c - 25)$$

$$n_{temp} = 1 - 0.005(63.25 - 25)$$

$$n_{temp} = 0.81$$

Pérdida por batería: $n_{bat} = 0.98 \xrightarrow{es} 2\% \text{ perdidas}$

$$\begin{aligned}
 \text{Pérdida por controlador:} & \quad n_{contr} = 0.99 \overset{es}{\rightarrow} 1\% \text{ perdidas} \\
 \text{Pérdida por conductor:} & \quad n_{cond} = 1 \overset{es}{\rightarrow} 0\% \text{ perdidas} \\
 \text{Pérdida por inversor:} & \quad n_{inv} = 0.90 \overset{es}{\rightarrow} 10\% \text{ perdidas} \\
 \text{Pérdida por Suciedad:} & \quad n_{suc} = 0.98 \overset{es}{\rightarrow} 2\% \text{ perdidas} \\
 \text{Pérdida por autodescarga:} & \quad n_{aut} = 0.99 \overset{es}{\rightarrow} 1\% \text{ perdidas} \\
 \text{Pérdida por temperatura:} & \quad n_{temp} = 0.81 \overset{es}{\rightarrow} 19\% \text{ perdidas} \\
 PR = n_{bat} \cdot n_{contr} \cdot n_{cond} \cdot n_{inv} \cdot n_{temp} \cdot n_{suc} \cdot n_{aut} & \quad (2.1)
 \end{aligned}$$

$$PR = 0.98 \times 0.99 \times 1 \times 0.9 \times 0.81 \times 0.98 \times 0.99$$

$$PR = 0.69$$

2.4.1.1 RADIACIÓN SOLAR.

La información de la radiación ha sido obtenida mediante el software “RETSCREEN”, herramienta de software basada en Excel dedicada al análisis de proyectos de energía limpia desarrollado por el Gobierno de Canadá, el cual nos proporciona la siguiente tabla:

Mes	Radiación solar diaria horizontal	Radiación solar diaria inclinado
	kWh/m ² /d	kWh/m ² /d
Enero	3,42	3,49
Febrero	4,42	4,47
Marzo	3,39	3,36
Abril	4,36	4,22
Mayo	4,33	4,09
Junio	3,58	3,38
Julio	4,36	4,09
Agosto	3,64	3,51
Setiembre	5,69	5,58
Octubre	4,17	4,19
Noviembre	3,72	3,79
Diciembre	4,61	4,78
Anual	4,14	4,07

Tabla 2.3 - Datos de Radiación en Guayaquil según Retscreen con un azimut de 19°.

$$R_{solar} = 3.36 \text{ Kwh/m}^2$$

2.4.1.2 POTENCIA PICO DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO.

El NEC-11 capítulo 14.2.7.1.4 en su ecuación 14-10 nos indica el cálculo de la potencia pico.

$$Pot_p = \frac{\text{Demanda energética}'}{HS \times PR} \quad (2.6)$$

$$Pot_p = \frac{7.43}{3.36 \times 0.69}$$

$$Pot_p = 3.20 \text{ KW}$$

2.4.1.3 POTENCIA DEL MÓDULO.

Para el dimensionamiento del panel solar, se ha elegido el MODULO SOLAR marca SIMAX con las siguientes características:

$P_{max} = 190 \text{ w}$

$V_{nominal} = 24 \text{ V}$

$I_{nominal} = 5.21 \text{ A}$

$$P_{Modulo} = 190 \text{ W}$$

2.4.1.4 NÚMEROS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS:

$$\# \text{ de módulos} = \frac{Pot_p}{P_{Modulo}} \quad (2.7)$$

$$\frac{3.20}{0.19} = 16.84 \rightarrow 16 \text{ MODULOS DE } 190 \text{ W}$$

Se debe utilizar 16 módulos fotovoltaicos marca SIMAX 190W/24VDC.

2.4.1.5 BATERÍAS.

Los datos para los cálculos son los siguientes:

Días de autonomía: 2 días

Voltaje Nominal: 12 V

Profundidad de descarga: 50%

Capacidad de acumulación según catálogo (A/h): 150 Ah

Capacidad del banco de batería: de acuerdo al NEC-11 capítulo 14.2.7.1.4.1
ecuación 14-11

$$Cb = \frac{\text{Demanda energética}' \times \text{Días de Autonomia}}{V_{\text{sistema}} \times \text{Prof. descarga}} \times 1000 \quad (2.8)$$

$$Cb = \frac{7.43 \times 2}{12 \times 0.50} \times 1000$$

$$Cb = 2475.88 \text{ AH}$$

2.4.1.6 NUMERO DE BATERÍAS.

$$\#baterias = \frac{Cb}{Cb \text{ catg}} \quad (2.9)$$

$$\#baterias = \frac{2475.88}{150} = 16.5$$

$$\#baterías = 16 \text{ BATERÍAS DE } 150\text{Ah}$$

En este escenario se ha elegido baterías marca ULTRACELL GEL UCG150Ah.

2.4.1.7 REGULADOR.

De acuerdo al NEC-11 capítulo 14.2.7.1.4.2

$$I \text{ módulo solar} = 5.21 \text{ A}$$

$$I \text{ regulador} = 1.25 \times I \text{ módulo solar} \times \# \text{Módulos Paralelo} \quad (2.10)$$

$$I \text{ regulador} = 1.25 \times 5.21 \times 8$$

$$I \text{ regulador} = 52.1 \text{ A}$$

En este escenario se ha elegido un regulador marca Morninstar Tristar 60A.

2.4.1.8 INVERSOR.

De acuerdo al NEC-11 capítulo 14.2.7.1.4.2

$$Potencia \text{ Inversor} = 1.25 \times \sum P \text{ Cargas} \quad (2.11)$$

$$Potencia \text{ Inversor} = 1.25 \times (3453 \text{ W})$$

$$Potencia \text{ Inversor} = 4316.25 \text{ W}$$

Se necesita un inversor que soporte el voltaje del sistema en AC de 220V una potencia de 4316.25 W.

En este análisis no se consideran cargas LR o RLC (motores).

En este escenario ha elegido un inversor marca UPS POWERSTAR 4KW / 48V.

2.4.1.9 ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.

En NEC Capitulo 14.2.4.4 indica que estas estructuras deben cumplir las siguientes características:

- Resistir al menos 10 años
- Resistir vientos de al menos 100 Km/h
- La inclinación debe estar entre 5 y 10°.
- La tornillería debe de ser de acero inoxidable.

2.4.1.10 CONDUCTORES Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN.

2.4.1.10.1 CONEXIÓN DE LOS PANELES EN PARALELO O EN SERIE.

Los paneles fotovoltaicos manejan una corriente nominal de 5.21A, según el NEC capítulo 14.2.4.7.2, se debe dimensionar el 125%, con lo que obtenemos 6.51A, como se tiene 8 tramos en paralelo, la corriente para el dimensionamiento es 52.1A.

Los conductores usados en el S.F.V. según el NEC deben resistir temperaturas de 90°, el NEC recomienda usar conductor de cobre THHN SUPERFLEX a 90°C #8 AWG.

2.4.1.10.2 CONEXIÓN DESDE LOS PANELES HASTA EL REGULADOR Y DEL REGULADOR HASTA LAS BATERÍAS.

La corriente que circula desde los paneles al regulador es la corriente que puede generar los paneles, la cual es 52.1A, el NEC indica usar un conductor de cobre THHN SUPERFLEX a 90°C #8AWG.

2.4.1.10.3 CONEXIÓN DESDE EL REGULADOR AL INVERSOR.

De acuerdo al datasheet del regulador, este puede manejar corrientes alrededor de los 60A, por lo que se escoge un conductor que resista este amperaje, el NEC indica usar un conductor de cobre THHN SUPERFLEX a 90°C #6AWG.

2.4.1.10.4 CONEXIÓN DESDE EL INVERSOR AL PANEL DE DISTRIBUCION DE LA VIVIENDA.

De acuerdo al NEC, se multiplica por el 125% de la corriente mayor, obteniendo una corriente de 35,61 A, el NEC indica usar un conductor de cobre THHW a 90°C #10AWG.

2.4.1.10.5 BREAKER ENTRE INVERSOR Y PANEL DE DISTRIBUCIÓN.

Para dimensionar el breaker, se requiere la corriente máxima por fase, y de acuerdo al NEC, se debe adicionar el 25% del valor de esta corriente,

obteniendo una corriente de 35,61 A, el breaker es el inmediato superior disponible en el mercado, por lo que se escoge un breaker de 40A - 2 polos.

2.4.2 DIMENSIONAMIENTO DEL PRIMER ESCENARIO DISEÑADO CON UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.

$$Demanda\ energética = 6.75 \frac{Kwh}{dia}$$

Demanda energética con un margen de seguridad de 10%:

$$Demanda\ energética' = Demanda\ energética \times 1.1 \quad (2.1)$$

$$Demanda\ energética' = 6.75 \times 1.1 = 7.43 \frac{Kwh}{dia}$$

A continuación las pérdidas del sistema:

Pérdida por conductor: $n_{cond} = 1 \xrightarrow{es} 0\% \text{ perdidas}$

Pérdida por inversor: $n_{inv} = 0.971 \xrightarrow{es} 2.9\% \text{ perdidas}$

Pérdida por temperatura: $n_{temp} = 0.81 \xrightarrow{es} 19\% \text{ perdidas}$

$$PR = n_{cond} \cdot n_{inv} \cdot n_{temp} \quad (2.2)$$

$$PR = 1 \times 0.971 \times 0.81$$

$$PR = 0.79$$

$$R_{solar} = 3.36 \text{ Kwh/m}^2$$

2.4.2.1 CÁLCULO DE LA POTENCIA PICO DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO:

$$Pot_p = \frac{\text{Demanda energética}'}{HS \times PR} \quad (2.6)$$

$$Pot_p = \frac{7.43}{3.36 \times 0.79}$$

$$Pot_p = 2.79 \text{ KW}$$

2.4.2.2 POTENCIA DEL MÓDULO.

Para el dimensionamiento del panel solar, se ha elegido el MODULO SOLAR de Silicona policristalina marca OEM con las siguientes características:

$P_{\max} = 300 \text{ w}$

$V_{\text{nominal}} = 37.42 \text{ V}$

$I_{\text{nominal}} = 8.02 \text{ A}$

$$P_{\text{Modulo}} = 300 \text{ W}$$

2.4.2.3 NÚMEROS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

$$\# \text{ de módulos} = \frac{Pot_p}{P_{\text{Modulo}}} \quad (2.7)$$

$$\frac{2.79}{0.3} = 9.33 \rightarrow 9 \text{ MODULOS DE } 300 \text{ W}$$

2.4.2.4 INVERSOR.

$$PotenciaInversor = 1.25 \times \sum PCargas \quad (2.11)$$

$$PotenciaInversor = 1.25 \times (3453W)$$

$$PotenciaInversor = 4316.25 W$$

En este escenario se ha escogido un inversor marca MarsRock DC 600V to AC 220V 4200W.

2.4.2.5 CONEXIÓN DE LOS PANELES EN SERIE Y DESDE LOS PANELES AL INVERSOR.

Los paneles fotovoltaicos manejan una corriente nominal de 8.02A, según el NEC capítulo 14.2.4.7.2, se debe dimensionar el 125%, con lo que se obtiene 10.25 A.

Los conductores usados en el S.F.V. según el NEC deben resistir temperaturas de 90°, el NEC recomienda usar conductor de cobre THHN SUPERFLEX a 90°C #18 AWG, sin embargo a nuestro criterio se debe utilizar cable de cobre THHN SUPERFLEX a 90°C #14 AWG.

2.4.2.6 CONEXIÓN DESDE EL INVERSOR AL PANEL DE DISTRIBUCIÓN DE LA VIVIENDA.

De acuerdo al NEC, se multiplica por el 125% de la corriente mayor, obteniendo una corriente de 35,61 A, el NEC indica usar un conductor de cobre THHW a 90°C #10AWG.

2.4.2.7 BREAKER ENTRE INVERSOR Y PANEL DE DISTRIBUCIÓN.

Para dimensionar el breaker, se requiere la corriente máxima por fase, y de acuerdo al NEC, se debe adicionar el 25% del valor de esta corriente, obteniendo una corriente de 35,61 A, el breaker es el inmediato superior disponible en el mercado, por lo que se escoge un breaker de 40A - 2 polos.

2.4.3 DIMENSIONAMIENTO DEL SEGUNDO ESCENARIO DISEÑADO CON UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO.

TAG CIRCUITO	SERVICIO	Nº. FASES	VOLTAJE (VOLTIOS)	Nº. PUNTOS	CARGA (VATIOS)	SUBTOTAL	FACTOR SIMULTANEIDAD	FACTOR DEMANDA	DEMANDA (VATIOS)	HORAS AL DIA	KWH
AE1	Cocina de Induccion	2	220	1	1810	1810	0,77	100%	1394	2,00	2,79
SUBTOTAL:									1394		2,79
RESERVA 10%						181		0,8	145		0,28
TOTAL (VATIOS):						1991		0,77	1539		3,07

Tabla 2.4 - Levantamiento de las cargas en la Vivienda Modelo considerando solo la cocina de inducción

Este escenario está dimensionado con un Voltaje de funcionamiento de 24V.

Demanda energética:

$$Demanda\ energética = 2.79 \frac{Kwh}{dia}$$

Demanda energética con un margen de seguridad de 10%:

$$Demanda\ energética' = Demanda\ energética \times 1.1 \quad (2.1)$$

$$Demanda\ energética' = 2.79 \times 1.1 = 3.07 \frac{Kwh}{dia}$$

Pérdida por batería: $n_{bat} = 0.98 \xrightarrow{es} 2\% \text{ perdidas}$

Pérdida por controlador: $n_{contr} = 0.99 \xrightarrow{es} 2\% \text{ perdidas}$

Pérdida por conductor: $n_{cond} = 1 \xrightarrow{es} 0\% \text{ perdidas}$

Pérdida por inversor: $n_{inv} = 0.95 \xrightarrow{es} 5\% \text{ perdidas}$

Pérdida por Suciedad: $n_{suc} = 0.98 \xrightarrow{es} 2\% \text{ perdidas}$

Pérdida por auto descarga: $n_{aut} = 0.99 \xrightarrow{es} 1\% \text{ perdidas}$

Pérdida por temperatura: $n_{temp} = 0.81 \xrightarrow{es} 19\% \text{ perdidas}$

$$PR = n_{bat} \cdot n_{contr} \cdot n_{cond} \cdot n_{inv} \cdot n_{temp} \cdot n_{suc} \cdot n_{aut} \quad (2.2)$$

$$PR = 0.98 \times 0.99 \times 1 \times 0.95 \times 0.99 \times 0.98 \times 0.99$$

$$PR = 0.73$$

$$R_{solar} = 3.36 \text{ Kwh/m}^2$$

POTENCIA PICO DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO.

$$Pot_p = \frac{\text{Demanda energética}'}{HS \times PR} \quad (2.6)$$

$$Pot_p = \frac{3.07}{3.36 \times 0.73}$$

$$Pot_p = 1.247 \text{ KW}$$

POTENCIA DEL MÓDULO.

Para el dimensionamiento del panel solar, se ha elegido el MODULO SOLAR

marca SIMAX con las siguientes características:

Pmax=190w

Vnominal = 24V

Inominal = 5.21 A

$$P_{Modulo} = 190 W$$

NÚMEROS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

$$\# \text{ de módulos} = \frac{Pot_p}{P_{Modulo}} \quad (2.7)$$

$$\frac{1.247}{0.19} = 6.56 \rightarrow 7 \text{ MODULOS DE } 190 W$$

BATERÍAS.

Los datos para los cálculos son los siguientes:

Días de autonomía: 2 días

Voltaje Nominal: 12 V

Profundidad de descarga: 45%

Capacidad de acumulación según catálogo (A/h): 150 Ah

CAPACIDAD DEL BANCO DE BATERÍA:

$$Cb = \frac{\text{Demanda energética}' \times \text{Días de Autonomia}}{V_{sistema} \times \text{Prof. descarga}} \times 1000 \quad (2.8)$$

$$Cb = \frac{3.07 \times 2}{12 \times 0.45} \times 1000$$

$$Cb = 1135.61 \text{ AH}$$

NÚMERO DE BATERIAS:

$$\# \text{ baterias} = \frac{Cb}{Cb \text{ catg}} \quad (2.9)$$

$$\# \text{ baterias} = \frac{1135.61}{150} = 7.57$$

$$\# \text{ baterias} = 8 \text{ BATERIAS DE } 150 \text{ Ah}$$

En este escenario se ha escogido baterías marca ULTRACELL GEL UCG150Ah.

