



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“DIMENSIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA CONECTADA A RED PARA
AUTOCONSUMO CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR EN LA PROVINCIA DEL GUAYAS Y
ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA.”

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN
POTENCIA

Presentado por:

LUIS XAVIER BUELE VALLEJO
JOHNNY JOSÉ OROZCO NIVELLO

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2015

AGRADECIMIENTO

A Dios por ser quien ha guiado nuestros pasos.

A nuestras familias por ser quienes nos han brindado su apoyo y amor en todo nuestro camino.

Al M. Sc. Jorge Montealegre García por ser nuestro guía y compartir sus conocimientos en la realización de este proyecto de graduación.

A nuestros profesores, quienes formaron parte de nuestro crecimiento profesional.

A nuestros amigos y compañeros, quienes compartieron con nosotros cada gran momento.

DEDICATORIA

A mi abuela Eugenia y mi tía Esther, por ser los pilares fundamentales en mi vida, y por escucharme y ayudarme en todo momento.

A mi madre, a pesar de nuestra distancia física, siento que estás conmigo siempre.

A mis hermanos Erick y Lorena por su apoyo y por estar en las buenas y en las malas. Los quiero mucho.

A mis profesores, por su apoyo así como por la sabiduría que me transmitieron en el desarrollo de mi formación profesional.

A Cintya por brindarme su amor y aliento cuando más lo necesitaba.

A mi familia de Laboratorio de Maquinaria.

Luis Xavier Buele Vallejo

DEDICATORIA

A Dios por ser siempre mi guía y fortaleza.

A mis padres Gladys y Johnny por haberme acompañado en todo mi trayecto estudiantil y de vida brindándome su inmenso amor en todo momento.

A mi hermanita Nicolle por darme siempre fuerzas y aliento.

A Jully por compartir su vida con la mía, por brindarme todo su apoyo y amor, y estar conmigo siempre.

A mis abuelitos por cuidarme siempre e inculcarme buenos valores y en especial a Cesar Aníbal Orozco, hoy te cumplo lo que más quisiste.

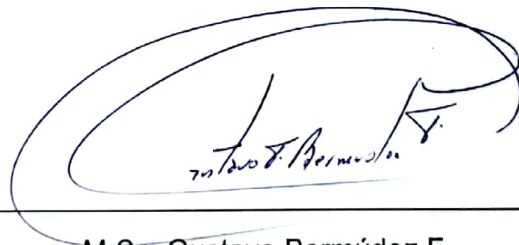
Johnny José Orozco Niveló

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Jorge Montealegre', is written over a horizontal line. The signature is stylized and somewhat cursive.

M.Sc. Jorge Montealegre

PROFESOR DE LA MATERIA DE GRADUACIÓN

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Gustavo Bermúdez F.', is written over a horizontal line. The signature is stylized and somewhat cursive.

M.Sc. Gustavo Bermúdez F.

PROFESOR DELEGADO POR LA UNIDAD ACADÉMICA

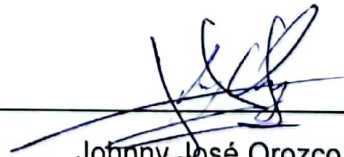
DECLARACIÓN EXPRESA

La responsabilidad del contenido de este Informe, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual del mismo, a la "ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



Luis Xavier Buele Vallejo



Johnny José Orozco Niveló

RESUMEN

El presente informe tiene como objetivo realizar el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica conectada a la red para autoconsumo con sistema de almacenamiento de energía en una vivienda unifamiliar de Guayaquil y su respectivo análisis de viabilidad técnica y económica.

Para tal efecto se analizó en primer lugar la normativa de los principales agentes nacionales como el MEER, CONELEC, entre otros. Posteriormente se realizó una investigación técnica sobre los requerimientos que deben tener los sistemas fotovoltaicos instalados en viviendas.

Producto de esta investigación se realizó el diseño y dimensionamiento de los principales elementos que componen la instalación, basándonos principalmente en el capítulo 14 de la norma ecuatoriana de la construcción. Se prestó especial atención en el diseño a los inversores, los cuales debían tener características especiales para conectarse al voltaje doble que poseen la mayoría de viviendas en la ciudad de Guayaquil (120/240 V).

Finalmente se realizó un análisis de factibilidad económica, simulando los dos esquemas tarifarios más utilizados: Balance Neto (Net Metering) y Tarifa

Preferencial (Feed in Tarif). También se plantearon incentivos para el desarrollo de este tipo de instalaciones a nivel residencial.

Se pudo concluir con los resultados obtenidos que la tarifa preferencial es la que mejor incentiva la instalación de estos sistemas, a pesar que a la fecha de realización de este estudio la normativa no está concluida y no existen incentivos que promuevan la energía fotovoltaica como una alternativa de generación distribuida.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	I
DEDICATORIA	II
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	IV
DECLARACIÓN EXPRESA	V
RESUMEN	VI
ÍNDICE GENERAL	VIII
ABREVIATURAS	XII
ÍNDICE DE FIGURAS	XIV
ÍNDICE DE TABLAS	XVI
INTRODUCCIÓN	XVIII
CAPITULO 1	
1 ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Situación actual de la energía fotovoltaica en el Ecuador	4
1.3 Justificación	5
1.4 Objetivos	7
1.4.1 Objetivo General	7

1.4.2	Objetivos Específicos	7
CAPÍTULO 2		
2	MARCO TEÓRICO	8
2.1	Historia de la energía fotovoltaica.....	8
2.2	Principio de conversión de la generación solar fotovoltaica.....	10
2.2.1	Radiación solar.....	10
2.2.2	Movimiento relativo y posición aparente del sol	12
2.2.3	Altura Solar	15
2.2.4	Azimut Solar	16
2.2.5	Irradiancia e Irradiación	16
2.2.6	La celda fotovoltaica.....	17
2.3	Elementos de un sistema fotovoltaico	18
2.3.1	Generador fotovoltaico	19
2.3.2	Sistema de almacenamiento con baterías	22
2.3.2.1	Tipos de Baterías.....	24
2.3.2.2	Baterías de Plomo-Acido	25
2.3.2.3	Sistemas de almacenamiento en SFVCR.....	28
2.3.3	Regulador de carga.....	29
2.3.4	Inversor	32

2.3.5 Sistema de Soporte.....	35
-------------------------------	----

CAPÍTULO 3

3 DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	39
3.1 Ubicación y estructura de la vivienda	39
3.2 Descripción de la carga	42
3.3 Determinación del recurso solar disponible	45
3.4 Determinación de la inclinación óptima.....	49
3.5 Cálculo del número de paneles	52
3.6 Dimensionamiento del sistema de almacenamiento a baterías	55
3.7 Dimensionamiento del regulador de carga	59
3.8 Dimensionamiento del inversor.....	62
3.9 Dimensionamiento del cableado.....	65
3.10 Dimensionamiento del sistema de protección.....	68
3.10.1 Protección contra Sobrecorrientes.....	68
3.10.2 Dimensionamiento de la puesta a tierra de equipos	69
3.11 Cálculo del rendimiento energético de la instalación	73
3.12 Validación de resultados.....	74
3.12.1 Ingreso de datos en el software Censol 5.....	75
3.12.2 Resultados obtenidos con el software Censol 5	78

CAPÍTULO 4

4	ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA	80
4.1	Presupuesto de la instalación fotovoltaica	80
4.2	Análisis de ingresos de la instalación fotovoltaica	82
4.2.1	Producción energética anual	83
4.2.2	Pérdidas de potencia.....	84
4.2.3	Venta de la energía fotovoltaica	86
4.2.3.1	Escenario 1 – Esquema de Balance Neto	88
4.2.3.2	Escenario 2 – Tarifa Preferencial.....	92
4.3	Análisis de incentivos.....	94
4.3.1	Reducción del IVA.....	95
4.3.2	Disminución de la tasa de interés.....	104
	CONCLUSIONES	108
	RECOMENDACIONES.....	111
	BIBLIOGRAFÍA.....	113