REGULADOR.

$$I_{\text{modulosolar}} = 5.21 \text{ A}$$

$$I_{\text{regulador}} = 1.25 \times I_{\text{módulo solar}} \times \# \text{MódulosParalelo} \quad (2.10)$$

$$I_{\text{regulador}} = 1.25 \times 5.21 \times 7$$

$$I_{\text{regulador}} = 45.58 \text{ A}$$

En este escenario se ha escogido un regulador marca Fangpusun modelo Tarom245 -45A 24V.

INVERSOR.

Se necesita un inversor que soporte el voltaje del sistema en AC de 220V y la potencia total de las cargas conectadas al sistema.

En este análisis no se consideran cargas LR o RLC (motores).

$$PotenciaInversor = 1.25 \times \sum PCargas \quad (2.11)$$

$$PotenciaInversor = 1.25 \times (1539,24W)$$

$$PotenciaInversor = 1924.05W$$

En este escenario se ha escogido un inversor 2000w 24vDC a 220v AC marca TBE modelo TBE-2000W.

2.4.4 DIMENSIONAMIENTO DEL SEGUNDO ESCENARIO DISEÑADO CON UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.

Demanda energética:

$$Demanda\ energética = 2.79 \frac{Kwh}{dia}$$

Demanda energética con un margen de seguridad de 10%:

$$Demanda\ energética' = Demanda\ energética \times 1.1 \quad (2.1)$$

$$Demanda\ energética' = 2.79 \times 1.1 = 3.07 \frac{Kwh}{dia}$$

A continuación las pérdidas del sistema:

Pérdida por conductor: $n_{cond} = 1 \xrightarrow{es} 0\% \text{ pérdidas}$

Pérdida por inversor: $n_{inv} = 0.965 \xrightarrow{es} 3.5\% \text{ pérdidas}$

Pérdida por temperatura: $n_{temp} = 0.81 \xrightarrow{es} 19\% \text{ pérdidas}$

$$PR = n_{cond} \cdot n_{inv} \cdot n_{temp}$$

$$PR = 1 \times 0.965 \times 0.81$$

$$PR = 0.78$$

$$Rsolar = 3.36 \text{ Kwh}/m^2$$

CÁLCULO DE LA POTENCIA PICO DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO:

$$Pot_p = \frac{Demanda\ energética'}{HS \times PR} \quad (2.6)$$

$$Pot_p = \frac{3.07}{3.36 \times 0.78}$$

$$Pot_p = 1.17 \text{ KW}$$

POTENCIA DEL MÓDULO.

Para el dimensionamiento del panel solar, se ha elegido el MODULO SOLAR de Silicona policristalina marca OEM con las siguientes características:

$$P_{max} = 300 \text{ w}$$

$$V_{nominal} = 37.42 \text{ V}$$

$$V_{circuitoabierto} = 44.48 \text{ V}$$

$$I_{nominal} = 8.02 \text{ A}$$

$$P_{Modulo} = 300 \text{ W}$$

NÚMEROS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS:

$$\# \text{ de módulos} = \frac{Pot_p}{P_{Modulo}} \quad (2.7)$$

$$\frac{1.17}{0.3} = 3.9 \rightarrow 4 \text{ MODULOS DE } 300 \text{ W}$$

INVERSOR.

$$PotenciaInversor = 1.25 \times \sum PCargas \quad (2.11)$$

$$PotenciaInversor = 1.25 \times (1539 \text{ W})$$

$$PotenciaInversor = 1923.75 \text{ W}$$

En este escenario se ha escogido un inversor marca DESON DC 100-450VDC to AC 220V 2000W 60Hz.

2.5 DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO APLICADO A LA VIVIENDA.

Para realizar el diseño del sistema aplicado en la vivienda, nos hemos basado en los planos facilitados por personal técnico y arquitectura del Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda (MIDUVI).

2.5.1 UBICACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.

Los módulos fotovoltaicos, de acuerdo al datasheet tienen las siguientes dimensiones: 158x80,8cm, el área del panel es: 1,28m². El área destinada para la ubicación de los paneles es en el techo de la vivienda. Estas edificaciones tienen techo con diseño a dos aguas, las dimensiones del primer techo son las siguientes: 5,60x5,78m, el área disponible en el primer techo para ubicar los paneles es: 32,36m²; las dimensiones del segundo techo son las siguientes: 3,52x5,78m, el área disponible del segundo techo para ubicar los paneles es: 20,34m², haciendo la división respectiva, el primer techo de la vivienda tiene la capacidad de ubicar 25,28 paneles fotovoltaicos, y el segundo techo tiene la capacidad de ubicar 15,89 paneles fotovoltaicos; redondeando, puede abarcar 25 paneles solares el primer techo y 15 paneles solares el segundo techo.

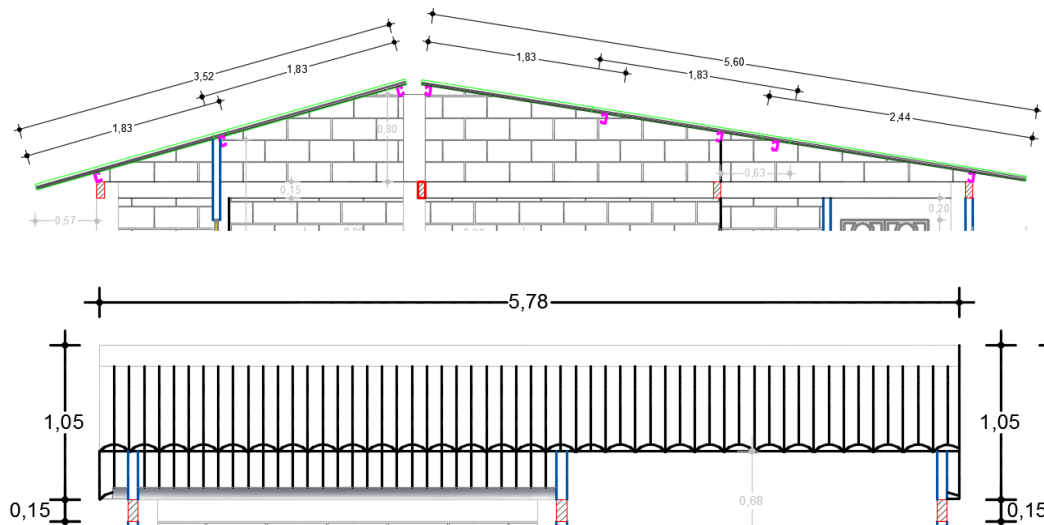


Figura 2.2 - Vista del techo de la Vivienda Modelo.

En el primer escenario con S.F.V. aislado se requiere 16 paneles, en el primer escenario con S.F.V. conectado al a red son 9 paneles; en el segundo escenario con S.F.V. aislado se requiere 7, y en el segundo escenario con S.F.V. conectado a la red se requiere 4 paneles fotovoltaicos, con esto se indica que el techado de la vivienda tiene área suficiente para ubicar la cantidad máxima de paneles.

El peso unitario de cada panel fotovoltaico es de 15.5Kg, el peso máximo que tiene un escenario es de $16 \times 15.5\text{Kg} = 248\text{Kg}$, este valor llevado a unidades en libras obtenemos: 558 libras, el techo de la vivienda debe resistir al menos 560 libras.

2.5.2 UBICACIÓN DE LAS BATERÍAS.

Las baterías de acuerdo al datasheet, tienen las siguientes dimensiones: 48.5x17x24cm, el volumen que ocupa una batería es de: 0,0195m³. De acuerdo al NEC 11 CAPITULO 14.2.4.1.2.2, las baterías deben estar ubicadas en un lugar ventilado, con acceso restringido y protegido del ambiente; para cumplir estas indicaciones, primero: serán ubicadas en el patio de la vivienda, segundo: se construirá una consola de 4 niveles (4 baterías por nivel), la cual será de hormigón armado, cada nivel tendrá su pasante, para poder realizar el cableado y contará con ventanas y puerta para acceso y ventilación, las dimensión de la consola se indica en los planos del diseño.

2.5.3 UBICACIÓN DEL CONTROLADOR E INVERSOR.

Las dimensiones de acuerdo al datasheet del controlador son: 29,1x13x14,2 cm, y las dimensiones del inversor son: 59,8x21,8x17,9 cm. De acuerdo al NEC 11 CAPITULO 14.2.4.1.2.1, recomienda ubicar al controlador dentro de una caja con dimensiones al menos el doble de su volumen y al menos tener certificación IP 54; para cumplir estas especificaciones, se procede a diseñar un tablero eléctrico que cumpla con las normas de seguridad, certificaciones y dimensiones mínimas, este tablero estará ubicado en el patio de la vivienda, conjuntamente con la consola de las baterías. El inversor también será colocado dentro del tablero que se encuentra el controlador de carga.

Ambos equipos se los colocará en un RIEL tipo DIN.

2.5.4 CABLEADO ENTRE EQUIPOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

El cableado de los equipos se realizará con los conductores mencionados en la sección 2.4 del presente capítulo, se utilizarán fundas selladas y conectores tipo corona, para unir el panel eléctrico con la consola de las baterías, se utilizará cable de acuerdo al código de colores eléctrico; se colocará canaletas y amarras de plástico dentro del panel eléctrico, se usará marquillas para identificar las conexiones realizadas.

Para el cableado desde los paneles fotovoltaicos al controlador, se instalará tubería de ½" rígida acuerdo al NEC-11, desde el techo de la vivienda hacia el panel eléctrico, se usará grapas de aluminio para asegurar la tubería en las paredes del patio y conectores para empotrar la tubería a presión en el panel eléctrico.

2.5.5 CABLEADO DESDE EL SISTEMA FOTOVOLTAICO AL PANEL DE DISTRIBUCIÓN DE LA VIVIENDA.

Los colores serán los indicados por el Código de Colores (azul, negro, blanco y verde), se usarán amarras plásticas para dar estética al trabajo; el cableado estará dentro de una tubería rígida de ½" hasta llegar a la pared de la vivienda y de la pared hasta el sistema de distribución se colocará una unión

para conectar una tubería EMT de ½” o una tubería plástica de ½” para interiores de vivienda, desde la pared hasta el panel de distribución; se realizará una pequeña pasante en la pared de la vivienda para el paso de la tubería; se utilizará grapas metálicas para asegurar la tubería en la pared de la vivienda y se usará conectores para empotrar la tubería en el panel de distribución de la vivienda.

En el escenario que inyecta a la red Energía, es necesario hacer el cambio de medidor convencional, que es unidireccional, por un medidor bidireccional. El medidor de las viviendas actualmente se ubica a la entrada, junto a la puerta de ingreso, se debe hacer los ajustes necesarios para que el nuevo medidor este bien empotrado en la pared, con los sellos de seguridad, y fácil acceso para revisión por personal autorizado.

2.6 ILUSTRACIÓN DEL SISTEMA UTILIZANDO LA HERRAMIENTA AUTOCAD.

Se adjunta los planos de la Vivienda con el diseño del S.F.V. en los anexos del documento.

2.7 PREVENCIÓN Y MANTENIMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO.

Basándose en el Capítulo 14.G2 del NEC – Energías Renovables, todos los equipos adquiridos para una instalación fotovoltaica, deben venir con sus respectivos manuales de operación y sus componentes, así mismo el procedimiento para la instalación y mantenimiento.

El considera que se debe hacer mantenimiento rutinario de los equipos cada 6 meses, y mantenimiento preventivo cada año.

El personal que atenderá el mantenimiento del equipo, debe conocer el principio de funcionamiento del sistema, tener planos arquitectónicos, planos eléctricos y electrónicos a la mano, para realizar cualquier consulta del armado y conexión.

Se debe tener el listado de las partes instaladas en cada sistema, si se presenta algún daño, también se debe tener un listado de repuestos de los elementos.

Los paneles solares, consiguen limpieza cuando llueven, el ángulo de inclinación hace que el agua al caer, haga recorrer la suciedad, y como no poseen elementos frágiles, no requieren mantenimiento muy dedicado. El área de ubicación de los paneles es libre de contaminación, pero si se pueden ensuciar por hojas, polvo o excremento de pájaros, lo que puede reducir su vida útil. Es recomendable dar una limpieza a los paneles una vez al año, basta que se utilice agua y una esponja suave. Se puede agregar que

en mantenimiento hay que revisar que los terminales no estén flojos, las conexiones bien apretadas, los conductores estén en buenas condiciones. Si existen árboles que han crecido alrededor del panel, se debe podar para que no ofrezcan sombra al mismo.

Si el sistema tiene baterías, se debe recordar que las baterías tienen compuestos químicos, generalmente plomo-ácido, si por alguna razón este químico se ha derramado, no se debe hacer contacto directo, usar guantes de protección; si se llega a hacer contacto con una parte sensible del cuerpo como los ojos, se deberá lavar inmediatamente con jabón.

Al chequear la batería, el encargado del mantenimiento no deberá llevar objetos como relojes, anillos, cadenas, si se hace contacto con los bornes de generación, estos podrían causar electrificación en la persona.

Las baterías generalmente generan gas hidrógeno, el cual es un gas inflamable, por lo que al momento del chequeo no se debe tener ningún objeto que produzca algún tipo de chispa o llama cerca.

El personal de mantenimiento deberá limpiar cuidadosamente la cubierta de la batería, deberá colocar grasa antioxidante en los bornes para evitar la sulfatación, así mismo, apretar bien los bornes, deberá chequear que el soporte de las baterías esté en buen estado.

El mantenimiento del controlador de carga, al menos que presente alguna falla técnica, solo se debe chequear que este en una correcta posición, en un lugar seco, protegido de los rayos solares. Si presenta algún tipo de ruido, el

personal de mantenimiento deberá estar capacitado para poder llegar a la razón del mismo o en su defecto realizar un reporte para una revisión más técnica. Se debe revisar que las conexiones estén correctas y bien apretadas, los fusibles estén en buen estado.

El inversor, debe venir con las protecciones mínimas de funcionamiento, eléctricamente hablando, fallas a tierra, voltajes o frecuencias anormales, pérdida de una fase, sobrecalentamientos y transitorios. Así mismo, el inversor debe estar en un lugar seco, limpio, bien ventilado, fuera del alcance de los rayos solares, sin filtraciones de agua, si produce algún tipo de ruido, se debe a que no está funcionando nominalmente y se produzca un futuro daño del equipo. Las conexiones deben estar correctas y bien apretadas.

El personal de mantenimiento deberá tener como mínimo equipos de medición de continuidad de señales, medición de voltaje y corriente, si se produce algún daño en el sistema, el personal tendrá como poder aislar la falla eléctricamente.

Los equipos como el inversor y el controlador como se ha mencionado anteriormente, estarán dentro de un gabinete eléctrico, con ventilación apropiada; este gabinete deberá ser librado de polvo y suciedad posible dentro del mismo, revisar que los soportes de los equipos estén en óptimas condiciones.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS ENERGÉTICO DEL PROYECTO.

3.1 ANÁLISIS DE CONSUMO DE ENERGÍA PROPORCIONADA POR LA EMPRESA ELÉCTRICA.

En base al “PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION PERIODO 2013 – 2022”, trabajo realizado por el CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC), se espera que el consumo residencial de los clientes totales crezcan de manera creciente a una tasa anual del 4,8%.

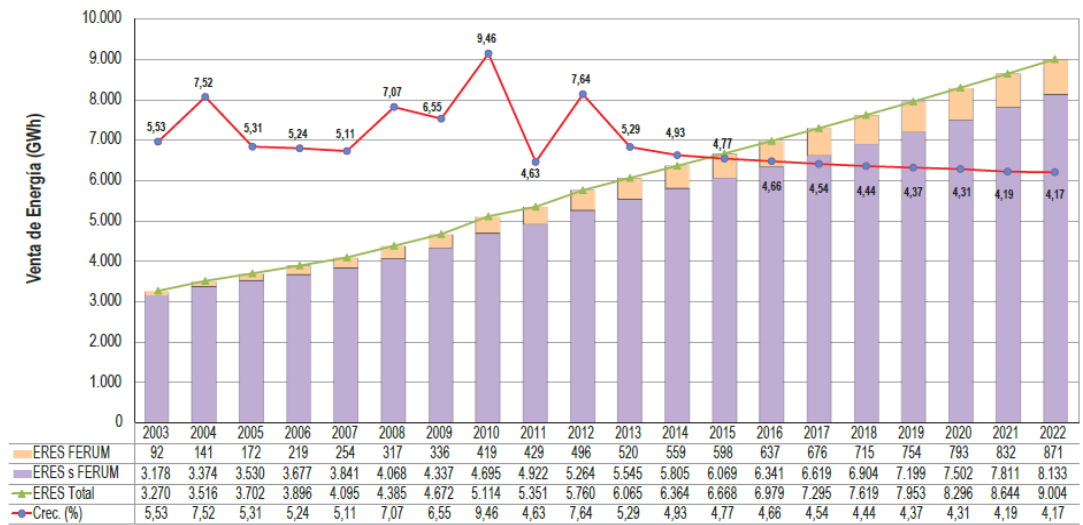


Figura 3.1 -Evolución y Proyección del consumo energético del sector residencial (tomada del Plan de Electrificación 2013-2022).

De acuerdo al capítulo dos del presente trabajo, el consumo promedio de Energía por vivienda es el siguiente: 7.43 KWh.

Este valor equivale al consumo de energía de una vivienda. Haciendo un cálculo de consumo al mes obtenemos: 7.43 KWh X 30 días = 222.9 KWh al mes.

Haciendo una variación en el comportamiento de la demanda del +- 5% del consumo mensual de una vivienda obtenemos:

CONSUMO MENSUAL DE UNA VIVIENDA	
	UNIDAD (KWh)
consumo normal	222,90
consumo +5%	234,05
consumo -5%	221,79

Tabla 3.1 - Consumo mensual de una vivienda

Cuantificando el consumo anual de KWh de una vivienda obtenemos:

CONSUMO ANUAL DE UNA VIVIENDA	
	UNIDAD (KWh)
Consumo normal	2711,95
Consumo +5%	2847,55
Consumo -5%	2698,39

Tabla 3.2 - Consumo anual de una vivienda.

El número de viviendas objetivo, como se indica en el capítulo 2 del presente trabajo es de 2273 viviendas unifamiliares, las cuales consumen en promedio los siguientes valores anuales:

CONSUMO ANUAL TOTAL VIVIENDAS			
	UNIDAD (KWh)	NUMERO DE VIVIENDAS	TOTAL (KWH)
Consumo normal	2711,95	2273	6164262,35
Consumo +5%	2847,55	2273	6472475,468
Consumo -5%	2698,39	2273	6133441,038

Tabla 3.3 - Consumo anual total de viviendas.

Aplicando el porcentaje de aumento residencial mencionado anteriormente del 4.8%, podremos estimar el consumo de demanda anual en los años futuros:

CONSUMO ANUAL TOTAL VIVIENDAS			
TOTAL (KWH)		TOTAL (KWH)	
año 2014		año 2025	
consumo normal	6164262,35	consumo normal	10324171,81
consumo +5%	6472475,468	consumo +5%	10840380,4
consumo -5%	6133441,038	consumo -5%	10272550,95
año 2015		año 2026	
consumo normal	6460146,943	consumo normal	10819732,05
consumo +5%	6783154,29	consumo +5%	11360718,65
consumo -5%	6427846,208	consumo -5%	10765633,39
año 2016		año 2027	
consumo normal	6770233,996	consumo normal	11339079,19
consumo +5%	7108745,696	consumo +5%	11906033,15
consumo -5%	6736382,826	consumo -5%	11282383,79
año 2017		año 2028	
consumo normal	7095205,228	consumo normal	11883354,99
consumo +5%	7449965,489	consumo +5%	12477522,74
consumo -5%	7059729,202	consumo -5%	11823938,22
año 2018		año 2029	
consumo normal	7435775,079	consumo normal	12453756,03
consumo +5%	7807563,833	consumo +5%	13076443,83
consumo -5%	7398596,203	consumo -5%	12391487,25
año 2019		año 2030	
consumo normal	7792692,283	consumo normal	13051536,32
consumo +5%	8182326,897	consumo +5%	13704113,14
consumo -5%	7753728,821	consumo -5%	12986278,64
año 2020		año 2031	
consumo normal	8166741,512	consumo normal	13678010,06
consumo +10%	8575078,588	consumo +5%	14361910,57
consumo -10%	8125907,805	consumo -5%	13609620,01
año 2021		año 2032	
consumo normal	8558745,105	consumo normal	14334554,55
consumo +5%	8986682,36	consumo +5%	15051282,27
consumo -5%	8515951,379	consumo -5%	14262881,77
año 2022		año 2033	
consumo normal	8969564,87	consumo normal	15022613,17
consumo +5%	9418043,113	consumo +10%	15773743,82
consumo -5%	8924717,045	consumo -10%	14947500,1
año 2023		año 2034	
consumo normal	9400103,984	consumo normal	15743698,6
consumo +5%	9870109,183	consumo +5%	16530883,53
consumo -5%	9353103,464	consumo -5%	15664980,1
año 2024			
consumo normal	9851308,975		
consumo +10%	10343874,42		
consumo -10%	9802052,43		

Tabla 3.4 - Consumo proyectado hasta el 2034 de Viviendas.

El consumo proyectado del Sector Socio Vivienda Etapa 1, en 20 años, a partir del 2014, es:

Total Consumo	KW/h	GW/h
Normal:	215315287,09	215,315
Consumo +5%	226081051,45	226,081
Consumo -5%	214238710,66	214,239

Tabla 3.5 - Consumo proyectado total hasta el 2034 de Viviendas.

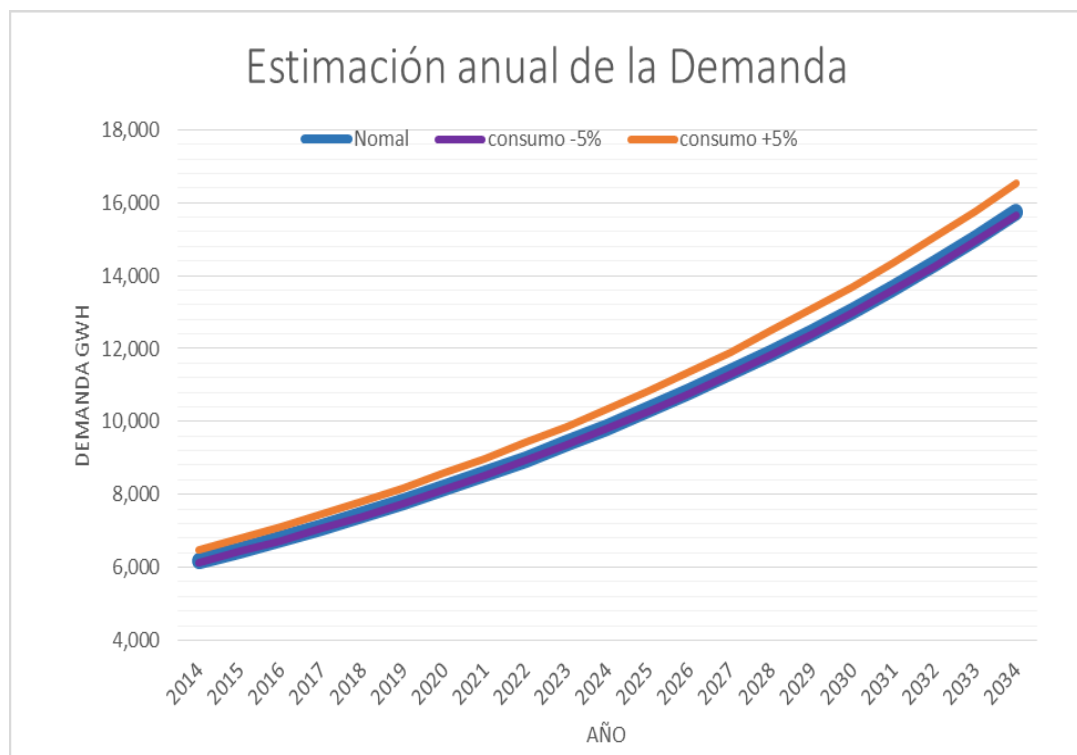


Figura 3.2 -Estimación de la Demanda en el sector socio vivienda 1 en 20 años a partir del 2014.

Con ésta gráfica se puede observar que el crecimiento de demanda de energía eléctrica tiene tendencia exponencial.

3.2 ANÁLISIS DEL CONSUMO DE ENERGÍA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

El S.F.V. que se ha diseñado en el capítulo anterior, cumple con las siguientes características:

- Abarca todas las cargas eléctricas que posee la Vivienda Unifamiliar.- el S.F.V. alimenta a todas las cargas de la vivienda, y está capacitado para alimentar con un 10% adicional con respecto a su carga total.
- Todas las cargas de la vivienda pueden funcionar a la vez.- los equipos del S.F.V. como el inversor, está diseñado para alimentar un 10% más de su valor nominal, si el factor de coincidencia de cargas llegase a ser 1, el sistema puede responder de forma óptima sin presentar inconvenientes o fallas de funcionamiento.
- La energía se acumula.- debido a que el sistema implementa baterías, la energía que se adquiere de los paneles solares, se acumula en las mismas, permitiendo que el sistema eléctrico de la vivienda no decaiga en horas de la noche, esta dimensionado para que el consumo de la Energía de la Vivienda sea correctamente atendido a toda hora del día. Esto no aplica al dimensionamiento conectado a la red.

3.2.1 ARMÓNICOS Y TRANSITORIOS EN SISTEMAS

FOTOVOLTAICOS.

Los armónicos son voltajes y corrientes sinusoidales, que se dan en orden de las frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental (60Hz). Los armónicos generalmente son producidos por cargas no lineales o cargas que tengan componentes activos como diodos o transistores. De acuerdo a la teoría de los armónicos, el orden de armónicos que afectan a los sistemas, son del tercer y quinto orden (para cargas monofásicas y trifásicas respectivamente). Cabe recalcar que en nuestro análisis, el quinto armónico no puede estar presente, debido a que la vivienda no posee cargas trifásicas, y el tercer armónico es el que presenta alguna de las siguientes consecuencias: calentamiento de conductores, actuación de las protecciones, vibración de los equipos, tensión entre el neutro y la tierra distinta de cero.

Las soluciones más claras para suprimir el efecto del tercer armónico en nuestro sistema fotovoltaico son las siguientes: sobredimensionar el neutro del sistema y utilizar filtros pasa altos el cual elimina un alto rango de armónicas.

Un factor a considerar en la vivienda, que pueden producir armónicos, es la cocina de inducción, que se planea implementar en un futuro en el Ecuador, como la cocina de inducción tiene componentes inductivas, es propicia para producir armónicos al menos del tercer orden; el MINISTERIO DE INDUSTRIAS Y PRODUCTIVIDAD (MIPRO), ha considerado esta y otras

características que deben regirse las cocinas en su construcción y diseño, entre ellas esta que toda cocina de inducción que se fabrique y use en territorio ecuatoriano debe ser diseñada para que trabaje con un factor de potencia no menos de 0,98 y la distorsión armónica total (THD) no podrá superar al 3% con respecto a la fundamental para la diferencia de potencia eléctrica y 5% para la corriente en operación normal del equipo. Con esta información, se puede garantizar que nuestro sistema fotovoltaico no estará afectado por cualquier armónico producido por la cocina de inducción.

En tanto a los equipos del S.F.V. el equipo que puede proporcionar armónicos es el Inversor, el fabricante en la ficha técnica especifica que el Inversor está diseñado para funcionar con un THD menor al 3%. (Se adjunta en anexos fichas técnicas de equipos).

Los transitorios en resumidas cuentas son cambios repentinos en el funcionamiento del circuito eléctrico, que generalmente se producen cuando se conectan o desconectan equipos en la red o simplemente hubo una presencia de una descarga atmosférica (rayos), los sistemas fotovoltaicos deben tener un tipo de protección para que no afecte la integridad de los componentes (inversor, regulador, paneles, baterías),

3.3 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL SISTEMA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA Y EL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

El sistema de generación Eléctrico actual del Ecuador está conformado por Centrales Hidroeléctricas, Centrales Termoeléctricas y en menor escala, Centrales Eólicas y Solares. Las generadoras Termoeléctricas son las que requieren costos de inversión ya que este tipo de generación necesita de algún tipo de combustible (diésel, bunker, gas o petróleo), esta energía producida no es renovable y requiere ser transmitida desde el lugar de generación a las distintas estaciones o subestaciones eléctricas, lo que conlleva a tener pérdidas por las grandes distancias que hay que recorrer. Además en el proceso de producción de la energía se emite gases nocivos como CO₂ entre otros; como intervienen equipos de gran tamaño con una mecánica amplia, en su momento de operación producen sonidos muy fuertes los mismos que pueden ser perjudicial para el ser humano si no se tiene las protecciones necesarias.

Los sistemas fotovoltaicos tienen como fuente de alimentación la energía solar, esta energía es inagotable; por lo que no se necesita ningún tipo de combustible, no puede haber emisiones de ningún tipo de gas tóxico para la salud como es el CO₂; la producción de energía del sistema F.V. no produce ningún ruido ni contamina su entorno o medio ambiente. Como punto negativo, los sistemas fotovoltaicos para abastecer grandes demandas de energía, necesitan de grandes áreas debido al bajo rendimiento de las

células en los paneles, y sistemas de almacenamiento, debido a que solo pueden funcionar en horas del día y depende del grado de insolación. La capacidad de satisfacer el consumo eléctrico en horas nocturnas está limitada por la energía almacenada en las baterías del sistema.

3.4 ANÁLISIS DEL AHORRO ENERGÉTICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

De acuerdo a la proyección de consumo de Energía del Sector Social Vivienda Etapa 1, en el 2014, requiere producir 616,42 MWh.

De acuerdo a la Tabla 2.3 del Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 – Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica, el estimado de Demanda de Energía Eléctrica en el año 2014 de la Empresa Eléctrica de Guayaquil (E.E.G.) es de 5602,7 GWh, haciendo una relación de equivalencia, alimentar eléctricamente al Sector Social Vivienda Etapa I corresponde al 0.011% del total de la generación de Energía de la E.E.G.. Este ahorro de energía para la Empresa Eléctrica encargada puede compensar la energía que se demande en las horas pico de cada día.

Este ahorro de energía conlleva varios beneficios, entre ellos, en la generación principal del país, la transmisión y distribución de Energía desde las Hidroeléctricas hasta las subestaciones conlleva a tener en consideración un porcentaje de energía en pérdidas en los conductores debido a las grandes distancias que se recorren.

En los S.F.V. conectados a la Red, debido a que no posee componentes reactivas en su generación, al alimentar a la red, mejora la calidad de energía, mejorando o contribuyendo ligeramente el factor de potencia de la Red convencional conectada.

Al generar energía por S.F.V. se contribuye a que se reduzcan las emisiones de CO₂ y otros gases producidos por la combustión en el proceso de generación eléctrica convencional (termoeléctricas). Además se evita la expansión de la construcción de sistemas de generación perjudiciales para el medio ambiente y se cuida el medio ambiente del país, esto implica aportar a la reducción del efecto invernadero.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.

4.1 ANÁLISIS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA ACTUAL EN EL ECUADOR.

Este análisis está basado en el PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2012-2023 – Cap. 3 y 4 La demanda y el Sector Eléctrico.

La generación Eléctrica del Ecuador, desde el 2003 al 2012, ha llevado una distribución uniforme en todos sus grupos de consumos: Residencial, Comercial, Industrial, Alumbrado Eléctrico y otros. Como se muestra:

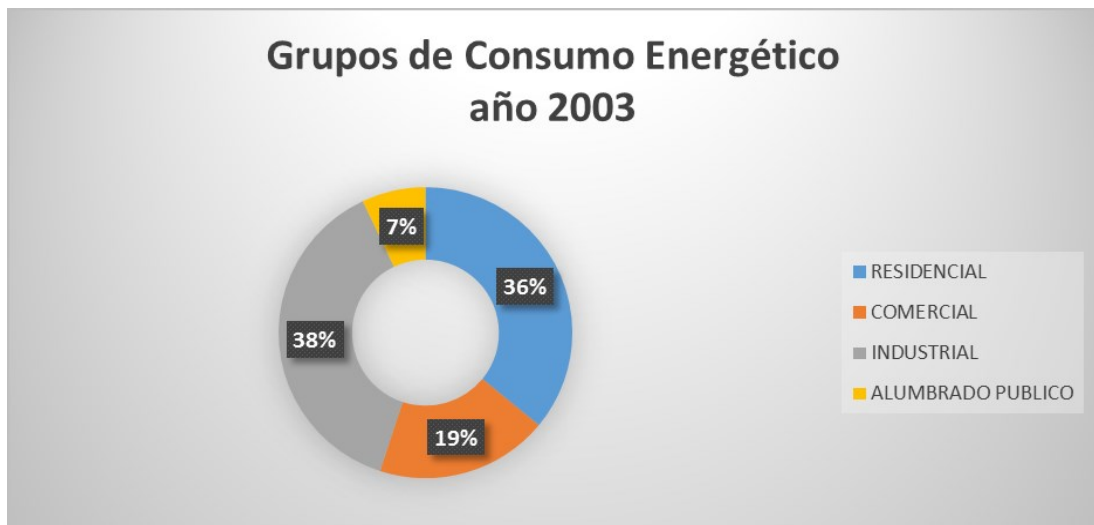


Figura 4.1 -Grupos de consumo energético en el año 2003.