ABREVIATURAS

°C	Grados Centígrados
A	Amperios
AC	Corriente alterna
AGM	Absorbent Glass Mat (Tejido de Fibra de Vidrio Absorbente)
Ah	Amperios-hora
Amp	Amperios
AWG	American Wire Gauge (Calibre de Alambre Americano)
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
DC	Corriente continua
FIT	Feed In Tarif (Sistema de Tarifa Preferencial)
HSP	Horas Solares Pico equivalentes
INER	Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables
Isc	Corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico
kW	Kilovatios
kWh	Kilovatios - hora
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Seguimiento del Punto Máximo de Potencia)
NEC	National Electric Code (Código Eléctrico Nacional)
NEC-11	Norma Ecuatoriana de la Construcción 2011

Pd	Profundidad de Descarga
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red
Temp.	Temperatura
TIR	Tasa Interna de Retorno
USD	Dólares Americanos
V	Voltios
V _{ac}	Voltaje alterno
VAN	Valor Actual Neto
V _{dc}	Voltaje continuo
Voc	Voltaje de Circuito Abierto del panel fotovoltaico
Volt	Voltios
W	Vatios
Wh	Vatios - Hora
Wp	Vatio Pico
η	Eficiencia

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Dispersion de la radiacion solar dentro de la atmósfera terrestre	13
Figura 2.2	Distribución de los rayos solares sobre la superficie terrestre	14
Figura 2.3	Inclinación de la tierra con respecto al eje de la eclíptica	15
Figura 2.4	Altura y Azimut Solar	16
Figura 2.5	Conexion serie de celdas fotovoltaicas	20
Figura 2.6	Conexion paralelo de celdas fotovoltaicas	21
Figura 2.7	Conexion serie y paralelo de celdas fotovoltaicas	22
Figura 2.8	Perfil de carga para baterias AGM	28
Figura 2.9	SFCR con sistema de almacenamiento de energía	29
Figura 2.10	Regulador de topologia en derivación	31
Figura 2.11	Regulador de topologia en serie	31
Figura 2.12	Sistemas de soporte en tejados	37
Figura 3.1	Ubicación geográfica de la vivienda	40
Figura 3.2	Distribución Interior de la Vivienda	41
Figura 3.3	Distribución de pendientes en la cubierta la vivienda	42
Figura 3.4	Consumo energético mensual facturado a la vivienda	44
Figura 3.5	Insolación diaria en la ciudad de Guayaquil	48
Figura 3.6	Conexión del arreglo fotovoltaico	55
Figura 3.7	Conexión del sistema de almacenamiento con baterías	59
Figura 3.8	Conexión del regulador de carga	61
Figura 3.9	Diagrama de conexión de los inversores	66

Figura 3.10 Diagrama unifilar de la instalación	70
Figura 3.11 Ventana principal del menú solar fotovoltaica de Censol 5.....	76
Figura 3.12 Ingreso de datos de carga en el software Censol 5.....	77
Figura 3.13 Dimensionamiento del SFV obtenido con Censol 5.....	78
Figura 4.1 Distribución de costos de la instalación fotovoltaica.....	82
Figura 4.2 Flujo de efectivo acumulado - Escenario 1	92
Figura 4.3 Flujo de efectivo acumulado - Escenario 2	94
Figura 4.4 Variación del VAN con respecto al IVA - Escenario 1.....	96
Figura 4.5 Variación de la TIR con respecto al IVA - Escenario 1	99
Figura 4.6 Flujo de Efectivo Acumulado – Escenario 1 – Caso 1	99
Figura 4.7 Flujo de Efectivo Acumulado – Escenario 1 – Caso 2	100
Figura 4.8 Variación del VAN con respecto al IVA - Escenario 2.....	100
Figura 4.9 Variación de la TIR con respecto al IVA - Escenario 2	102
Figura 4.10 Flujo de Efectivo Acumulado – Escenario 2 – Caso 1	103
Figura 4.11 Flujo de Efectivo Acumulado – Escenario 2 – Caso 2	104
Figura 4.12 Variación del VAN con respecto a la tasa de Interés, Escenario 1	105
Figura 4.13 Variación del VAN con respecto a la tasa de Interés, Escenario 2	105

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Coordenadas geográficas de la vivienda	40
Tabla 2	Estimación del consumo energético diario de la vivienda	43
Tabla 3	Selección del voltaje de diseño.....	45
Tabla 4	Insolación diaria en la ciudad de Guayaquil.....	47
Tabla 5	Factores k para corrección de la insolación.....	49
Tabla 6	Eficiencia de los elementos del sistema fotovoltaico.....	50
Tabla 7	Corrección de los consumos mensuales	51
Tabla 8	Selección de la inclinación óptima de los paneles	52
Tabla 9	Parámetros eléctricos de paneles solares marca Yingli Solar	53
Tabla 10	Dimensionamiento del número de paneles	54
Tabla 11	Determinación del régimen de descarga.....	56
Tabla 12	Características de las baterías Trojan.....	57
Tabla 13	Cálculo del número de baterías	58
Tabla 14	Dimensionamiento del regulador de carga.....	60
Tabla 15	Características de los reguladores TriStar MPPT	61
Tabla 16	Características de los inversores Phoenix.	64
Tabla 17	Dimensionamiento del inversor.....	64
Tabla 18	Caidas de voltaje permitidas en sistemas fotovoltaicos.	65
Tabla 19	Selección del calibre del conductor para cada sección.....	67
Tabla 20	Pérdidas en los conductores del sistema fotovoltaico.....	68
Tabla 21	Tamaño mínimo del conductor de puesta a tierra.....	72

Tabla 22 Cálculo del rendimiento energético de la instalación	74
Tabla 23 Presupuesto de la instalación fotovoltaica conectada a la red.....	81
Tabla 24 Producción energética mensual del sistema fotovoltaico.....	84
Tabla 25 Producción energética anual del sistema fotovoltaico	85
Tabla 26 Pliego tarifario para la ciudad de Guayaquil.....	89
Tabla 27 Cálculo del Van y TIR - Escenario 1	91
Tabla 28 Calculo del Van y TIR - Escenario 2	93
Tabla 29 Variación del VAN con respecto al IVA - Escenario 1	97
Tabla 30 Variación de la TIR con respecto al IVA - Escenario 1.....	98
Tabla 31 Variación del VAN con respecto al IVA - Escenario 2.....	102
Tabla 32 Variación de la TIR con respecto al IVA - Escenario 2.....	103
Tabla 33 Variación del VAN con respecto a la tasa de Interés, Escenario 1	106
Tabla 34 Variación del VAN con respecto a la tasa de Interés, Escenario 2	107

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de graduación es un estudio donde se pretende analizar la factibilidad tanto técnica como económica de la aplicación de la tecnología solar fotovoltaica a nivel residencial en la provincia del Guayas, específicamente en la ciudad de Guayaquil.

Este tipo de tecnología se ha ido promoviendo en el país en diferentes sectores principalmente el industrial y en zonas rurales de difícil acceso como parte de políticas energéticas nacionales, y en los últimos años se ha promovido también la instalación de grandes centrales fotovoltaicas en todo el país. Sin embargo aún no se ha establecido una resolución de parte de los organismos competentes que fomente las aplicaciones a nivel residencial de la energía solar fotovoltaica.

Se plantea como metodología de investigación analizar que normativas están vigentes a la fecha que fomenten la inclusión de esta tecnología como una fuente de alternativa de generación distribuida. Se hace necesario también estudiar las principales características técnicas que se requieren en este tipo de instalaciones para proceder con el dimensionamiento de la misma en una vivienda en la ciudad de Guayaquil.