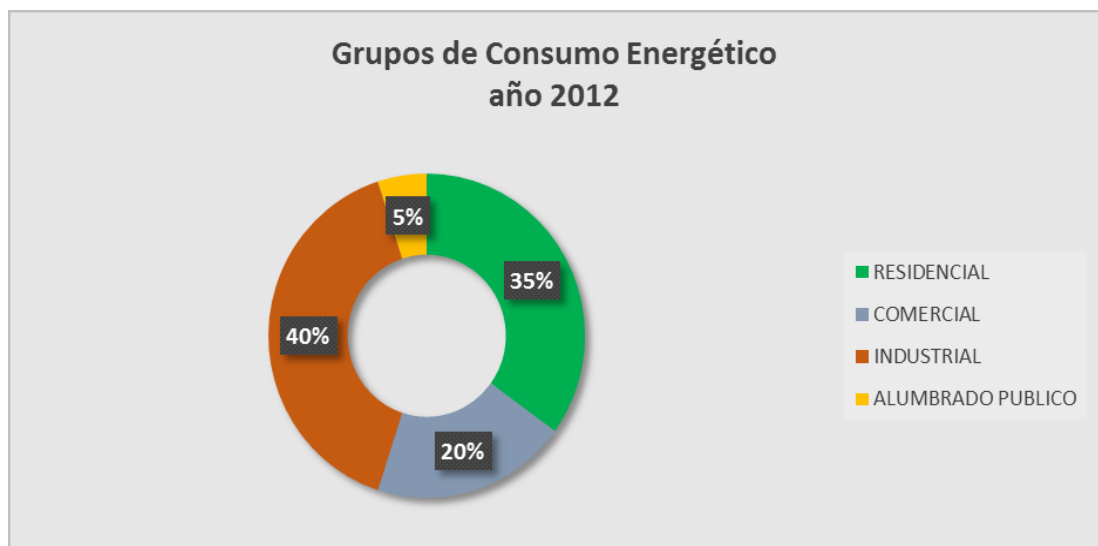


Figura 4.2 -Grupos de consumo energético en el año 2012.

En base a esta información, podemos estimar que la distribución en el año 2014 tiene similar distribución que la del 2012, aunque con el pasar de los años el consumo de energía ha aumentado, la proporción o la distribución del consumo en los distintos grupos se mantiene uniforme.

Según las estadísticas del PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN basadas en la facturación de Energía de los distintos organismos oficiales nacionales como CONELEC, INEC Y BCE, el consumo de energía eléctrica en el año 2013 fue de 17370 GWh, también se estima que el crecimiento promedio de energía anual entre el 2013 y 2022 es del 5%, por lo que se espera que en año 2014, el Ecuador consuma o facture un promedio de 18238,5 GWh; en base a esta proyección, los diferentes grupos consumirán lo siguiente:

SECTOR	Porcentaje Distribución 2013	Distribucion 2013 (GWh)	Porcentaje de Aumento de Sectores 2014	Distribucion 2014 (GWh) Proyectada
RESIDENCIAL	35%	6079,50	4,8%	6371,32
COMERCIAL	20%	3474,00	5,7%	3672,02
INDUSTRIAL	40%	6948,00	5,1%	7302,35
ALUMBRADO PUBLICO	5%	868,50	2,4%	889,34
TOTAL (GWh)		17370		18235,03

Tabla 4.1 - Distribución Energía Proyectada 2014.

Los porcentajes de aumento en cada sector, son obtenidos considerando la expansión demográfica del Ecuador, y los valores facturados de consumo de cada uno de los diferentes sectores desde el 2001 hasta el 2012.

A continuación se muestra el balance de producción de energía eléctrica de las Empresas generadoras en el país:

Balance de Energía Empresa Eléctrica GWh		
Empresa	2013	2014
CNEL-Bolívar	74,8	76,9
CNEL-El Oro	818,4	849,9
CNEL - Esmeraldas	502,6	524,1
CNEL-Guayas Los Ríos	1666,2	1742,2
CNEL - Los Ríos	379,7	393,7
CNEL - Manabí	1553,5	1613,3
CNEL - Milagro	665,7	694,6
CNEL - Sta. Elena	495,9	519,5
CNEL-Sto. Domingo	487,5	510,6
CNEL - Sucumbíos	242,7	257,5
E.E. Ambato	557,8	583,1
E.E. Azogues	107	111,5
E.E. Centro Sur	929,8	971,1
E.E. Cotopaxi	498,8	523
E.E. Norte	575,6	599
E.E Quito	4275,8	4473,3
E.E. Riobamba	308,6	320,2
E.E. Sur	296,7	307,9
Electrica de Guayaquil	5372,4	5602,7
E.E. Galápagos	39,6	41,7
TOTAL:	19849,1	20715,8

Tabla 4.2 - Balance de Energía Empresa Eléctrica 2013 y 2014.

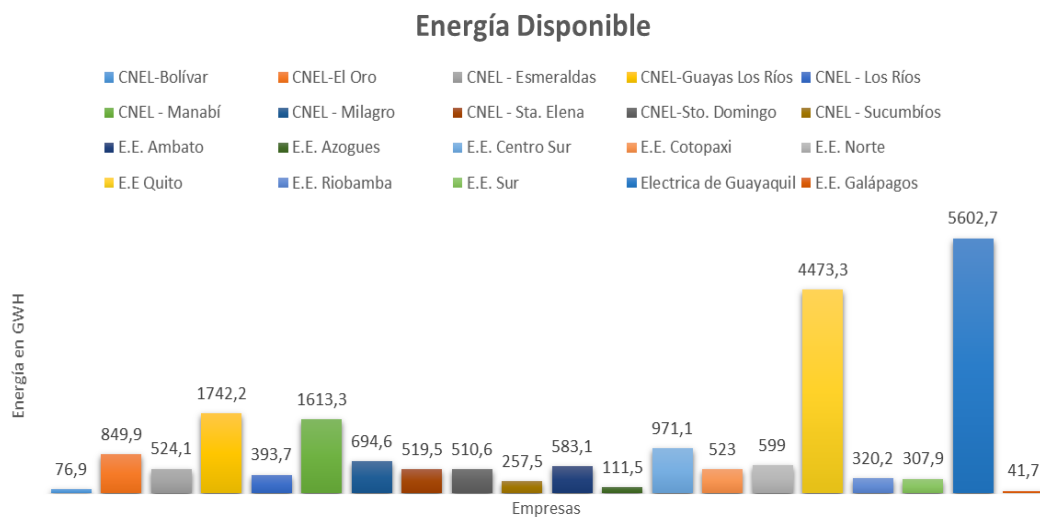


Figura 4.3 -Balance de Energía Empresa Eléctrica 2014 En Barras.

4.2 ESTABLECIMIENTO DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA ACTUAL.

Las pérdidas consideradas en el Sistema de Generación Eléctrica actual son las siguientes:

- Pérdidas en Línea de alta tensión.- son las pérdidas que hay en las largas distancias de las líneas, causada por la relación ohmio/metro.
- Pérdidas en Línea de media tensión.
- Pérdidas en transformación de Media a Baja tensión.
- Pérdidas en baja tensión.
- Pérdidas no técnicas.- básicamente son las pérdidas causadas al realizar conexiones directas, alteraciones sobre el medidor, alteraciones sobre las acometidas, medidores trabados o rotos y fotocélulas de alumbrado público dañado.

A continuación se muestra la tabla con las pérdidas detalladas de cada Empresa Generadora de Energía Eléctrica, desde el 2013 hasta el 2022.

Energía Disponible GWh										
Empresa	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	74,8	76,9	79	81,2	83,5	86	88,5	91	93,5	96,2
Perdidas GWH	8,8	8,6	8,5	8,3	8,2	8	7,9	7,6	7,5	7,2
% de Perdidas	11,76%	11,18%	10,76%	10,22%	9,82%	9,30%	8,93%	8,35%	8,02%	7,48%
CNEL-El Oro	818,4	849,9	881,4	915,1	949,6	985,5	1.023,10	1.062,30	1.103,00	1.147,40
Perdidas GWH	112,6	97,8	82,4	83,2	83,9	84,4	84,8	85,3	85,6	86,2
% de Perdidas	13,76%	11,51%	9,35%	9,09%	8,84%	8,56%	8,29%	8,03%	7,76%	7,51%
CNEL - Esmeraldas	502,6	524,1	545,7	566,9	587,4	609,6	633	657,2	682,3	709,5
Perdidas GWH	102,5	93,5	83,6	72,4	60,1	59	57,7	56,5	54,8	53,2
% de Perdidas	20,39%	17,84%	15,32%	12,77%	10,23%	9,68%	9,12%	8,60%	8,03%	7,50%
CNEL-Guayas Los Ríos	1.666,20	1742,2	1.818,60	1.898,60	1.981,90	2.067,80	2.157,50	2.250,90	2.348,00	2.453,40
Perdidas GWH	279,4	248,6	214	199,5	198,3	196,5	194,2	191,4	187,9	184
% de Perdidas	16,77%	14,27%	11,77%	10,51%	10,01%	9,50%	9,00%	8,50%	8,00%	7,50%
CNEL - Los Ríos	379,7	393,7	407,6	421,9	436,9	452,8	469,3	486,2	504,4	523,9
Perdidas GWH	99,3	92,9	85,9	78,3	70	61,1	51,5	41,6	40,5	39,3
% de Perdidas	26,15%	23,60%	21,07%	18,56%	16,02%	13,49%	10,97%	8,56%	8,03%	7,50%
CNEL - Manabí	1.553,50	1613,3	1.672,30	1.731,60	1.791,60	1.852,20	1.915,50	1.983,40	2.053,80	2.130,40
Perdidas GWH	375,6	349	319,2	286,4	250,7	212,2	184,6	180,3	175,5	170,5
% de Perdidas	24,18%	21,63%	19,09%	16,54%	13,99%	11,46%	9,64%	9,09%	8,55%	8,00%
CNEL - Milagro	665,7	694,6	723,5	752,8	782,9	814,5	849	885,2	922,9	964,1
Perdidas GWH	124,3	114,6	103,9	91,9	78,7	65,8	67,5	68,9	70,5	72,2
% de Perdidas	18,67%	16,50%	14,36%	12,21%	10,05%	8,08%	7,95%	7,78%	7,64%	7,49%
CNEL - Sta. Elena	495,9	519,5	544,5	570	596,3	623,7	652,4	682,3	713,7	747,9
Perdidas GWH	61,1	52	52,9	53,5	54,2	54,6	55	55,5	55,8	56,1
% de Perdidas	12,32%	10,01%	9,72%	9,39%	9,09%	8,75%	8,43%	8,13%	7,82%	7,50%
CNEL-Sto. Domingo	487,5	510,6	534,1	558	583,5	610,5	638,7	667,6	697,3	729,2
Perdidas GWH	47,4	48,4	49,3	50,1	51	51,8	52,7	53,4	54	54,8
% de Perdidas	9,72%	9,48%	9,23%	8,98%	8,74%	8,48%	8,25%	8,00%	7,74%	7,52%
CNEL - Sucumbios	242,7	257,5	272,7	288,4	304	319,3	334,8	350,9	367,8	386,1
Perdidas GWH	41,3	37,1	32,5	32,5	32,3	32	31,4	30,7	30	29
% de Perdidas	17,02%	14,41%	11,92%	11,27%	10,63%	10,02%	9,38%	8,75%	8,16%	7,51%
E.E. Ambato	557,8	583,1	608,3	633,5	659,3	686,4	714,7	744,3	775,1	808,7
Perdidas GWH	42,4	44,1	46	47,8	49,8	51,8	53,8	56	58,3	60,7
% de Perdidas	7,60%	7,56%	7,56%	7,55%	7,55%	7,55%	7,53%	7,52%	7,52%	7,51%
E.E. Azogues	107	111,5	116	120,6	125,2	130,1	135,3	140,7	146,4	152,6
Perdidas GWH	5,4	5,5	5,7	6	6,2	6,4	6,8	7	7,3	7,6
% de Perdidas	5,05%	4,93%	4,91%	4,98%	4,95%	4,92%	5,03%	4,98%	4,99%	4,98%
E.E. Centro Sur	929,8	971,1	1.012,50	1.054,70	1.098,50	1.144,30	1.192,20	1.242,60	1.295,30	1.352,80
Perdidas GWH	62,2	65,1	67,7	70,6	73,5	76,6	79,8	83,2	86,8	90,6
% de Perdidas	6,69%	6,70%	6,69%	6,69%	6,69%	6,69%	6,69%	6,70%	6,70%	6,70%
E.E. Cotopaxi	498,8	523	547,5	572,4	598	624,7	652,9	682,3	712,8	746,3
Perdidas GWH	25,3	24,8	26	27	28,4	29,5	30,9	32,3	33,7	35,3
% de Perdidas	5,07%	4,74%	4,75%	4,72%	4,75%	4,72%	4,73%	4,73%	4,73%	4,73%
E.E. Norte	575,6	599	623,3	648	673,6	700,4	728,4	757,5	787,6	820,6
Perdidas GWH	43,7	36,5	37,9	39,4	40,9	42,6	44,4	46,1	48	49,9
% de Perdidas	7,59%	6,09%	6,08%	6,08%	6,07%	6,08%	6,10%	6,09%	6,09%	6,08%
E.E. Quito	4.275,80	4473,3	4.672,10	4.873,70	5.081,00	5.297,30	5.522,80	5.758,40	6.004,90	6.275,40
Perdidas GWH	328,6	342,7	357,1	371,4	386,3	401,5	417,5	434,3	451,5	470,7
% de Perdidas	7,69%	7,66%	7,64%	7,62%	7,60%	7,58%	7,56%	7,54%	7,52%	7,50%
E.E. Riobamba	308,6	320,2	331,8	343,6	355,6	368,1	381,2	394,8	408,9	424,4
Perdidas GWH	29,3	28,7	29,1	29,5	30	30,3	30,7	31	31,5	31,7
% de Perdidas	9,49%	8,96%	8,77%	8,59%	8,44%	8,23%	8,05%	7,85%	7,70%	7,47%
E.E. Sur	296,7	307,9	319,1	330,7	343	355,8	368,1	380,2	392,6	406
Perdidas GWH	27,6	28,1	28,4	28,7	29,2	29,7	29,8	30	30,3	30,5
% de Perdidas	9,30%	9,13%	8,90%	8,68%	8,51%	8,35%	8,10%	7,89%	7,72%	7,51%
Eléctrica de Guayaquil	5.372,40	5602,7	5.832,60	6.065,20	6.309,90	6.564,90	6.830,60	7.107,50	7.396,10	7.714,80
Perdidas GWH	662,1	622	576,6	533,3	541,1	548,6	556	563,3	570,4	441,9
% de Perdidas	12,32%	11,10%	9,89%	8,79%	8,58%	8,36%	8,14%	7,93%	7,71%	5,73%
E.E. Galápagos	39,6	41,7	43,8	46	48,3	50,7	53,1	55,7	58,4	61,4
Perdidas GWH	2,50	2,6	2,7	2,9	3	3,1	3,3	3,5	3,7	3,8
% de Perdidas	6,31%	6,24%	6,16%	6,30%	6,21%	6,11%	6,21%	6,28%	6,34%	6,19%
TOTAL PERDIDAS:	2.481,40	2.342,60	2.209,40	2.112,70	2.075,80	2.045,50	2.040,30	2.057,90	2.083,60	1.975,20

Tabla 4.3 - Energía Disponible de Compañías desde el 2013 al 2022.