Para realizar este estudio será necesario conocer el consumo energético de la misma, analizar la disponibilidad física donde se instalará el sistema fotovoltaico, y analizar cada uno de sus componentes, verificando la disponibilidad de los mismos en el mercado local para poder realizar un presupuesto del sistema a instalar y su posterior análisis de factibilidad económica.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

1.1 ANTECEDENTES

El Ecuador es un país que cuenta con diferentes fuentes aprovechables de energía, siendo principalmente explotadas las fuentes hidroeléctricas y térmicas. Las centrales térmicas consumen excesivas cantidades de combustibles fósiles, lo que nos hace dependiente del mismo, conllevando a mantener una gran preocupación de que se reduzca la fuente primaria de energía, combustibles fósiles, además aumentar la contaminación ambiental debido al excesivo consumo de este.

La matriz energética del Ecuador se caracteriza por tener un predominio de los combustibles fósiles como fuente primaria de energía, el cual se divide principalmente en dos: petróleo, gas natural. La siguiente fuente de energía la caracterizan las energías renovables principalmente la hidroeléctrica. En base a esto, parte de las políticas del estado se centran

en promover las energías renovables no convencionales tal como lo menciona El plan nacional del buen vivir en su objetivo 11, política 11.1:

“Reestructurar la matriz energética bajo criterios de transformación de la matriz productiva, inclusión, calidad, soberanía energética y sustentabilidad, con incremento de la participación de energía renovable.” [1]

En base a esta política el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, dentro de sus objetivos estratégicos institucionales plantea el aumento de la participación de las energías renovables en la oferta de generación eléctrica: “Incrementar la oferta de generación y transmisión de energía eléctrica, usando como indicador el aumento del porcentaje de participación de energías renovables en la generación total”. [2]

En los últimos años se ha evidenciado específicamente dentro del sector residencial que existe un predominio del uso de GLP, como fuente de energía, tanto como para cocción como para calentamiento de agua sanitaria. El uso de energías renovables y nuevas tecnologías, tales como las cocinas de inducción, que se están fomentando en el país para disminuir el consumo de esta fuente energética, la cual es subsidiada por el estado, obliga a promover el aumento de la generación eléctrica, enfocándola principalmente al sector residencial. [3]

A partir del último censo nacional en el año 2010 el consumo energético por habitante en el país ha tenido un incremento sostenido anual aproximado del 5,6% que de mantenerse, en el año 2020 será de 1591 KWH por habitante. Aunque este valor es considerado bajo con respecto a la media de consumo en América Latina pone de manifiesto la necesidad de suplir ese incremento de consumo sobre todo por la inclusión de los nuevos proyectos energéticos del país. [4]

En lo que se refiere al uso de las energías renovables a partir del 2011 el estado ecuatoriano a través del ente regulador CONELEC emite una serie de regulaciones en las que se fomenta el uso de las energías renovables tales como:

- CONELEC 002/11: Excepcionalidad inversión privada generación eléctrica,
- CONELEC 003/11: Determinación de la metodología para el cálculo del plazo y de los precios referenciales de los proyectos de generación y autogeneración.
- CONELEC 004/11: Tratamiento especial para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales.

Estas regulaciones han fomentado en los últimos años el desarrollo de grandes proyectos de generación renovable no convencional,

principalmente fotovoltaica, gracias a la rápida evolución y disminución de costos de esta tecnología. Sin embargo no existen regulaciones que fomenten la inserción de pequeños generadores a nivel residencial.

1.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EL ECUADOR

El Ecuador está ubicado entre las latitudes $1^{\circ}30'N$ (Carchi) y $5^{\circ}0'S$ (Zamora) y entre las longitudes $72^{\circ}0'O$ (Salinas) y $75^{\circ}10'O$ (Orellana) es decir al oeste del meridiano de Greenwich. Al estar atravesado por la Línea Equinoccial, el Ecuador tiene poca variabilidad en la posición del sol durante todo el año, lo cual favorece la aplicación de la energía solar para producir electricidad y calor, ya que en promedio hay 12 horas de sol durante el día.

Pero la ventaja radica principalmente en que los rayos del sol caen perpendicularmente durante una gran cantidad de tiempo en el día (6 horas diarias aproximadamente) lo que permite un mayor aprovechamiento de la energía solar. [5]

En el Ecuador no existía un registro histórico completo de radiación solar, siendo el INAMHI, el único instituto que había registrado estos datos, durante los años 1970 a 1990, realizando algunas mediciones de heliofanía o duración de brillo solar durante un día que corresponde a la radiación solar directa. Sin embargo, es recién en el año 2008 que el

CONELEC elaboró el Mapa Solar del Ecuador, y se basa en datos tomados de sistemas satelitales del NREL (National Renewable Energy Laboratory) de los Estados Unidos entre 1985 y 1991 que interpola la información a celdas de 1 km², el cual muestra información sobre las insolaciones directa (isohelias a 300 Wh/m².día), difusa (isohelias a 100 Wh/m².día) y global (isohelias a 150 Wh/m².día) para cada mes del año y el promedio anual.

Con este mapa solar se ha elaborado un resumen anual con la insolación global promedio anual agrupada en cinco zonas I a V en kWh/m².día, el cual sirve de base para el desarrollo de estudios y dimensionamiento de proyectos fotovoltaicos usando datos acordes a la realidad nacional.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Como se pudo analizar, el país se encuentra en una fase de gran crecimiento energético, y por lo tanto de un aumento considerable de la demanda de energía por parte de los diferentes sectores involucrados. Debido a las políticas energéticas actuales el país se ve en la necesidad no solo de aumentar su capacidad en generación eléctrica, sino la de diversificar la misma, para no depender mayoritariamente de una sola fuente de energía (hidroeléctrica). Se hace entonces prioritario analizar la viabilidad de otras soluciones energéticas, como son las energías renovables no convencionales.

Bajo este aspecto se pretende aprovechar este recurso energético, que el país posee en gran cantidad debido a su ubicación privilegiada, aplicando la tecnología actualmente disponible en el país.

Considerando que la demanda promedio actual en una residencia en la ciudad de Guayaquil es baja en comparación a otros países, 300 kWh a 500 kWh, lo que permitirá el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de capacidades relativamente pequeñas y de fácil financiamiento para el consumidor residencial.

Se ha evidenciado en América Latina la promoción de políticas y proyectos para la inclusión de generación distribuida a los sistemas eléctricos siendo la energía fotovoltaica la que más desarrollo ha tenido en los últimos años.

Por esta razón se pretende realizar el análisis de viabilidad técnica y económica de un sistema de este tipo aplicándolo a una vivienda de consumo promedio en la ciudad de Guayaquil, aprovechando las ventajas tecnológicas que se tiene actualmente e incluyendo a las políticas energéticas nacionales vigentes y en caso de no existir, plantear aquellas que fomenten el desarrollo de este tipo de instalaciones.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

- Realizar el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de generación distribuida conectada a red para autoconsumo con sistema de almacenamiento de energía en una vivienda unifamiliar en la provincia del Guayas y análisis de viabilidad técnica y económica.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Estudiar y analizar los factores que inciden en el diseño e implementación de un sistema fotovoltaico de generación distribuida a nivel residencial.
- Realizar el diseño y dimensionamiento de un sistema fotovoltaico de generación distribuida conectada a red para autoconsumo con sistema de almacenamiento de energía de un modelo de vivienda unifamiliar en la provincia del Guayas.
- Analizar la viabilidad técnica, económica de la implementación de una instalación fotovoltaica de generación distribuida conectada a red con sistema de almacenamiento de energía en una vivienda unifamiliar en la provincia del Guayas.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 HISTORIA DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La energía fotovoltaica se ha vuelto cada vez más común durante las últimas décadas, debido al rápido desarrollo de la tecnología que involucra su implementación, producto de la necesidad de nuevas fuentes de energía que sustituyan a los combustibles fósiles. Aunque las aplicaciones que hacen uso de este tipo de energía son bastante recientes, el estudio de este tipo de energía tiene más de 1 siglo en desarrollo por diferentes científicos y organizaciones.

El primero en descubrir el efecto fotovoltaico fue el científico francés Alexandre Edmund Bequerel en 1839 al identificar casi por accidente como la corriente en una pila electrolítica aumentaba al exponerse uno de sus electrodos de platino a la luz solar. [6]

En 1873 el inglés Willoughby Smith descubre el efecto fotovoltaico en sólidos a base de Selenio. Cuatro años después el inglés William Grylls Adams y su estudiante crean la primera celda fotovoltaica a base de selenio.

El científico Albert Einstein también aportó en gran manera al desarrollo de este campo al publicar un artículo dedicado al efecto fotovoltaico en 1904, el mismo que le hizo merecedor del Premio Nobel de Física en 1921. [7]

No fue sino hasta 1953 que en los laboratorios Bell, Gerald Person logró fabricar una celda fotovoltaica a base de silicio que resultó ser más eficiente que las de selenio. Para 1958 se mejoró la eficiencia de estas celdas del 4% al 11% con lo que se logró alimentar un pequeño satélite, el Vanguard I, el cual contaba con una celda solar de menos de 1 W, una superficie efectiva de 0.1 m², manteniéndose en operación durante 8 años. A partir de este hito empezó el desarrollo de la energía solar como fuente primaria en aplicaciones espaciales, mas no en aplicaciones terrestres ya que el precio era demasiado elevado.

Para la década de los años 60 la reducción de precios de los combustibles convencionales mermó aún más el desarrollo de la energía solar y no fue sino hasta el 1973, cuando la guerra en el golfo pérsico volvió a elevar los precios de estos combustibles, que se volvió la

atención a la búsqueda de nuevas fuentes de energía incluida la energía solar fotovoltaica.

A partir de esta década se empiezan a destinar grandes cantidades de dinero en la investigación de mejores materiales para la fabricación de celdas solares, descubriendo entre otros el silicio policristalino, silicio amorfo, combinaciones de cadmio y cobre. En 1983 la producción de celdas fotovoltaicas era de más de 20 MW a nivel mundial y para 1985 ya se alcanzaba eficiencias de 20%.

Entre los años 2001 y 2015 el crecimiento de la producción de energía solar fotovoltaica ha sido exponencial, duplicándose la capacidad instalada cada año. Para finales del 2014 la potencia instalada mundialmente llegó a los 185 GW, convirtiéndola en la tercera fuente de energía renovable en términos de capacidad, por debajo de la hidroeléctrica y la eólica.

2.2 PRINCIPIO DE CONVERSION DE LA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

2.2.1 Radiación solar

La energía emitida por el sol llega a nuestro planeta en forma de flujo radiante conocido como radiación, el cual decrece en intensidad con la distancia recorrida, siendo el valor aproximado que llega a la atmósfera

terrestre de 1.3567 W/m^2 , valor conocido con el nombre de constante solar.

A pesar que esta radiación solar es constante al llegar al planeta, se vuelve muy variable al momento de llegar a la superficie debido a la absorción y dispersión producida por la atmosfera terrestre. La luz del sol que pasa a través de la atmósfera de la Tierra se atenúa, o se reduce, alrededor de un 30% en el momento en que llega a la superficie de la Tierra debido a efectos tales como

1. La dispersión de Rayleigh de moléculas en la atmósfera, sobre todo en longitudes de onda corta. [8]
2. Dispersión por aerosoles, partículas de polvo y nubosidad.
3. Absorción por gases atmosféricos como el oxígeno.

Debido a esto es común considerar separadamente la radiación “directa” proveniente de la superficie solar y la radiación “difusa” proveniente de la propia atmósfera, con su suma conocida como radiación “global”.

En la figura 2.1 se puede observar como la dispersión de la luz solar resulta en una componente difusa de la luz solar resultante en la superficie terrestre.

Las áreas más intensamente bañadas por radiación solar se sitúan entre 30° norte y 30° sur de latitud, ya que estas áreas tienen menor cobertura de nubes. También hay, por supuesto, variaciones estacionales de radiación causadas por la inclinación del planeta y del movimiento aparente del sol. [9]

2.2.2 Movimiento relativo y posición aparente del sol

Como ya se ha dicho anteriormente el sol puede ser una fuente constante de energía, pero en la superficie de la tierra, la distribución energética y la constancia de su radiación son difícilmente ideal.

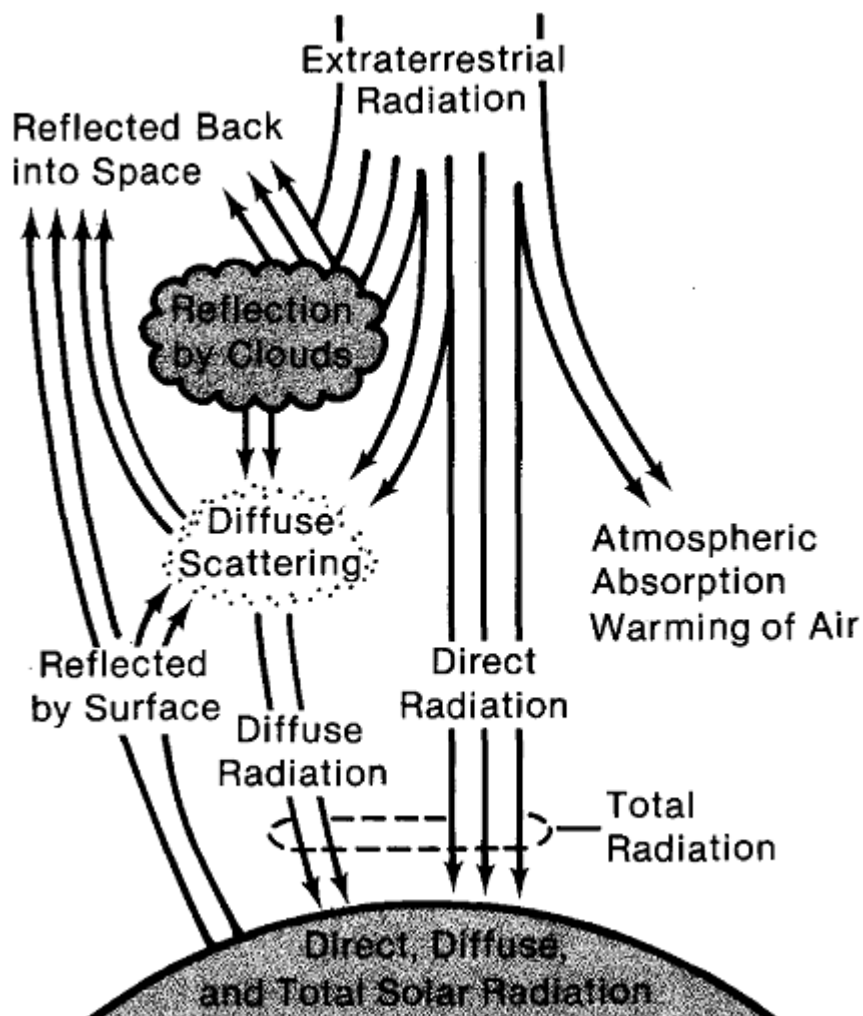


Figura 2.1 Dispersion de la radiacion solar dentro de la atmósfera terrestre

El primer motivo de esta variación es la redondez de la tierra por la cual los rayos solares inciden con diferentes ángulos en la superficie de la misma. Los rayos solares inciden de forma casi perpendicular en aquellos puntos más cercanos a la línea ecuatorial. Este ángulo va decreciendo a medida que nos alejamos de la línea ecuatorial llegando

a incidir casi paralelamente en los polos, como se puede observar en la figura 2.2. [10]