Podemos observar que las pérdidas con los años se reducen, debido a que los sistemas de generación actuales, son cada vez más eficientes, y se considera que esta reducción se mantendrá cada año, ya que el Gobierno Nacional exige que toda Empresa Eléctrica mejore su eficiencia para llegar a perder en el 2021 aproximadamente el 7.5% de la Generación total de las mismas.

Año	2013	2014	2015	2016	2017
TOTAL ENERGÍA DISPONIBLE GWH	19.849,10	20.715,80	21.586,40	22.472,90	23.390,00
TOTAL PERDIDAS GWH	2481,4	2342,6	2209,4	2112,7	2075,8
TOTAL PERDIDAS %	12,50%	11,31%	10,24%	9,40%	8,87%

Año	2018	2019	2020	2021	2022
TOTAL ENERGÍA DISPONIBLE GWH	24.344,60	25.341,10	26.381,00	27.464,80	28.651,10
TOTAL PERDIDAS GWH	2045,5	2040,3	2057,9	2083,6	1975,2
TOTAL PERDIDAS %	8,40%	8,05%	7,80%	7,59%	6,89%

Tabla 4.4 - Pérdidas proyectadas de energía disponible desde el 2013 al 2022.

4.3 INVERSIÓN ACTUAL DEL ESTADO DIRIGIDA A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.

Según el Pliego Tarifario del Directorio del CONELEC, aprobado el 1 de mayo del 2014, la tarifa promedio del KWh llega a los 9,20 centavos de dólar por cada KWh. A continuación se muestran el gasto estimado por generación de los años 2013 y 2014:

GASTO ESTIMADO DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS POR GENERACIÓN			
EMPRESA	GENERACIÓN (GWh)	COSTO KWh	GASTO (\$)
	2014		2014
CNEL-Bolívar	76,90	\$ 0,09	\$ 7.074.800,00
CNEL-El Oro	849,90		\$ 78.190.800,00
CNEL - Esmeraldas	524,10		\$ 48.217.200,00
CNEL-Guayas Los Ríos	1742,20		\$ 160.282.400,00
CNEL - Los Ríos	393,70		\$ 36.220.400,00
CNEL - Manabí	1613,30		\$ 148.423.600,00
CNEL - Milagro	694,60		\$ 63.903.200,00
CNEL - Sta. Elena	519,50		\$ 47.794.000,00
CNEL-Sto. Domingo	510,60		\$ 46.975.200,00
CNEL - Sucumbíos	257,50		\$ 23.690.000,00
E.E. Ambato	583,10		\$ 53.645.200,00
E.E. Azogues	111,50		\$ 10.258.000,00
E.E. Centro Sur	971,10		\$ 89.341.200,00
E.E. Cotopaxi	523,00		\$ 48.116.000,00
E.E. Norte	599,00		\$ 55.108.000,00
E.E Quito	4473,30		\$ 411.543.600,00
E.E. Riobamba	320,20		\$ 29.458.400,00
E.E. Sur	307,90		\$ 28.326.800,00
Electrica de Guayaquil	5602,70		\$ 515.448.400,00
E.E. Galápagos	41,70		\$ 3.836.400,00
TOTAL:	20715,80		\$ 1.905.853.600,00

Tabla 4.5 - Gasto proyectado estimado de las empresas por generación año 2014.

El sector de Socio Vivienda Etapa 1, eje de nuestro trabajo, esta abastecido eléctricamente por la EMPRESA ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL.

4.4 AHORRO ESTIMADO.

La suma económica que el estado ecuatoriano deberá tener para satisfacer la demanda de este proyecto, con respecto al primer escenario, utilizando el precio de 9,20 centavos de dólar (costo de tarifa promedio del KWh) es de: $6.164.262,35 \text{ KWh} \times 9,20 \text{ cUSD/KWh} = 567.112,14 \text{ \$ USD}$. A este valor, se debe aumentarle el costo proporcional de las pérdidas por transmisión, el porcentaje de pérdidas de la empresa que abastece el área de Socio

Vivienda Etapa 1 (Empresa Eléctrica de Guayaquil), es de 11,10%, por lo que el costo de generación por la Central Térmica que abastece Socio Vivienda se indica en la siguiente tabla:

	Consumo vivienda unitaria (KWh)	Viviendas total	Perdidas de transmisión	Precio KWh	Costo de consumo de viviendas	Costo por pérdidas	Costo TOTAL
		2273	11,10%				
consumo diario	7,43	16888,39	1874,61	0,092	\$ 1.553,73	\$ 172,46	\$ 1.726,20
consumo semanal	52,01	118218,73	13122,28		\$ 10.876,12	\$ 1.207,25	\$ 12.083,37
consumo mensual	222,90	506651,70	56238,34		\$ 46.611,96	\$ 5.173,93	\$ 51.785,88
consumo anual	2711,95	6164262,35	684233,12		\$ 567.112,14	\$ 62.949,45	\$ 630.061,58

Tabla 4.6 - Costo total anual proyectado de inversión para Sector Socio Vivienda Etapa I – 1er Escenario.

La suma económica que el estado ecuatoriano deberá tener para satisfacer la demanda de este proyecto, con respecto al segundo escenario, se detalla a continuación:

	Consumo vivienda unitaria (KWh)	Viviendas total	Perdidas de transmisión	Precio KWh	Costo de consumo de viviendas	Costo por pérdidas	Costo TOTAL
		2273	11,10%				
consumo diario	3,07	6978,11	774,57	0,092	\$ 641,99	\$ 71,26	\$ 713,25
consumo semanal	21,49	48846,77	5421,99		\$ 4.493,90	\$ 498,82	\$ 4.992,73
consumo mensual	92,10	209343,30	23237,11		\$ 19.259,58	\$ 2.137,81	\$ 21.397,40
consumo anual	1120,55	2547010,15	282718,13		\$ 234.324,93	\$ 26.010,07	\$ 260.335,00

Tabla 4.7 - Costo total anual proyectado de inversión para Sector Socio Vivienda Etapa I – 2do Escenario.

Se analizará dos planteamientos de diseño del sistema fotovoltaico, el primer planteamiento corresponde al sistema fotovoltaico autónomo, es decir, incluye un juego de baterías para el almacenamiento de energía; el segundo planteamiento, es el sistema fotovoltaico conectado directamente a la red

eléctrica del Sector Socio Vivienda I, este sistema no incluye baterías y se necesita otro tipo de medidor en la vivienda (medidor bidireccional).

4.4.1 AHORRO ESTIMADO EN EL PRIMER ESCENARIO IMPLEMENTANDO SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO.

En la siguiente tabla se detallan todos los materiales y equipo que se necesitan para realizar la instalación fotovoltaica aislada del primer escenario, con sus respectivos precios.

PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA					
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD POR VIVIENDA	TOTAL VIVIENDAS	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO VIVIENDAS (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
Panel Solar Simax 24V Monocristalino 190 Wp	16	2273	\$ 200,00	\$ 3.200,00	\$ 7.273.600,00
Estructura de soporte paneles solares	16	2273	\$ 75,00	\$ 1.200,00	\$ 2.727.600,00
Bateria ULTRACELL GEL UCG 150AH	16	2273	\$ 339,19	\$ 5.427,04	\$ 12.335.661,92
Inversor UPS Powerstar 4 KW / 48 VDC	1	2273	\$ 679,00	\$ 679,00	\$ 1.543.367,00
Controlador Morningstar TrisStar 60A / 48V	1	2274	\$ 239,00	\$ 239,00	\$ 543.486,00
25% Gastos adicionales					\$ 6.105.928,73
Total					\$ 30.529.643,65

Tabla 4.8 - Presupuesto del 1er Escenario con S.F.V. aislado.

En la tabla anterior podemos notar que la inversión total para instalar el sistema fotovoltaico propuesto es de \$ 30.529.643,65, cabe mencionar que dichos precios ya incluyen IVA, se asumió aparte un 25% de la inversión global para cubrir gastos tales como:

- Mano de obra.

- Transporte de los materiales al lugar de la instalación.
- Construcción y despeje de espacios para equipos.
- Conductores, protecciones, accesorios para conexión.
- Herramientas de trabajos etc.
- Equipos de Seguridad personal para el personal en obra.
- Mantenimiento anual del sistema fotovoltaico.
- Otros.

Usando conceptos de Ingeniería Económica, se procede a calcular el Valor Actual Neto (VAN), para determinar si el proyecto es rentable y viable, para esto definimos los siguientes parámetros:

- Inversión del Sistema Fovoltaiico (I₀).- la suma total del costo del proyecto inicial es de \$ \$ 30.529.643,65.
- Flujos futuros anuales (F_t).- son los ingresos anuales esperados, el cual es el costo de la generación de energía eléctrica para cubrir la demanda de las 2273 viviendas de Socio Vivienda etapa I anualmente.
- Tasa de retorno (r).- valor de la tasa mínima de ganancia a la que se espera desarrollar el proyecto.

A continuación estimamos los flujos futuros anuales:

RENDIMIENTO BRUTO DE LA INVERSIÓN	
Inversión total del SFV	\$ 30.529.643,65
Ingresos Anuales Esperados	\$ 630.061,58
Costo por reposición de Bateria cada 4 años sin IV	\$ 13.106.640,79
Inversión total del SFV con 2 reposiciones de baterías	\$ 56.742.925,23

Tabla 4.9 - Rendimiento bruto de la inversión 1er. Escenario con S.F.V. aislado.

Fórmulas del VAN:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^n}$$

Y dado el siguiente criterio presentado en la tabla:

Valor	Significado	Decisión a tomar
VAN > 0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto puede aceptarse
VAN < 0	La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto debería rechazarse
VAN = 0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

Tabla 4.10 - Rendimiento bruto de la inversión 1er. Escenario con S.F.V. aislado.

De acuerdo a la fórmula planteada y utilizando la herramienta de Excel 2013 realizamos la siguiente tabla.

FLUJO DE CAJA				Factor de	Flujo de caja
AÑO (n)	INVERSION	INGRESOS	FLUJO NETO (Fc)	Descuento (Fd)	descontado
0	\$ 56.742.925,23		-56742925,23	1	-56742925,23
1		\$ 630.061,58	630061,5833	0,923020122	581559,52
2		\$ 630.061,58	630061,5833	0,851966145	536791,14
3		\$ 630.061,58	630061,5833	0,786381895	495469,02
4		\$ 630.061,58	630061,5833	0,725846313	457327,88
5		\$ 630.061,58	630061,5833	0,669970752	422122,83
6		\$ 630.061,58	630061,5833	0,618396485	389627,87
7		\$ 630.061,58	630061,5833	0,570792399	359634,36
8		\$ 630.061,58	630061,5833	0,52685287	331949,75
9		\$ 630.061,58	630061,5833	0,4862958	306396,30
10		\$ 630.061,58	630061,5833	0,448860809	282809,95
11		\$ 630.061,58	630061,5833	0,414307558	261039,28
VAN = Suma de los Flujos de Cajas Descontados					-52318197,33

Tabla 4.11 - Calculo del VAN usando Microsoft Excel del 1er escenario con S.F.V. aislado.

En primer lugar calculamos el factor de descuento (Fd) para cada año como se detalla a continuación en la formula siguiente:

$$Fd = \frac{1}{(1+r)^n}$$

Ya obtenido este valor procedemos a determinar el flujo de caja descontado que se determina mediante el producto del factor de descuento y el flujo neto.

$$\text{Flujo de caja descontado} = Fd * Fc$$

Finalmente determinamos el valor del VAN realizando la sumatoria de todos los flujos de cajas descontados.

$$VAN = \sum \text{Flujo de caja descontado}$$

Sin importar el valor de la tasa de retorno, obtenemos valores negativos del VAN, lo que significa que el proyecto en este escenario no es factible.

4.4.2 AHORRO ESTIMADO EN EL PRIMER ESCENARIO IMPLEMENTANDO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.

En la siguiente tabla se detallan todos los materiales y equipo que se necesitan para realizar la instalación fotovoltaica con inyección a la red del primer escenario, con sus respectivos precios:

S.F.V. CON INYECCION A LA RED PRIMER ESCENARIO					
PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA					
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD POR VIVENDA	NÚMERO DE VIVENDAS	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO POR VIVIENDA (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
Panel Solar OEM 37,5V Polycristalino 300 Wp	9	2273	\$ 192,00	\$ 1.728,00	\$ 3.927.744,00
Estructura de soporte paneles solares	9	2273	\$ 75,00	\$ 675,00	\$ 1.534.275,00
Inversor MarsRock Mtl-10 4200	1	2273	\$ 1.562,26	\$ 1.562,26	\$ 3.551.007,89
Medidor Bidireccional Sentinel	1	2273	\$ 470,00	\$ 470,00	\$ 1.068.310,00
10% Gastos adicionales					\$ 901.302,69
Total					\$ 10.982.639,58

Tabla 4.12 - Presupuesto del 1er Escenario con S.F.V. conectado a la red.

En la tabla anterior podemos notar que la inversión total para instalar el sistema fotovoltaico propuesto es de \$ 9.914.329,58

A continuación estimamos los flujos futuros anuales:

RENDIMIENTO BRUTO DE LA INVERSIÓN	
Inversión total del SFV	\$ 10.982.639,58
Ingresos Anuales Esperados	\$ 630.061,58

Tabla 4.13 - Rendimiento bruto de la inversion 1er. Escenario con S.F.V. conectado a la red.

Aplicando el método mencionado determinamos el VAN, mostrando la siguiente tabla:

FLUJO DE CAJA				Factor de	Flujo de caja
AÑO (n)	INVERSION	INGRESOS	FLUJO NETO (Fc)	Descuento (Fd)	descontado
0	\$ 10.982.639,58		-\$ 10.982.639,58	1	-10982639,58
1		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,923020122	581559,52
2		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,851966145	536791,14
3		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,786381895	495469,02
4		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,725846313	457327,88
5		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,669970752	422122,83
6		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,618396485	389627,87
7		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,570792399	359634,36
8		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,52685287	331949,75
9		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,4862958	306396,30
10		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,448860809	282809,95
11		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,414307558	261039,28
12		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,382414213	240944,50
13		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,352976013	222396,63
14		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,325803963	205276,56
15		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,300723614	189474,40
16		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,277573946	174888,68
17		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,256206338	161425,77
18		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,236483605	148999,23
19		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,218279126	137529,29
20		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,201476025	126942,30
21		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,185966426	117170,30
22		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,171650753	108150,55
23		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,158437099	99825,13
24		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,14624063	92140,60
25		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,134983044	85047,63
VAN = Suma de los Flujos de Cajas Descontados					-4724713,46

Tabla 4.14 - Calculo del VAN usando Microsoft Excel del 1er escenario con S.F.V. conectado a la red.

En este escenario observamos que la tabla nos presenta un VAN menor a cero, lo cual significa que el 1er escenario con S.F.V. conectado a la red no es un proyecto rentable.

4.4.3 AHORRO ESTIMADO EN EL SEGUNDO ESCENARIO IMPLEMENTANDO SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO.

En la siguiente tabla se detallan todos los materiales y equipo que se necesitan para realizar la instalación fotovoltaica con inyección a la red del primer escenario, con sus respectivos precios:

PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA					
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD POR VIVIENDA	TOTAL VIVIENDAS	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO VIVIENDAS (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
Panel Solar Simax 24V Monocristalino 190 Wp	7	2273	\$ 200,00	\$ 1.400,00	\$ 3.182.200,00
Estructura de soporte paneles solares	7	2273	\$ 75,00	\$ 525,00	\$ 1.193.325,00
Bateria ULTRACELL GEL UCG 150AH	8	2273	\$ 339,19	\$ 2.713,52	\$ 6.167.830,96
Inversor TINGEN modelo te-1500p-242	1	2273	\$ 376,59	\$ 376,59	\$ 855.989,07
controlador Fangpusun modelo Tarom245 -45A	1	2273	\$ 199,52	\$ 199,52	\$ 453.508,96
25% Gastos adicionales					\$ 2.963.213,50
Total					\$ 14.816.067,49

Tabla 4.15 - Presupuesto del 1er Escenario con S.F.V. aislado.

En la tabla anterior podemos notar que la inversión total para instalar el sistema fotovoltaico propuesto es de \$ 14.816.067,49

A continuación estimamos los flujos futuros anuales:

RENDIMIENTO BRUTO DE LA INVERSIÓN	
Inversión total del SFV	\$ 14.816.067,49
Ingresos Anuales Esperados	\$ 260.335,00
Costo por reposición de Bateria cada 4 años	\$ 6.062.363,76
Inversión total del SFV con 2 reposiciones de baterías	\$ 26.940.795,01

Tabla 4.16 - Rendimiento bruto de la inversión 2do. Escenario con S.F.V. aislado.