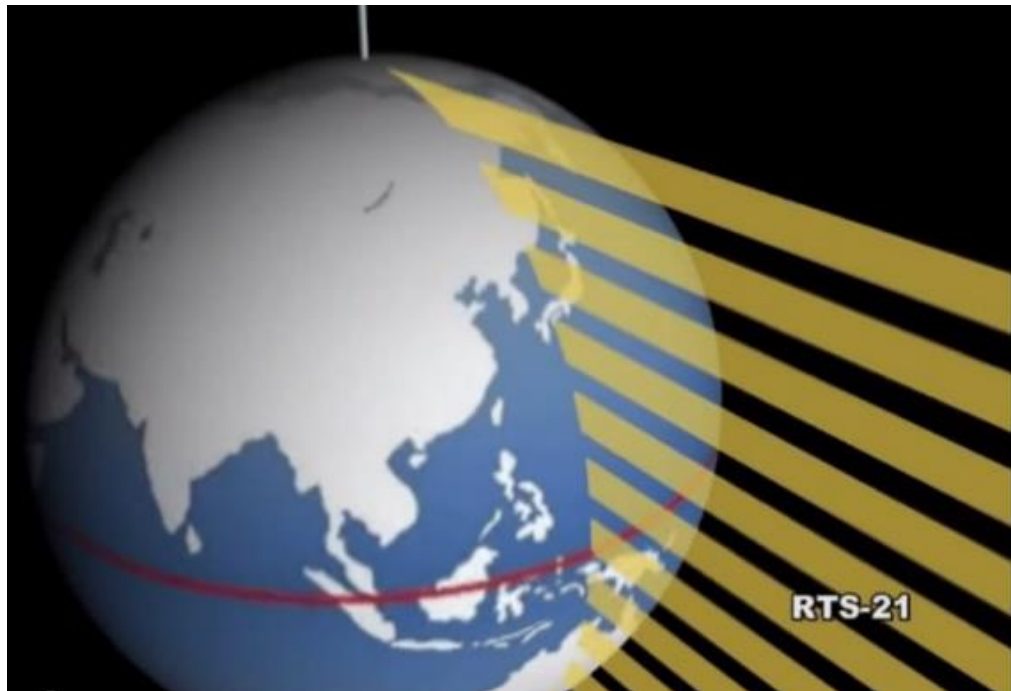


Figura 2.2 Distribución de los rayos solares sobre la superficie terrestre

Si consideramos el plano de la órbita recorrida por la tierra alrededor del sol, conocido como eclíptica, como referencia del movimiento de la tierra se observa que la línea ecuatorial se encuentra inclinada alrededor de 23.45 grados, como se observa en la figura 2.3. Esta orientación produce que el sol parezca transitar por el cielo al norte de la línea ecuatorial durante parte del año y al sur de la línea ecuatorial la otra parte del año lo que produce las estaciones. [11]

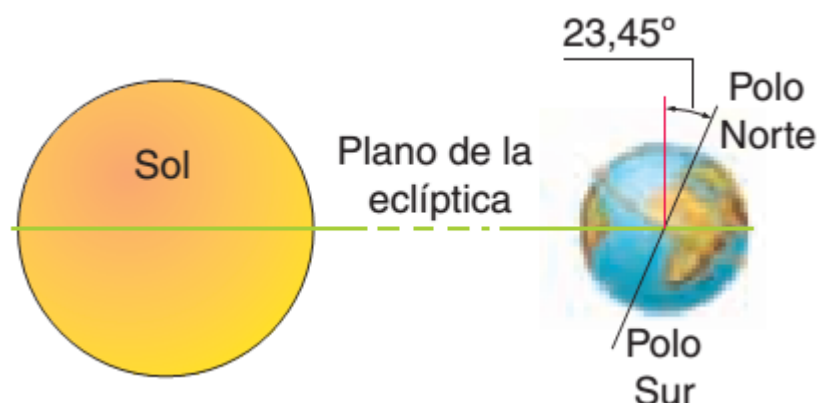


Figura 2.3 Inclinación de la tierra con respecto al eje de la eclíptica

Para identificar la posición relativa del sol con respecto a un punto de la tierra se requieren tres variables angulares, que se referencian con respecto al rayo solar incidente sobre ese punto, pero si asumimos que la distancia del sol a la tierra es prácticamente constante, solo se requieren dos variables para identificar la posición del sol: la altura solar y el azimut,

2.2.3 Altura Solar

Se denomina altura solar al ángulo que forman los rayos solares incidentes sobre un punto de la superficie, con el plano horizontal que pasa por el punto de observación. Se lo representa con la letra α (alpha). Este ángulo ira variando según la época del año, lo que afectará en la cantidad de energía que la instalación fotovoltaica recibirá del sol.

2.2.4 Azimut Solar

El azimut se refiere al ángulo entre la proyección de los rayos solares sobre el plano horizontal con el meridiano de ese punto. Se representa con la letra Ψ (Psi). Debido a que junto con la altura solar son coordenadas locales, es decir dependen del observador, el azimut puede ser medido con respecto al sur o al norte, dependiendo del lugar donde se encuentre el observador, como se ilustra en la figura 2.4. [12]

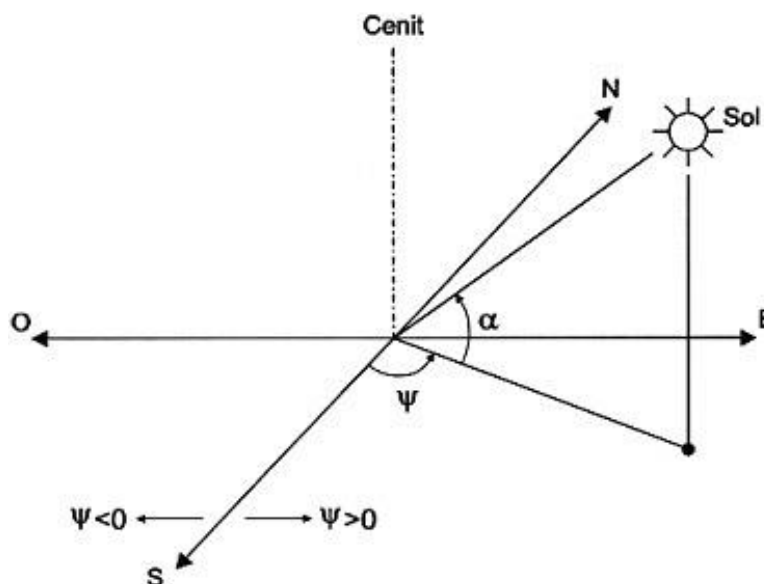


Figura 2.4 Altura y Azimut Solar

2.2.5 Irradiancia e Irradiación

Se conoce como Irradiancia a la potencia por metro cuadrado (kW/m^2) que incide sobre una superficie determinada de la tierra. La irradiación

por otro lado es la energía por metro cuadrado (kWh/m^2) que incide sobre dicha superficie.

2.2.6 La celda fotovoltaica

El dispositivo principal de un sistema fotovoltaico, el núcleo del mismo, es la celda fotovoltaica, la cual permite convertir la energía lumínica en electrones, basándose en el fenómeno fotoeléctrico: absorber partículas lumínicas (fotones) y emitir electrones. Cuando estos electrones son capturados se produce la corriente eléctrica que permite utilizarla como fuente de energía.

Este fenómeno solo ocurre en materiales semiconductores que son expuestos a la luz solar. Cuando el material absorbe un fotón se desprende un electrón del material, creando un hueco en el átomo excitado, el cual encuentra otro hueco para llenarlo. La celda fotovoltaica es construida con una unión p-n de tal forma que se cree un campo eléctrico permanente, de esta forma los electrones son forzados a ir de un extremo a otro del material, como una batería. En resumen se puede decir que la célula fotovoltaica equivale a una fuente generadora en serie con un diodo. [9]

Para poder tener una célula fotovoltaica práctica para su uso, se añaden terminales eléctricos a la misma para extraer la energía que produce y se adicionan capas protectoras que permiten el paso de luz solar pero

la aísla del ambiente. Esta capa protectora usualmente viene con una lámina anti reflectante. También se añaden diversos elementos electrónicos que aumentan la eficiencia de la celda y protegen a la misma de mal funcionamientos.

2.3 ELEMENTOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

Los sistemas fotovoltaicos tienen una amplia variedad de aplicaciones tales como en el espacio, en embarcaciones navales, en los sistemas de telecomunicaciones, cargadores de baterías, entre otros, lo que lleva a pensar muy bien cómo será su diseño según la necesidad y la disponibilidad que se requiere, en algunas aplicaciones como en el sistema fotovoltaico conectada a red la cual son de mucho interés hoy en día, se puede generar mucho más que en un sistema fotovoltaico aislado. Sin embargo, en países donde hay propietarios que residen en zonas remotas y de difícil acceso optan por instalar sistemas fotovoltaicos autónomos ya que la empresa que les provee el servicio eléctrico no llega hasta estos lugares.

Son muchos factores que inciden en el diseño de una instalación de un sistema fotovoltaico y de igual manera en la elección de los componentes que tendrá el diseño, a continuación se va a revisar varios conceptos y componentes que se debe tener para una correcta elección del mismo.

2.3.1 Generador fotovoltaico

Cada módulo fotovoltaico posee un voltaje y una intensidad de corriente propia según las características de fábrica, estas no siempre van a satisfacer la necesidad del diseño, por lo que es necesario agrupar varios módulos fotovoltaicos para conseguir los valores nominales del sistema, es decir dimensionar el arreglo de los paneles fotovoltaicos para crear la unidad generadora y obtener la potencia requerida.

Al momento de realizar la agrupación de los módulos fotovoltaicos se debe tener en cuenta de que estos sean iguales es decir que tengan las mismas características y de ser posible que sean del mismo fabricante.

Para obtener la potencia requerida los módulos fotovoltaicos se conectan en serie y/o paralelo, si se los conecta en serie se eleva la tensión del generador según el número de módulos que se conecte de esta manera, esta se puede aumentar de 12 V a 24 o 48 V.

La conexión en serie de los módulos fotovoltaicos se la realiza conectando el terminal positivo de un módulo con el negativo del módulo siguiente como se muestra en la Figura 2.5, si el sistema no requiere de excesivas corrientes es preferible conectarlos en serie de esta manera la sección de los conductores será menor. [11]

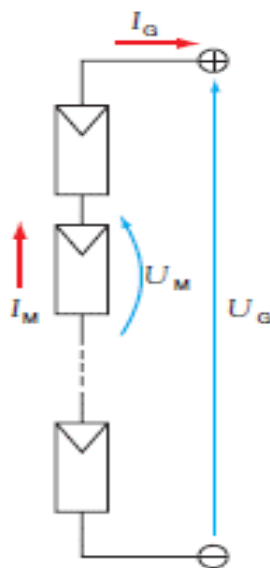


Figura 2.5 Conexión serie de celdas fotovoltaicas

La conexión de los módulos fotovoltaicos en paralelo se la realiza para aumentar la intensidad de corriente del sistema y esta será igual al número de módulos conectados multiplicada por la corriente nominal de un módulo, esta conexión se la realiza conectando el terminal positivo de todos los módulos y de igual manera el terminal negativo y así obtener un solo terminal positivo y negativo siendo estos el de la unidad de generación, tal como lo indica la figura 2.6.

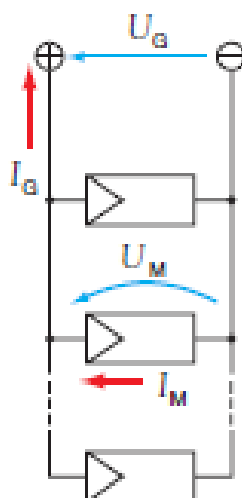


Figura 2.6 Conexión paralelo de celdas fotovoltaicas

Una vez revisada las formas de conexión se determina que la tensión del generador fotovoltaico está dada por los módulos conectados en serie o también llamado rama y la intensidad de corriente del generador por el número de ramas conectadas en paralelo, de esta manera se consigue obtener la potencia requerida para el diseño, como se observa en la figura 2.7 una vez conectados los módulos fotovoltaicos en serie y paralelo se puede decir que el arreglo fotovoltaico se ha dimensionado.

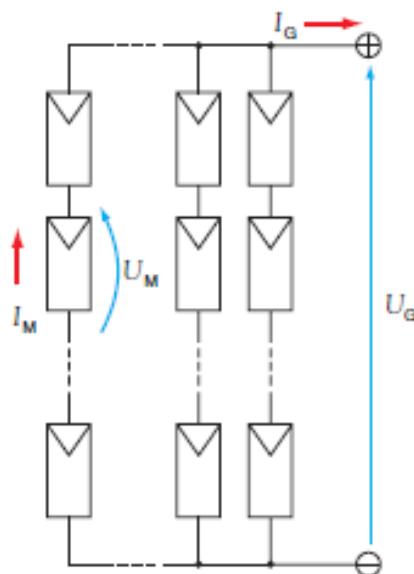


Figura 2.7 Conexión serie y paralelo de celdas fotovoltaicas

Cada módulo que está conectado en este arreglo puede presentar variaciones de parámetros eléctricos estas se producen por las condiciones propias de fabricación lo que hace que no trabajen iguales y sumando las condiciones de clima, suciedad o ventilación produzcan un efecto negativo en la generación de energía eléctrica.

2.3.2 Sistema de almacenamiento con baterías

Las baterías o también llamadas acumuladores son un componente electroquímico capaz de transformar la energía potencial química en energía eléctrica útil.

El sistema de almacenamiento es un conjunto de baterías que almacenan la energía eléctrica que proviene de la generación

fotovoltaica para que pueda ser usada en periodos donde la radiación solar sea mínima o nula es decir por las noches.

Estos sistemas de almacenamiento se los usan generalmente para sistemas fotovoltaicos aislados ya que no cuentan con una fuente externa de servicio eléctrico, hoy en día también se usa los sistemas de almacenamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red ya que de esta manera se puede aliviar las cargas y por ende el consumo de la red eléctrica.

La batería está compuesta de dos conductores metálicos uno positivo y otro negativo que se encuentran sumergidos en un electrolito produciendo una reacción química al momento de carga o descarga. El número de celdas que tiene la batería determina el voltaje de operación del mismo. Las principales características de una batería son:

- Intensidad de descarga en Amperios hora(Ah)
- Profundidad de descarga
- Vida útil en ciclos

La capacidad de descarga (Ah) es la cantidad de electricidad que se puede extraer de una batería plenamente cargada durante una descarga completa en el tiempo que dure la misma. La potencia de una batería se define como la tasa máxima de carga y descarga. El tiempo de descarga es un factor muy importante para la capacidad de la

batería, si el tiempo de descarga es corto la capacidad de la batería disminuye, de lo contrario si es largo su capacidad va a aumentar.

La profundidad de descarga es el porcentaje de la capacidad nominal de la batería que se usa en un ciclo de carga o descarga, las baterías de ciclos superficiales no deben superar el 25 % de la capacidad nominal de las baterías mientras que las de ciclo profundo pueden ser descargadas hasta un 80 % de su valor nominal.

La vida útil es el número de veces que se produce una carga o descarga y se lo expresa en ciclos. Los factores más importantes que define la vida útil de las baterías son la profundidad de descarga y la temperatura, ya que se producen constantes ciclos de carga y descarga reduciendo la vida útil de la misma al igual que las altas temperaturas.

2.3.2.1 Tipos de Baterías

Existen muchos tipos de baterías diseñadas para distintas aplicaciones, básicamente se dividen en no recargables, en las cuales su reacción química se produce de manera irreversible teniendo una vida útil de un solo ciclo; y en recargables, la cual son las que se usan en sistemas fotovoltaicos ya que la reacción química que producen es reversible obteniendo muchos ciclos de carga y descarga dependiendo de su fabricación.

Las principales baterías disponibles que hay en el mercado son las de Plomo-Acido, Níquel-Cadmio, Níquel-Metal-Hidruro, Alcalinas Recargables de Magnesio (RAM), Iones de Litio; también hay otros tipos de tecnologías de baterías como Zinc-bromuro, Cloruro de Zinc, Magnesio-litio, Sodio-azufre e Hidruro-oxígeno pero estas son consideradas de muy baja eficiencia por ende son de poca relevancia en los sistemas fotovoltaicos.