Aplicando el método mencionado determinamos el VAN, mostrando la siguiente tabla:

FLUJO DE CAJA				Factor de	Flujo de caja
AÑO	INVERSION	INGRESOS	FLUJO NETO	Descuento (Fd)	descontado
0	\$ 26.940.795,01		-26940795,01	1	-26940795,01
1		\$ 260.335,00	260335,0015	0,923020122	240294,44
2		\$ 260.335,00	260335,0015	0,851966145	221796,61
3		\$ 260.335,00	260335,0015	0,786381895	204722,73
4		\$ 260.335,00	260.335,00	0,725846313	188963,20
5		\$ 260.335,00	260335,0015	0,669970752	174416,84
6		\$ 260.335,00	260335,0015	0,618396485	160990,25
7		\$ 260.335,00	260335,0015	0,570792399	148597,24
8		\$ 260.335,00	260.335,00	0,52685287	137158,24
9		\$ 260.335,00	260335,0015	0,4862958	126599,82
10		\$ 260.335,00	260335,0015	0,448860809	116854,18
11		\$ 260.335,00	260335,0015	0,414307558	107858,76
VAN = Suma de los Flujos de Cajas Descontados					-25112542,70

Tabla 4.17 - Calculo del VAN usando Microsoft Excel del 2do escenario con S.F.V. aislado.

Sin importar el valor de la tasa de retorno, obtenemos valores negativos, por lo que el VAN nos indica que el 2do escenario con S.F.V. aislado no es un proyecto factible.

4.4.4 AHORRO ESTIMADO EN EL SEGUNDO ESCENARIO IMPLEMENTANDO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.

En la siguiente tabla se detallan todos los materiales y equipo que se requieren para realizar la instalación fotovoltaica con inyección a la red del primer escenario, con sus respectivos precios:

PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA					
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD POR VIVIENDA	TOTAL VIVIENDAS	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO VIVIENDAS (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
Panel Solar OEM 37,5V Polycristalino 300 Wp	4	2273	\$ 192,00	\$ 768,00	\$ 1.745.664,00
Estructura de soporte paneles solares	4	2273	\$ 75,00	\$ 300,00	\$ 681.900,00
Inversor DESON DC 100-450VDC to AC 220V	1	2273	\$ 680,72	\$ 680,72	\$ 1.547.283,36
10% Gastos adicionales					\$ 397.484,74
Total					\$ 4.372.332,10

Tabla 4.18 - Presupuesto del 2do Escenario con S.F.V. conectado a la red.

En la tabla anterior podemos notar que la inversión total para instalar el sistema fotovoltaico propuesto es de \$ 4.370.332,10.

A continuación estimamos los flujos futuros anuales:

RENDIMIENTO BRUTO DE LA INVERSIÓN	
Inversión total del SFV	\$ 5.440.642,10
Ingresos Anuales Esperados	\$ 260.335,00

Tabla 4.19 - Rendimiento bruto de la inversión 1er. Escenario con S.F.V. conectado a la red.

Aplicando el método mencionado determinamos el VAN, mostrando la siguiente tabla:

AÑO (n)	FLUJO DE CAJA			Factor de Descuento (Fd)	Flujo de caja descontado
	INVERSION	INGRESOS	FLUJO NETO (Fc)		
0	\$ 5.440.642,10		-\$ 5.440.642,10	1	-5440642,096
1		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,923020122	240294,44
2		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,851966145	221796,61
3		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,786381895	204722,73
4		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,725846313	188963,20
5		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,669970752	174416,84
6		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,618396485	160990,25
7		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,570792399	148597,24
8		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,52685287	137158,24
9		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,4862958	126599,82
10		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,448860809	116854,18
11		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,414307558	107858,76
12		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,382414213	99555,80
13		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,352976013	91892,01
14		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,325803963	84818,18
15		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,300723614	78288,88
16		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,277573946	72262,21
17		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,256206338	66699,48
18		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,236483605	61564,96
19		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,218279126	56825,70
20		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	0,201476025	52451,26
VAN = Suma de los Flujos de Cajas Descontados					-2948031,30

Tabla 4.20 - Calculo del VAN usando Microsoft Excel del 1er escenario con S.F.V. conectado a la red.

En este escenario observamos que la tabla nos despliega un VAN negativo, lo cual significa que el 2do escenario con S.F.V. conectado a la red no es un proyecto rentable.

4.5 TIEMPO ESTIMADO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN.

Usando conceptos de Ingeniería Económica y con la ayuda de la herramienta Microsoft Excel, se procede a calcular la Tasa Interna de Retorno (TIR), para de esta forma determinar la tasa que nos va a ayudar a recuperar nuestra inversión en un determinado tiempo (11 años), usando las tablas anteriores correspondientes a sus respectivos escenarios.

La TIR es la tasa de descuento con la que el VAN es igual a cero.

$$TIR = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} = 0$$

4.5.1 TIEMPO ESTIMADO DE RECUPERACIÓN EN EL PRIMER ESCENARIO IMPLEMENTANDO SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO.

Para calcular el TIR con la ayuda de la herramienta Microsoft Excel utilizamos la función buscar objetivo encontrado en la barra de herramienta

de Datos en análisis de Hipótesis el mismo que encuentra una entrada adecuada para un valor específico.

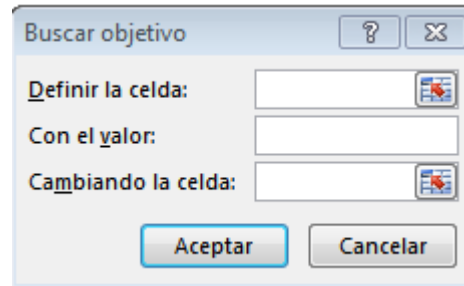


Figura 4.4 - Función buscar objetivo de Microsoft Excel.

En la sección de definir celda colocamos la celda que nos proporciona el valor actual del VAN como se muestra a continuación.

FLUJO DE CAJA				Factor de	Flujo de caja
AÑO (n)	INVERSION	INGRESOS	FLUJO NETO (Fc)	Descuento (Fd)	descontado
0	\$56.742.925,23		-\$ 56.742.925,23	1	-56742925,23
1		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	1,312156852	826739,62
2		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	1,721755604	1084812,06
3		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	2,259213413	1423443,58
4		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	2,96444236	1867781,25
5		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	3,889813354	2450821,96
6		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	5,104045246	3215862,83
7		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	6,697307941	4219716,45
8		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	8,787918504	5536929,85
9		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	11,53112748	7265320,44
10		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	15,13064793	9533239,99
11		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	19,85378336	12509106,18
TIR cuando el VAN= 0					-6809151,03
TIR					-23,79%

Figura 4.5 - Función buscar objetivo y selección de Celdas para cálculo VAN en Microsoft Excel.

En la siguiente sección colocamos el valor deseado del VAN, en nuestro caso como estamos realizando el cálculo del TIR procedemos a colocar el cero.

Finalmente en la sección cambiando la celda se ubica la celda de donde se encuentra la tasa actual

FLUJO DE CAJA				Factor de	Flujo de caja
AÑO (n)	INVERSION	INGRESOS	FLUJO NETO (Fc)	Descuento (Fd)	descontado
0	\$56.742.925,23		-\$ 56.742.925,23	1	-56742925,23
1		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	1,312156852	826739,62
2		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	1,721755604	1084812,06
3		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	2,259213413	1423443,58
4		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	2,96444236	1867781,25
5		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	3,889813354	2450821,96
6		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	5,104045246	3215862,83
7		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	6,697307941	4219716,45
8		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	8,787918504	5536929,85
9		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	11,53112748	7265320,44
10		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	15,13064793	9533239,99
11		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	19,85378336	12509106,18
TIR cuando el VAN= 0					-6809151,03
TIR					-23,79%

Buscar objetivo	
Definir la celda:	R16
Con el valor:	0
Cambiando la celda:	\$M\$18
<input type="button" value="Aceptar"/> <input type="button" value="Cancelar"/>	

Figura 4.6 - Función buscar objetivo y selección de Celdas para cálculo VAN=0 en Microsoft Excel.

La función va a realizar una serie de iteraciones variando la tasa actual hasta encontrar una tasa que satisfaga nuestros parámetros (VAN=0).

TIR	FLUJO DE CAJA			Factor de	Flujo de caja	
	AÑO (n)	INVERSION	INGRESOS	FLUJO NETO (Fc)	Descuento (Fd)	descontado
-24,94%	0	\$ 56.742.925,23		-\$ 56.742.925,23	1	-56742925,23
	1		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	1,332205902	839371,76
	2		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	1,774772565	1118216,01
	3		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	2,364362487	1489693,97
	4		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	3,149817659	1984579,10
	5		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	4,196205676	2643867,99
	6		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	5,590209968	3522176,54
	7		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	7,447310713	4692264,38
	8		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	9,921351286	6251062,30
	9		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	13,21728274	8327702,09
	10		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	17,60814208	11094213,88
	11		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	23,4576708	14779777,20
	TIR cuando el VAN= 0					0,00

Tabla 4.21 - Calculo del TIR usando Microsoft Excel del 1er escenario con S.F.V. aislado.

Como observamos para que nuestro VAN en este escenario sea igual a cero necesitamos aplicar una tasa TIR= -24.94% lo cual no es rentable.

4.5.2 TIEMPO ESTIMADO DE RECUPERACION EN EL PRIMER ESCENARIO IMPLEMENTANDO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.

Aplicando el método mencionado con la ayuda de herramienta Microsoft Excel obtenemos la siguiente tabla:

TIR	FLUJO DE CAJA			Factor de	Flujo de caja	
	AÑO (n)	INVERSION	INGRESOS	FLUJO NETO (Fc)	Descuento (Fd)	descontado
0,88%	0	\$ 10.982.639,58		-\$ 10.982.639,58	1	-10982639,58
	1		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,991305106	624583,26
	2		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,982685813	619152,58
	3		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,974141463	613769,11
	4		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,965671406	608432,46
	5		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,957274995	603142,20
	6		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,948951591	597897,94
	7		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,940700557	592699,28
	8		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,932521265	587545,82
	9		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,924413091	582437,18
	10		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,916375417	577372,95
	11		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,90840763	572352,75
	12		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,900509121	567376,20
	13		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,89267929	562442,93
	14		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,884917538	557552,54
	15		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,877223273	552704,68
	16		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,86959591	547898,98
	17		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,862034865	543135,05
	18		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,854539563	538412,55
	19		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,847109432	533731,11
	20		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,839743905	529090,37
	21		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,83244242	524489,99
	22		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,825204422	519929,60
	23		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,818029356	515408,87
	24		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,810916678	510927,45
	25		\$ 630.061,58	\$ 630.061,58	0,803865843	506484,99
	TIR cuando el VAN= 0					0,00

Tabla 4.22 - Calculo del TIR usando Microsoft Excel del 1er escenario con S.F.V. conectado a la red.

Como observamos para que nuestro VAN en este escenario sea igual a cero necesitamos aplicar una tasa TIR= 0.88 % a 25 años lo cual no es factible para ejecutar este escenario de proyecto.

4.5.3 TIEMPO ESTIMADO DE RECUPERACIÓN EN EL SEGUNDO ESCENARIO IMPLEMENTANDO SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO.

Aplicando el método mencionado con la ayuda de herramienta Microsoft Excel obtenemos la siguiente tabla:

TIR	FLUJO DE CAJA			Factor de	Flujo de caja	
	AÑO (n)	INVERSION	INGRESOS	FLUJO NETO (Fc)	Descuento (Fd)	descontado
-26,15%	0	\$ 26.940.795,01		-\$ 26.940.795,01	1	-26940795,01
	1		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	1,35408263	352515,10
	2		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	1,833539768	477334,58
	3		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	2,48276435	646350,46
	4		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	3,361868079	875211,93
	5		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	4,552247169	1185109,27
	6		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	6,164118817	1604735,88
	7		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	8,346726216	2172944,98
	8		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	11,30215698	2942347,05
	9		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	15,30405445	3984181,04
	10		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	20,72295429	5394910,33
	11		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	28,06059243	7305154,37
	TIR cuando el VAN= 0					0,00

Tabla 4.23 - Calculo del TIR usando Microsoft Excel del 2do escenario con S.F.V. aislado.

Como observamos para que nuestro VAN en este escenario sea igual a cero necesitamos aplicar una tasa TIR= -26.15% lo cual no es rentable.

4.5.4 TIEMPO ESTIMADO DE RECUPERACIÓN EN EL SEGUNDO ESCENARIO IMPLEMENTANDO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.

Aplicando el método mencionado con la ayuda de herramienta Microsoft Excel obtenemos la siguiente tabla:

TIR	FLUJO DE CAJA			Factor de	Flujo de caja	
	AÑO (n)	INVERSION	INGRESOS	FLUJO NETO (Fc)	Descuento (Fd)	descontado
-9,42%	0	\$ 5.440.642,10		-\$ 5.440.642,10	1	-5440642,096
	1		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	1,103949431	287396,68
	2		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	1,218704346	317271,40
	3		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	1,34538797	350251,58
	4		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	1,485240284	386660,03
	5		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	1,639630166	426853,12
	6		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	1,810068789	471224,26
	7		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	1,99822441	520207,75
	8		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	2,2059387	574283,05
	9		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	2,435244773	633979,45
	10		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	2,688387081	699881,25
	11		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	2,967843389	772633,51
	12		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	3,276349021	852948,33
	13		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	3,616923637	941611,82
	14		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	3,992900791	1039491,83
	15		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	4,407960557	1147546,42
	16		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	4,866165549	1266833,22
	17		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	5,372000689	1398519,81
	18		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	5,930417104	1543895,15
	19		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	6,546880588	1704382,17
	20		\$ 260.335,00	\$ 260.335,00	7,2274251	1881551,72
	TIR cuando el VAN=0					0,00

Tabla 4.24 - Calculo del TIR usando Microsoft Excel del 2do escenario con S.F.V. conectado a la red.

Como observamos para que nuestro VAN en este escenario sea igual a cero necesitamos aplicar una tasa TIR= -9,42% a 20 años, por consiguiente no es factible ejecutar este escenario de proyecto.

4.6 RESULTADOS.

Haciendo los cálculos correspondientes del TIR de ambos escenarios, usando el sistema aislado y el sistema a la red, basados en la inversión inicial y la recuperación anual estimada, obtenemos que el TIR de ambos casos están en rangos muy negativos, y que el VAN también es negativo, por lo que el proyecto en cualquier condición no es factible la inversión.

CONCLUSIONES

1. La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía limpia, no genera ruido, no contamina, no necesita de combustibles.
2. La instalación de un sistema fotovoltaico es relativamente sencilla, ya que no requiere de conocimientos eléctricos avanzados.
3. En la actualidad, este tipo de energía renovable no es rentable (sistemas fotovoltaicos aislados con mucha demanda) o es rentable en periodos de tiempo extensos (sistemas fotovoltaicos con alimentación a la red), económicamente hablando, esto se debe a su alto costo de los elementos de generación y almacenamiento (paneles y baterías) en comparación con otros tipos de generación eléctrica.

4. Los paneles solares, desde su construcción tienen baja eficiencia, por lo que, para satisfacer grandes demandas de energía se requieren de grandes cantidades de paneles solares, además, requieren que se tenga áreas extensas para su ubicación por el tamaño que tienen, esto es una desventaja en muchos casos, sobre todo cuando la instalación está limitada por el espacio y la ubicación. Se debe encontrar el equilibrio entre la capacidad de los paneles y el tamaño o área que ocupan y así optimizar la instalación fotovoltaica.
5. Al realizar el análisis de nuestro segundo escenario en donde solo se consideraba la cocina de inducción como carga de nuestro sistema, se pudo notar que la energía diaria demandada por la cocina de inducción es alrededor de 3.07kwh, que mensualmente equivale a 92.1KWH por vivienda que es prácticamente el estimado de los 80KWH que va a subsidiar el estado por el uso de las cocinas de inducción durante un determinado periodo.
6. Mientras se requiera cubrir más demanda de Energía, la inversión Inicial será mayor, las variables que más se ven modificadas en el sistema son los paneles y las baterías.
7. Se han realizado cotizaciones de los elementos del sistema fotovoltaico en compañías locales de Ecuador, las cuales se han ubicado en el mercado como proveedores de equipos de generación y medición de energías renovables, de los cuales hemos obtenido los mejores precios,

aunque en comparación a proveedores internacionales, los precios están relativamente elevados. Se debe a la poca demanda y poca competitividad en nuestro medio.