2.3.2.2 Baterías de Plomo-Acido

Las baterías de plomo-acido son las más usadas en la actualidad por la industria fotovoltaica, vienen en varios tipos como:

- Ciclo Profundo y Superficial
- Gelificadas
- Cautiva o Electrolito Líquido
- Selladas o Abiertas
- Absorbent Glass Mat (AGM)

Las baterías reguladas por válvula de plomo-acido (VRLA) o selladas permiten que el gas de hidrógeno evolucione en exceso gracias a los convertidores catalíticos logrando que el oxígeno regrese al agua la mayor cantidad posible controlando la presión de la batería, este tipo de batería requiere de estrictos controles de carga pero de menor mantenimiento que las baterías abiertas.

Las baterías abiertas o también llamadas de electrolito inundado tienen una gran cantidad de este mismo líquido y un excesivo gaseado para reducir la estratificación del electrolito, este tipo de baterías deben estar colocadas en un lugar bien ventilado para evitar la acumulación de gases de hidrogeno.

Las baterías de vidrio absorbente o como sus siglas en ingles la denominan AGM tienen una delgada lamina de fibra de vidrio comprimida que contiene el ácido de la batería, tienen una resistencia interna muy baja por lo que su auto descarga es muy reducida y permiten entregar corrientes muy altas, incluso puede trabajar en ciclos de descarga profunda, y tienen un tiempo de vida prolongado.

Las placas con las cual se fabrican estas baterías son principalmente de plomo, calcio y antimonio.

- Las placas de plomo puro son de mucho cuidado debido a la fragilidad del material al dañarse fácilmente, sin embargo tienen bajas tasas de auto descarga y un tiempo de vida útil mayor.
- Las placas de calcio proporcionan rigidez en la batería, su costo inicial es menor que el de placas de plomo pero no son adecuadas para descargas profundas repetidas y tienen una vida útil un poco más corta, este tipo de placas se los usa en baterías tipo VRLA.

- El uso de estas placas están generalmente disponibles en la clase de baterías abiertas debido a la alta tasa de uso de electrolitos y la consiguiente necesidad de rellenado con regularidad.

Este tipo de baterías operan en el potencial constante o también conocido como modo flotante y en el modo cíclico, muchas baterías en el periodo de tiempo de estado de baja carga provocan que los cristales de sulfato crezcan en las paredes de las placas reduciendo la eficiencia de la batería, este proceso es conocido como sulfatación, y para reducir este efecto se debe limitar los niveles de descarga de hasta un máximo de 50 %.

Las sobrecargas en un largo periodo de tiempo son un problema para este tipo de baterías ya que puede conducir a pérdidas de electrolito y derramamiento del mismo, aunque en periodos cortos de tiempo es bueno debido a que causa gasificación el cual agita los electrolitos previniendo la concentración de materiales en las regiones inferiores de la batería.

Las características de carga de una batería AGM típica utilizada en sistemas fotovoltaicos se muestran en la figura 2.8. [13]

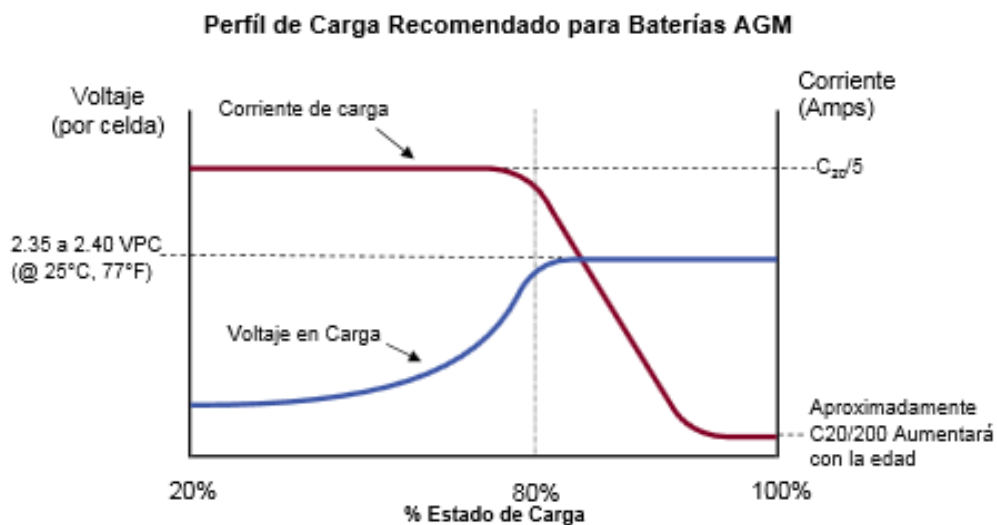


Figura 2.8 Perfil de carga para baterías AGM

2.3.2.3 Sistemas de almacenamiento en SFVCR.

En los sistemas fotovoltaicos residenciales es común que la energía producida no concuerde con el consumo real de la vivienda, por lo que los excesos generados deben ser vertidos a la red y en caso de escasez de producción se debe recurrir a esa red para suplir el faltante. El problema es que a medida que se genera más energía solar en sistemas de generación distribuida, más difícil es mantener la estabilidad de la red. [14]

Como consecuencia de esta situación el almacenamiento de la energía se vuelve una herramienta indispensable para mantener las fluctuaciones de energía en la red dentro de límites razonables.

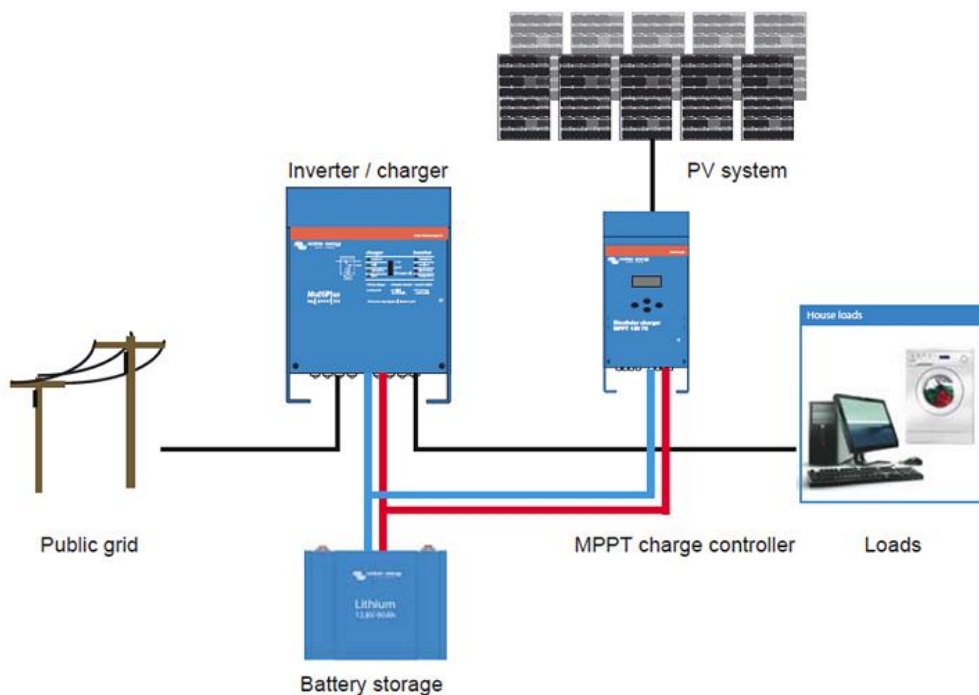


Figura 2.9 SFCR con sistema de almacenamiento de energía.

En este tipo de configuraciones, el sistema de almacenamiento (usualmente por baterías) se puede recargar con la energía proveniente del arreglo fotovoltaico por medio de un controlador MPPT, o con la energía de la red, a través de un inversor-cargador diseñado para esta función.

2.3.3 Regulador de carga

Los reguladores de carga o también llamados controladores de carga son necesarios en el sistema fotovoltaico para proteger las baterías y evitarle algún daño mediante la limitación de los niveles de carga y descarga. Con esto el regulador de carga puede desconectar al

generador de la batería o bien derivar la corriente del generador hacia otro lugar.