8. A la hora de realizar el diseño, tomamos en cuenta el mínimo valor de irradiación solar, con esto se garantiza que en un día de baja irradiación, el sistema podrá satisfacer la demanda máxima de la vivienda.
9. En el análisis económico del presente proyecto, el costo más significativo es el costo de las baterías. En los escenarios que se utilizaban baterías, el costo de las baterías cubrían casi el 50% de la Inversión Inicial, además se debe cubrir este costo cada 4 años, que es el tiempo de vida útil de las baterías (DOD=50%).
10. Ahora, con la implementación de las Cocinas de Inducción en las viviendas del Ecuador, se puede observar que la demanda de una vivienda aumentará alrededor de un 70%.
11. La cocina de inducción consume mucha energía pero su eficiencia al cocinar los alimentos aumenta, es decir, el tiempo en cocinar los alimentos se reduce entre un 50 y 80% con respecto a las cocinas de gas.
12. Cada escenario está diseñado para cubrir una demanda específica de Energía, si se desea una mayor demanda de energía se deberán hacer los cálculos respectivos para aumentar el número indicado de paneles y

baterías así como dimensionar de nuevo el controlador e inversor si es el caso de ser necesario, es decir, rediseñar el sistema.

13. De todos los escenarios planteados en este proyecto, el más factible de implementar es el escenario el que se dimensiona solo para la cocina de inducción y se inyecta a la red, debido a que el tiempo de uso diario es aproximadamente 3 horas, es decir, el resto de las horas del día, el sistema estará inyectando energía a la red.

RECOMENDACIONES

1. Es recomendable no dimensionar los sistemas fotovoltaicos tomando en consideración cargas que requieran mucha potencia, como duchas eléctricas, refrigeradoras, acondicionadores de aire y planchas, para estos casos de cargas, se puede diseñar un sistema fotovoltaico híbrido.
2. Para el almacenamiento de la energía de los S.F.V., se recomienda utilizar baterías tipo estacionarias; estas baterías están diseñadas para larga una larga vida, resisten descargas profundas esporádicas y tienen descargas lentas.
3. Se recomienda hacer inspección visual del S.F.V. de la vivienda, cada tres meses, e inspección técnica de los equipos una vez al año.

4. Es recomendable dar una capacitación técnica al personal encargado de la instalación del sistema, explicar los componentes, principio básico de funcionamiento y prevenciones. Así mismo, a los residentes de las viviendas dar una charla acerca de la operación el sistema.
5. Se recomienda la importación de los equipos o materiales que se requieren para el diseño de los S.F.V. ya que actualmente en nuestro país se manejan precios muy elevados, actualmente la LEY DE FOMENTO DE ENERGÍAS NO CONVENCIONALES Exonera del pago de derechos arancelarios y demás impuestos adicionales, de todo gravamen que afecte a la importación de materiales y equipos no producidos en el país necesarios para la investigación, producción, fabricación e instalación de sistemas destinados a la utilización de energía solar.

ANEXOS

FICHAS TÉCNICAS:

PANEL SOLAR

Panel Solar OEM 300wp Polycristalino	
características	
Marca	oem
Potencia máxima	300w
Tolerancia de potencia(%)	0- +3
Circuito abierto voltaje(v)	44.48
Corriente de cortocircuito(a)	8,58
Tensión potencia máxima(v)	37.42
Corriente máxima(a)	8.02
Max- tensión del sistema(vdc)	1000
Módulo eficiencia(%)	15.46
Dimesiones (mm)	1960*990*46
Certificaciones	TUV & IEC& MCS & ETL
Peso (Kg)	27

Panel Solar SIMAX 190wp 24V monocristalino	
características	
marca	simax
potencia máxima	190w
tolerancia de potencia(%)	5
circuito abierto voltaje(v)	44,5
corriente de cortocircuito(a)	5,77
tensión potencia máxima(v)	36,5
corriente máxima(a)	5,34
max- tensión del sistema(vdc)	1000
módulo eficiencia(%)	17,7
Dimensiones (mm)	1580 x 808 x 35
certificaciones	IEC, TUV, CE
peso (Kg)	15,5

INVERSOR

INVERSOR MarsRock DC 600V to AC 220V 4200W.	
Entrada (DC)	
Max. DC Power	4400 W
Max. voltaje DC	600 V
Tensión de arranque	150 V
Rango de tensión de trabajo mppt/voltaje nominal	175 V-550 v/360 V
Plena carga DC Rango de voltaje	190 v-580 V
Salida (AC)	
Potencia nominal de salida	4200 W
Max . potencia de salida	4200 W
Max. corriente de salida	21A
AC Voltaje nominal/ Posible rango	220 v/230 v/240 v; 180VAC-280Vac
Frecuencia de red de ca; Rango	50,60 h; \pm 5 Hz
Factor de potencia	1
THDI	<3%
Conexión de CA	Monofásico
Eficiencia	
Max. eficiencia	97.1%
Eficiencia MPPT	99.5%
Datos generales	
Dimensiones (w/h/d) en mm	360/510/188
Peso	24 kg
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 ° C... 60 ° C (-13... + 140 ° F) Con reducción de potencia por encima de 50 c/122 ° F
Emisión de ruido (típico)	\leq 25 dB (a)
Altitud	2000 m (6560ft) sin reducción de potencia
Autoconsumo noche	<0.5 W
Topología	Sin transformador
Refrigeración	Natural
Grado de la protección del medio ambiente	IP65

DESON DC 100-450VDC to AC 220V 2000W	
Entrada (DC)	
Max. DC Power	2300 W
Max. voltaje DC	450 V
Tensión de arranque	150 V
Rango de tensión de trabajo mppt/voltaje nominal	100 ~ 450 Vdc
Salida (AC)	
Potencia nominal de salida	2000 W
Max . potencia de salida	2200 W
Max. corriente de salida	10.5A
AC Voltaje nominal/ Posible rango	230Vac / 190 ~ 265Vac
Frecuencia de red de ca; Rango	50,60 h; \pm 5 Hz
Factor de potencia	> 0.99
THDI	<3%
Conexión de CA	Monofásico
Eficiencia	
Max. eficiencia	96,50%
Eficiencia MPPT	99.6%
Datos generales	
Dimensiones (w/h/d) en mm	345 * 162 * 354 mm
Peso	15 kg
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 ° C ~ 60 ° C
Emisión de ruido (típico)	\leq 20 dB (a)
Autoconsumo noche	0 W
Topología	Sin transformador
Refrigeración	Natural
Grado de la protección del medio ambiente	IP65

INVERSOR De Onda Pura 2000w 24vDC a 220v AC marca TBE	
Entrada (DC)	
Max. DC Power	2000 W
Max. voltaje DC	30 V
Tensión de entrada	24 V
Rango de tensión de trabajo	21 ~ 30 V
Salida (AC)	
Potencia nominal de salida	2000 W
Potencia Pico	4000 W
AC Voltaje nominal	AC220V / 230V / 240 ± 5 %
Frecuencia	60 hz
THDI	<3%
Conexión de CA	Monofásico
Eficiencia	
Max. eficiencia	95%
Datos generales	
Dimensiones (w/h/d) en mm	286*145*69mm
Peso	3.5 kg
Rango de temperatura de funcionamiento	-10°C ~ 50 °C

Inversor UPS Powerstar 4 KW / 48 VDC	
Entrada (DC)	
Max. DC Power	4000 W
Tensión de entrada	48 V
Salida (AC)	
Potencia nominal de salida	4000 W
Potencia Pico	8000 W
AC Voltaje nominal	AC220V / 230V / 240 ± 5 %
Frecuencia	60 hz
Eficiencia	
Max. eficiencia	90%
Datos generales	
Dimensiones (w/h/d) en mm	598*218*179
Peso	35 kg
Rango de temperatura de funcionamiento	-10°C ~ 50 °C

CONTROLADOR

Controlador Morningstar TrisStar 60

Especificaciones eléctricas

- Corriente nominal solar en carga o en derivación: TriStar-45 45A
TriStar-60 60A
- Voltaje del sistema 12-48V
- Precisión 12/24V: $\pm 0.1\%$ $\pm 50\text{mV}$
48V: $\pm 0.1\%$ $\pm 100\text{mV}$
- Voltaje mínimo para operar 9V
- Máximo voltaje solar (Voc) 125V
- Consumo propio:
Controlador <20mA
Medidor 7.5mA

Especificaciones ambientales

- Temperatura del ambiente de operación:
Controlador -40°C a $+45^{\circ}\text{C}$
Medidor -40°C a $+60^{\circ}\text{C}$
- Temperatura de almacenamiento:
 -55°C a $+85^{\circ}\text{C}$
- Humedad: 100% (sin condensación)
- Tropicalización: Cobertura conforme en ambos lados de todas las placas de circuito impreso

Protecciones electrónicas

- Protección contra polaridad invertida (cualquier combinación)
- Protección ante cortocircuitos
- Protección contra excesos de corriente
- Protección contra rayos y picos de tensión, usando supresores de transitorios de voltaje de 4500 W
- Protección contra alta temperatura a través de una reducción automática de corriente o apagado completo
- Previene corrientes en reversa desde la batería por la noche.

Especificaciones mecánicas

- Dimensiones: Altura: 26.0cm/10.3 pulgadas
Ancho: 12.7cm/5.0 pulgadas
Profundidad: 7.1cm/2.8 pulgadas
- Peso: 1.6 kg /3.5 lb
- Cable más grande: 35mm²/2 AWG
- Pasacables: Excéntrico 2.5/3.2cm (1.0/1.25 pulgadas)
- Encapsulado: Tipo 1, calificado para interiores

Opciones del TriStar:

- **Medidor del TriStar** — Visor de 2 x 16 montado al controlador que proporciona información del sistema y el controlador, adquisición de datos, gráficos de barras y elección de 5 idiomas

13.5v	25c	12.3a	Y	14.4v	1135mAh
1234.5ab	FLUORANTZ	A		12.3v	11.3kWh

- **Medidor remoto del TriStar** — Incluye 30 metros de cable para el montaje del medidor a distancia del controlador
- **Sensor remoto de temperatura** — Proporciona una carga compensada en temperatura mediante la medición de la temperatura en la batería (cable de 10 metros)

Certificaciones

- Cumple con CE
- Listado en UL (UL 1741)
- cUL (CSA-C22.2 No.107.1-95)
- Cumple con el Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos
- Manufacturado en un establecimiento certificado según ISO 9001



Controlador Fangpusun modelo Tarom245 -45A 24V

	235	245	440
Characterisation of the operating performance			
System voltage	12V(24V)		48V
Own consumption	14mA		
DC input side			
Open circuit voltage solar module	<47V		<82V
Module current	35A	45A	40A
DC output side			
Load current	35A	45A	40A
End of charge voltage	13.7V(27.4V)		54.8V
Boost charge voltage	14.4V(28.8V)		57.6V
Equalisation charge	14.7v(29.4v)		58.8V
Reconnection voltage(LVR)	>50%12.6V(25.2V)		>50%50.4V
Deep discharge protection(LVD)	<30%11.1V(22.2V)		<30%44.4
Operating conditions			
Ambient temperature	-10°C...+60°C		
Fitting and construction			
Terminal(fine/single wire)	16mm ² /25mm ² -AWG6/4		
Degree of protection	IP 32		
Dimension(X x Y x Z)	187X128X49mm		
Weight	550g		

BATERÍA



UCG150-12	Physical Specification
	<p>Part Number: UCG150-12</p> <p>Length: 485 ± 2 mm (19.09 inches)</p> <p>Width: 170 ± 2 mm (6.69 inches)</p> <p>Container Height: 240 ± 2 mm (9.45 inches)</p> <p>Total Height (with terminal): 240 ± 2 mm (9.45 inches)</p> <p>Approx Weight: Approx 44 kg</p>

Specifications		
	Nominal Voltage	12V
	Nominal Capacity (10HR)	150AH
Terminal Type	Standard Terminal	F10
	Optional Terminal	F11
Container Material	Standard Option	ABS
	Flame Retardant Option (FR)	ABS (UL94:VO)
Rated Capacity	160.8 AH/8.04A	(20hr, 1.80V/cell, 25°C / 77°F)
	150.0 AH/15.0A	(10hr, 1.80V/cell, 25°C / 77°F)
	131.6 AH/26.3A	(5hr, 1.75V/cell, 25°C / 77°F)
	119.3 AH/39.8A	(3hr, 1.75V/cell, 25°C / 77°F)
	96.9 AH/96.9A	(1hr, 1.80V/cell, 25°C / 77°F)
Max Discharge Current	1500A (5s)	
Internal Resistance	Approx 2.5mΩ	
Discharge Characteristics	Operating Temp. Range	Discharge: -20 ~ 55°C (-4 ~ 131°F)
		Charge: 0 ~ 40°C (32 ~ 104°F)
		Storage: -20 ~ 50°C (-4 ~ 122°F)
	Nominal Operating Temp. Range	25 ± 3°C (77 ± 5°F)
	Cycle Use	Initial Charging Current less than 45.0A. Voltage 14.4V ~ 15.0V at 25°C (77°F) Temp. Coefficient -30mV/°C
	Standby Use	No limit on Initial Charging Current Voltage 13.5V ~ 13.8V at 25°C (77°F) Temp. Coefficient -20mV/°C
Capacity affected by Temperature	40°C (104°F)	103%
	25°C (77°F)	100%
	0°C (32°F)	86%
Design Floating Life at 20°C	15 Years	
Self Discharge	Ultracell batteries may be stored for up to 6 months at 25°C(77°F) and then a refresh charge is required. For higher temperatures the time interval will be shorter.	

MEDIDOR BIDIRECCIONAL SENTINEL

- Plataforma flexible
- Varias tarjetas de circuitos electrónicos enlazados para realizar diferentes funciones
- Entrada de transformador para la corriente y entrada de divisor resistivo para la tensión
- Procesamiento de medición y conversión analógica-digital
- Procesamiento de comunicaciones, reloj de tiempo real, perfil de carga y registros
- Tarjeta de entrada y salida para la acumulación de pulsos, notificación de eventos
- Protocolos
- El medidor SENTINEL usa el protocolo PSEM
- (ANSI C12.18-1996)
- Características básicas
- Precisión clase 0.2
- 5 niveles de medición
- Firmware actualizable
- Historial de eventos y errores
- Sistema de monitoreo en campo SiteScan
- Configuración flexible para diferentes aplicaciones de medición
- Fuente de alimentación auto rango
- Registros disponibles
- Los datos de registro y la información de programa se guardan en la memoria no volátil en caso de interrupción de energía.
- Selección de cientos de elementos en una pantalla de cristal líquido (LCD) que el usuario puede programar.
- Programable por el usuario a través de Itron PC-PRO+®
- Advanced, un software de programación de medidor basado en Windows® a 32 bits.
- Energía
- Wh: entregados, recibidos, netos

ENCUESTA REALIZADA

	ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL				
ENCUESTA PARA TEMA DE TESIS:					
IMPLEMENTACION DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN UN SECTOR DE LA CIUDAD DE GUAYAQUIL					
Vivienda No:					
CUAL ES SU CONSUMO MINIMO DE ENERGIA ELECTRICA:					
CUAL ES US CONSUMO MAXIMO HASTA LA FECHA DE ENERGIA ELECTRICA:					
USTED ADQUIRIO O ESTA EN PLANES FUTUROS CAMBIAR SU COCINA POR UNA COCINA DE INDUCCION					
QUE ELECTRODOMESTICOS O CARGAS ELECTRICAS POSEE:					
REFRIGERADORA _____ ()		COMPUTADORA _____ ()			
PLANCHA _____ ()		A.A. _____ ()			
RADIO _____ ()		MICROONDAS _____ ()			
TV _____ ()		FOCOS _____ ()			

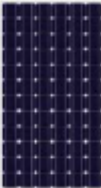




COTIZACIONES

CODESOLAR Cía. Ltda.
Comunicación - Desarrollo - Tecnología - Energía Solar
 (+593) (0)2-2241300, (0)8-4989688, RUC:1792281938001
 www.codesolar.com info@codesolar.com
 Hernando de La Cruz OE3-140 y Ulloa, Quito



Fecha	Miércoles, 24 de Septiembre de 2014	2280								
Cliente	Telconet Babahoyo, Marlon Quinto Ayovi									
R.U.C.										
Dirección	Babahoyo									
Teléfono	0984812078									
Correo	mquinto@telconet.ec									
Ref.:	Equipos para sistemas solar fotovoltaicos									
	Generación solar diaria 4,058 KWh promedio, potencia 1,52 KWp									
DETALLE DE LA PROFORMA										
Cant.	Descripción	P. Subtotal								
2280	Equipos para sistemas solar fotovoltaicos									
18.240	Paneles solares fotovoltaicos Fortune 190 W 24 V, UL, 25 años	454,10 8.282.784,00								
22.800	Batería Ritar Power 12V 150Ah AGM sellada libre mant, UL	330,00 7.524.000,00								
2280	Inversor Samlex America SA3000K 3000W 24 V / 110 V AC onda senoidal pura	1.300,00 2.964.000,00								
4.560	Regulador para batería PHOCOS CX 40 A 12/24 V, memoria USB 1 año	180,00 820.800,00								
* Notas:		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 100px;">Subtotal</td> <td style="text-align: right;">19.591.584,00</td> </tr> <tr> <td>0 % IVA</td> <td></td> </tr> <tr> <td>12 %</td> <td style="text-align: right;">2.350.990,08</td> </tr> <tr> <td>Total:</td> <td style="text-align: right;">21.942.574,08</td> </tr> </table>	Subtotal	19.591.584,00	0 % IVA		12 %	2.350.990,08	Total:	21.942.574,08
Subtotal	19.591.584,00									
0 % IVA										
12 %	2.350.990,08									
Total:	21.942.574,08									

PROVIENTO S.A.

Equipos Médicos.		Equipos Generación.		X	Servicios Internos.		Servicios externos.	
Cantidad:			Descripción Item:				Valor (USD)	
#	En Stock						Unidad	Total
45600	Pcs	0	Panel Solar SIMAX 190W/24VDC Panel Monocristalino 190 Wp / 24V Variación de potencia: 5% Voltaje circuito abierto/óptimo: 44,5 / 36,5 V Corriente cortocircuito/óptimo: 5,77 / 5,34 A Max. Voltaje String: 1000VDC Dimensiones: 1580 x 808 x 35 mm Garantía técnica de 2 años Certificaciones: IEC, TUV, CE				200,00	9.120.000,00
								
2280	Pcs	0	Controlador Morningstar TriStar 60 Voltaje 12/24 /48 VDC Corriente 60 A Con LVD (low Voltage Disconnect) Con tres LEDs para el estado de batería Con una LED que indica la recarga Todas las protecciones eléctricas Equipo Tropicalizado y de estado sólido Diseño EE.UU.				239,00	544.920,00
								
2280	Pcs	0	Inversor UPS Powertec 4 KW / 48 VDC Potencia nom: 4000 W (continua) Potencia max: 8000 W (10sec) Voltaje Entrada: 48 VDC (baterías) Voltaje Entrada: 120 VAC (red eléctrica) Voltaje Salida: 120VAC Eficiencia 90% antiosciling 60Hz sinusoidal pura				679,00	1.548.120,00
								
45600	Pcs	0	Batería ULTRACELL GEL UCG150 Voltaje: 12 VDC Capacidad: 150 Ah@10h Tipo: GEL descarga profunda Libre mantenimiento. Ciclos 1200 DOD50% Fabricado en Inglaterra				339,19	15.466.960,00
								
45600	Pcs	0	Estructura de soporte paneles solares Estructuras en hierro galvanizado para instalación en piso. Material menor, pernos, tuercas, etc.				75,00	3.420.000,00
								
SUBTOTAL:							30.100.000,00	
Descuento: 0%							0,00	
SUBTOTAL:							30.100.000,00	
IVA 12%							3.612.000,00	
VALOR TOTAL (USD):							33.712.000,01	

RENOVAENERGIA S.A.

OFERTA ECONÓMICA

Equipos	Código y Modelo	Q	Precio Unitario	Precio Unitario incluido IVA	SUBTOTAL	TOTAL (IVA)
Paneles	MD031 Topco TYN 250P6, 24 V, 250 W	6	561,00 \$	628,32 \$	3.366,00 \$	3.769,92 \$
Baterías	BT054 Ritar Power RL2800DG 2VDC 800Ah, 800Ah@10horas, 2V, 800Ah	12	643,50 \$	720,72 \$	7.722,00 \$	8.648,64 \$
Inversores	IN038 Victron Energy MultiPlus 24/3000/70-50 120V PMP243021100, 24V, 3000 W	1	3.205,01 \$	3.589,61 \$	3.205,01 \$	3.589,61 \$
Reguladores Prof.	RP008 MPS 80 Interruptor de Alimentación Modular, 12/24/48V, 80A	1	412,50 \$	462,00 \$	412,50 \$	462,00 \$

<p>CATORCE MIL OCHO CIENTOS VEINE Y TRES CON 16/100</p> <p>DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE NORTE AMÉRICA</p> <p>INCLUYE IMPUESTO AL VALOR AGREGADO IVA</p>	Subtotal:	14.705,51 \$
	Neto:	16.470,17 \$
	Desc. 10%	1.470,55 \$
	Subtotal IVA 12%:	13.234,96 \$
	Subtotal IVA 0%:	0,00 \$
	IVA 12%:	1.588,20 \$
	Total:	14.823,16 \$

DIAGRAMA

DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO

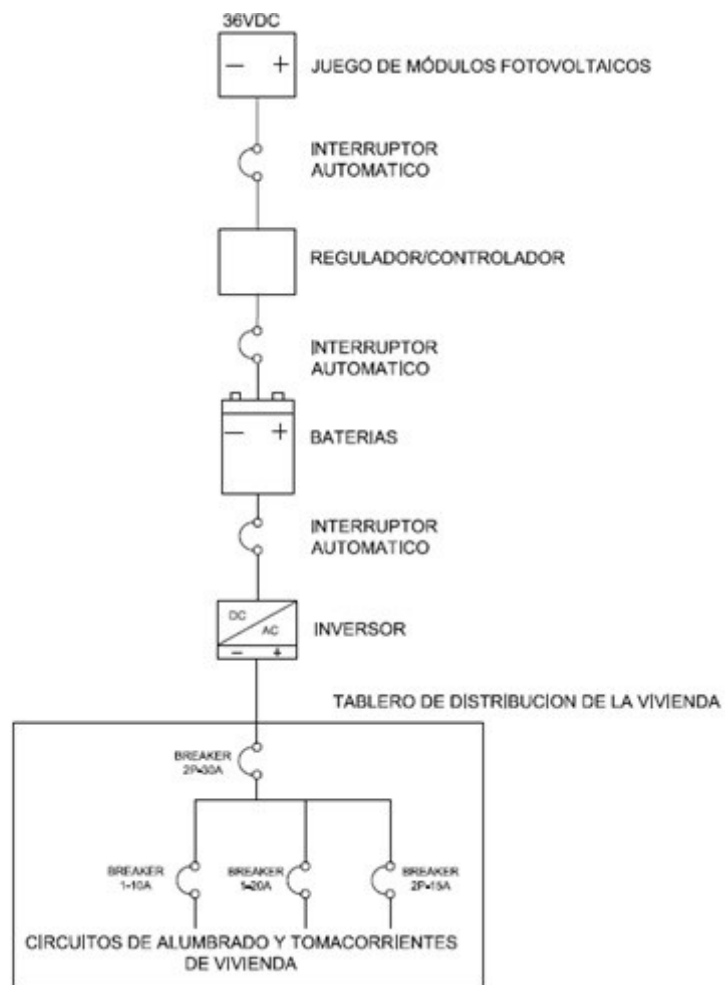


Figura 4.7 -Diagrama unifilar sistema fotovoltaico aislado.

DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

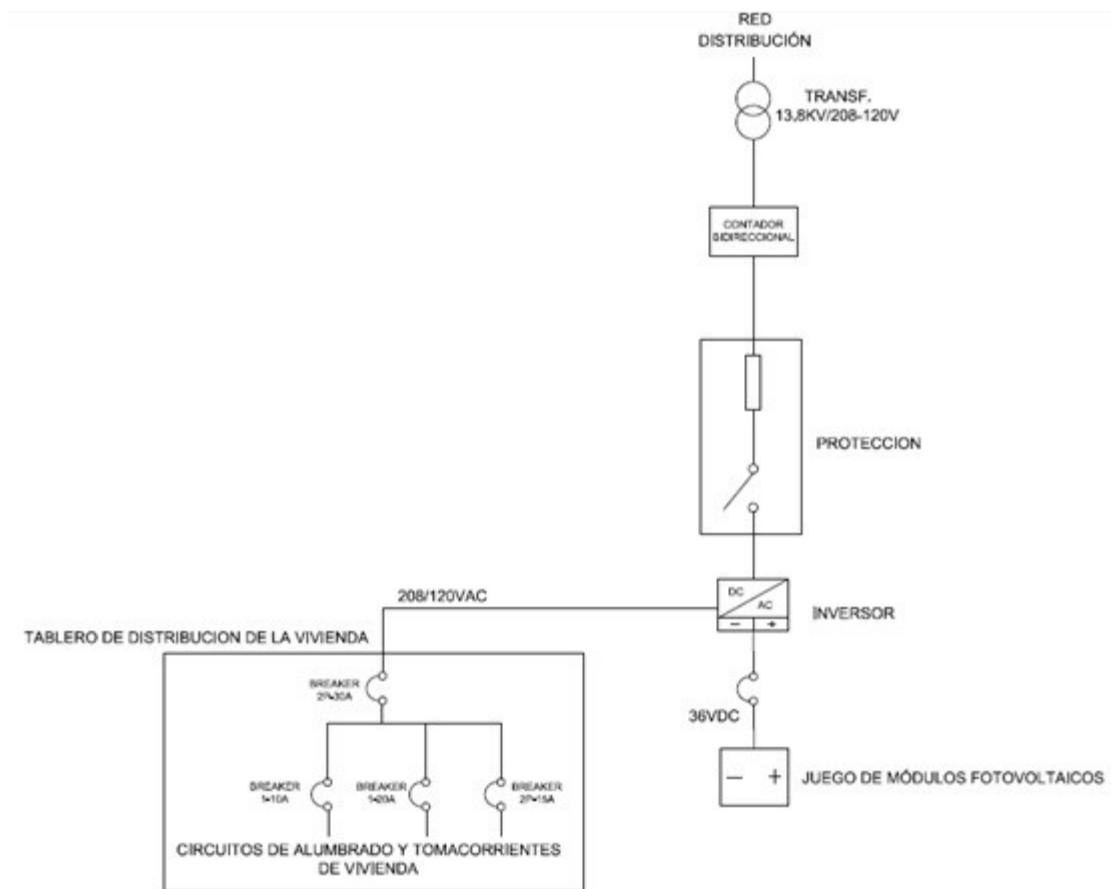


Figura 4.8 -Diagrama unifilar sistema fotovoltaico conectado a la red.

PROYECCIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

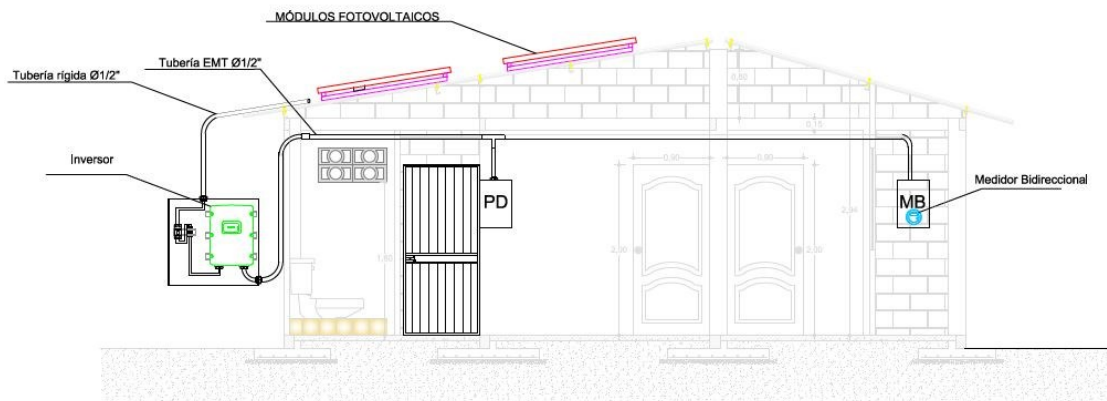


Figura 4.9 -Proyección sistema fotovoltaico conectado a la red.

PROYECCIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO

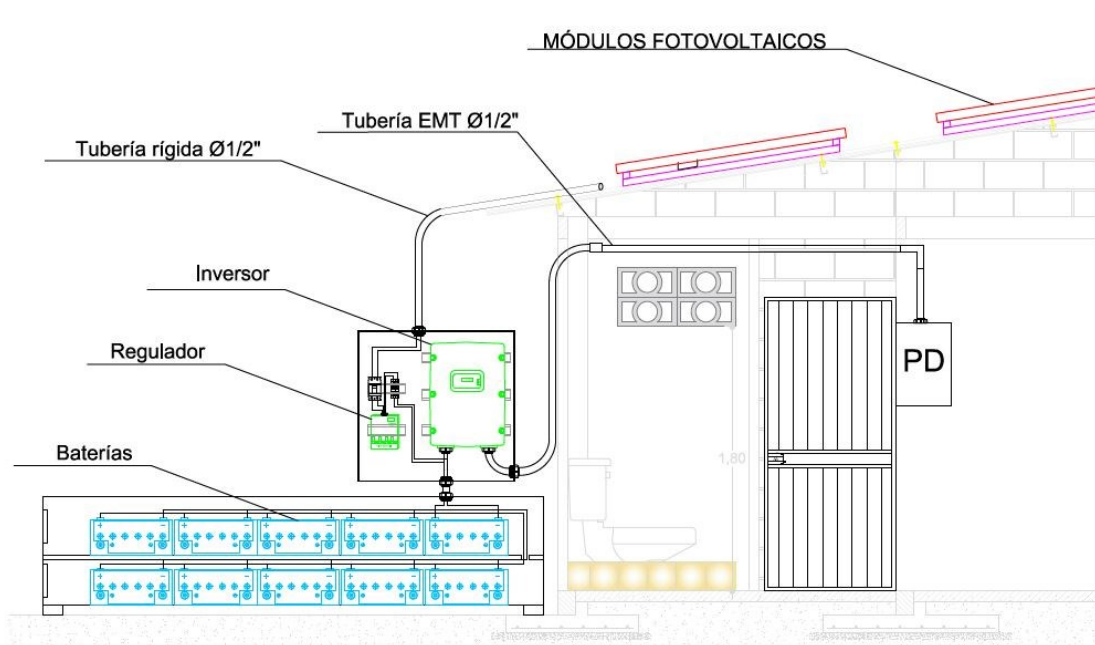


Figura 4.10 -Proyección sistema fotovoltaico aislado.

BIBLIOGRAFÍA

[1] CONVENIO MIDUVI-CÁMARA DE LA CONSTRUCCIÓN DE QUITO, Norma Ecuatoriana de Construcción NEC-11 Capítulo 14 – ENERGÍAS RENOVABLES, Quito, 2011.

[2] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, Plan Maestro De Electrificación 2013-2022 - Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica, Quito, 2012.

[3] COX VÁSCONEZ ANA ELIZABETH - MINISTERIO DE INDUSTRIAS Y PRODUCTIVIDAD, Reglamento Técnico Ecuatoriano “Artefactos Electrodomésticos para cocción por Cocina de Inducción”, RTE-INNEN-101 Resolución 14-153, Quito, 2014.

[4] CEMAER, “Curso gratis paneles solares – Manual de apoyo”, México D.F., 2013.

[5] SUNFIELDS EUROPE, “Boletín Solar Fotovoltaica Autónoma”, Coruña, 2013.

- [6] PRAT VIÑAS LLUÍS, “Dimensionado de Sistemas Fotovoltaicos”, Universidad de Cataluña, Barcelona, 2013.
- [7] ROMAN ROBERTO, “Guía para el Uso de RETSCREEN”, Santiago de Chile, fecha de consulta julio del 2014.
- [8] Style Oliver, Energía Solar Autónoma, Planificación, dimensionado e instalación de un sistema fotovoltaico autónomo, Primera Edición, México D.F., 2012.
- [9] Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda (MIDUVI), planos de construcción, eléctricos y civiles de viviendas en sector Socio Vivienda Etapa I, Vía Perimetral, Guayaquil, consulta marzo 2014.