El regulador debe estar configurado para trabajar al voltaje máximo permitido por el generador fotovoltaico, en caso de que el voltaje sea mayor al configurado el controlador suspenderá la carga o regulará la corriente que entrega a la batería. De la misma manera cuando el regulador detecta un bajo voltaje desconecta la carga para no afectar la capacidad de las baterías evitando que se descarguen totalmente.

El regulador trabaja principalmente en base a dos topologías la de derivación y la de serie.

Los reguladores que trabajan en derivación usan un dispositivo de estado sólido el cual fija el voltaje de la batería en un nivel para disipar el exceso de alimentación que se produzca en el generador fotovoltaico, también se coloca un diodo de bloqueo entre la batería y el interruptor para evitar cortocircuitar la batería tal como se muestra en la figura 2.9. El regulador de derivación consume poca energía cuando la carga o la batería usan la alimentación que provee los paneles fotovoltaicos. [8]

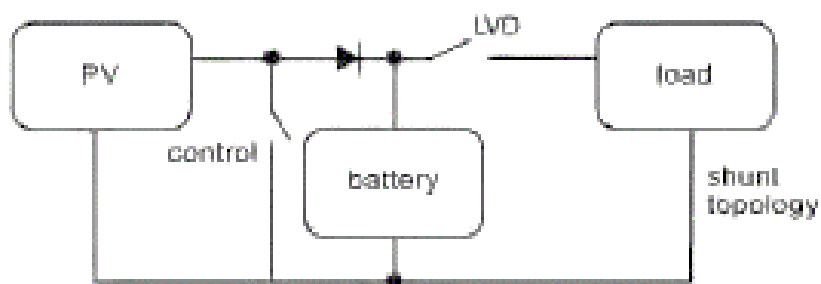


Figura 2.10 Regulador de topología en derivación

Los reguladores de topología serie controlan la corriente del arreglo fotovoltaico cuando un cierto voltaje preestablecido es alcanzado, existe un control el cual está ubicado en serie entre los paneles fotovoltaicos y la batería para poner en circuito abierto al generador fotovoltaico o aplicar un voltaje constante de salida mediante una resistencia variable, tal como se ilustra en la figura 2.10

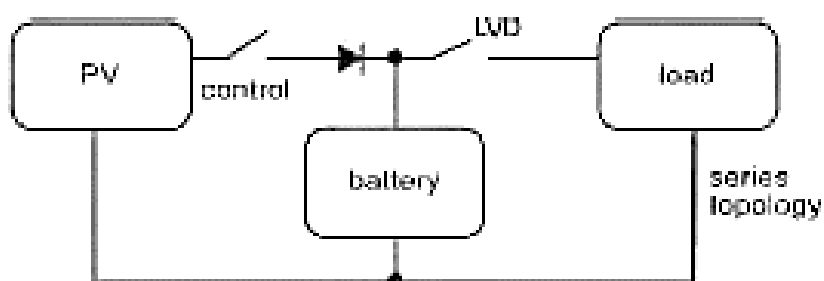


Figura 2.11 Regulador de topología en serie

Como se ha observado los reguladores poseen muchos elementos electrónicos incorporados, con lo cual logran una alta eficiencia, es por eso que algunos son equipados con seguidores del punto de máxima potencia en la que se busca que el regulador extraiga la máxima

potencia del generador fotovoltaico obligándolo a operar continuamente en estas condiciones.

2.3.4 Inversor

Debido a que la energía obtenida por los paneles fotovoltaicos es de corriente continua es necesario implementar dispositivos electrónicos para poder satisfacer las condiciones de la carga. Con el inversor se logra convertir la corriente continua en corriente alterna con las mismas características obtenidas de la red eléctrica. Los inversores usan dispositivos de conmutación para convertir la potencia DC a AC, de igual manera lo hace con el voltaje del sistema que normalmente es de 12,24 o 48 Vdc a 110 o 240 Vac para sistemas pequeños o a mayores voltajes para sistemas grandes y conectados a red.

Los inversores son capaces de suministrar tensión y frecuencia constantes, a pesar de las variaciones de la carga dentro de un rango limitado, y de suministrar o absorber potencia reactiva según la condición de la misma. La mayoría de los inversores están constituidos con transformadores de aislamiento que separan los circuitos de corriente continua y corriente alterna. [15]

Los inversores se suelen clasificar por su capacidad:

- Inversores ligeros, de hasta 10KW de salida, con o sin salida de control de frecuencia diseñados para alimentar equipos de poco consumo como televisores, computadoras, entre otros, pero de poca eficiencia debido a que generan ruido eléctrico.
- Inversores medios, de hasta 20KW de salida, en su mayoría diseñados con arranque y parada automático, adecuados para operar con una amplia gama de electrodomésticos.
- Inversores pesados, de hasta 60KW de salida, pueden trabajar con motores de inducción los cuales tienen una corriente muy alta.

Para la selección del inversor se debe considerar la forma de onda requerida por la carga y el consumo de energía en espera. La forma de onda para cargas de corriente alterna que se prefiere es de tipo sinusoidal, la cual es la que suministra la empresa eléctrica, sin embargo hay que tener en cuenta que muchos inversores o micro inversores producen ondas cuadradas o aproximaciones a ondas sinusoidales la cuales pueden generar problemas a ciertas cargas electrónicas instaladas debido al alto contenido de armónicos de frecuencia. Hoy en día existe una mayor disponibilidad de inversores de onda sinusoidal por lo que este problema se ha reducido.

Existen dos tipos de inversores que se utilizan en sistemas fotovoltaicos:

- Inversores de conmutación forzada o auto conmutada: son utilizados en sistemas autónomos en la cual se alimentan de la energía de corriente continua almacenada por el sistema de baterías y generan corriente alterna mediante conmutación forzada pudiendo ser de onda cuadrada o por modulación de ancho de pulso
- Inversores conmutados por la red: estos inversores se llaman así debido a que es la red la que determina el estado de conmutación de los dispositivos electrónicos logrando operar como una fuente de corriente a la misma fase y frecuencia que la red.

Los inversores conectados a la red se los puede clasificar de diferentes formas. De acuerdo al número de fases puede ser monofásico o trifásico y también al tipo de configuración del sistema como: inversor centralizado, inversor de cadena e inversor multicadena. [16]

- El inversor centralizado es aquel que controla todo el arreglo de los paneles fotovoltaico, este sistema es simple y de inversiones económicas para su obtención y mantenimiento. Esta topología es limitada cuando hay presencia de sombras parciales porque limita el aprovechamiento óptimo de los paneles.

- El inversor de cadena está representado por un grupo de inversores en la cual uno de ellos está conectado a un cierto número de paneles, a partir de esta configuración se obtiene un rendimiento mayor a la del inversor centralizado reduciendo las perdidas producto de las sombras.
- El inversor multi-cadena es la combinación del inversor centralizado y la de cadena al permitir la conexión de varias cadenas agrupadas ya sea por orientación, inclinación o potencias diferentes. En la salida de estas cadenas se conecta a una entrada específica controlada por un seguidor de máxima potencia para luego conectarla al inversor y el lado de corriente alterna del inversor se conecta a la red para tener la función de un inversor centralizado obteniendo un rendimiento altamente eficiente.

2.3.5 Sistema de Soporte

El tipo de montaje que se va a implementar para un conjunto fotovoltaico es considerado uno de los pasos más importantes que tiene esta tecnología fotovoltaica ya que de realizarlo correctamente se tiene una mayor producción de la energía al aprovechar al máximo la radiación solar y un bajo costo por mantenimiento del mismo.

Las instalaciones de paneles fotovoltaicos pueden ser fijas a un ángulo apropiado para el sitio o con un sistema rastreador, el cual puede ser de movimiento automático o manual en uno o dos ejes, para receptor la mayor radiación posible.

En los sistemas instalados a nivel residencial se suele usar un montaje de techo en la cual se deja un espacio mínimo de 7cm por debajo de los módulos para que el aire pueda fluir alrededor de los mismos sin ningún problema y así permitir que no se sobre calienten los módulos optimizando el funcionamiento de los mismos. [8]

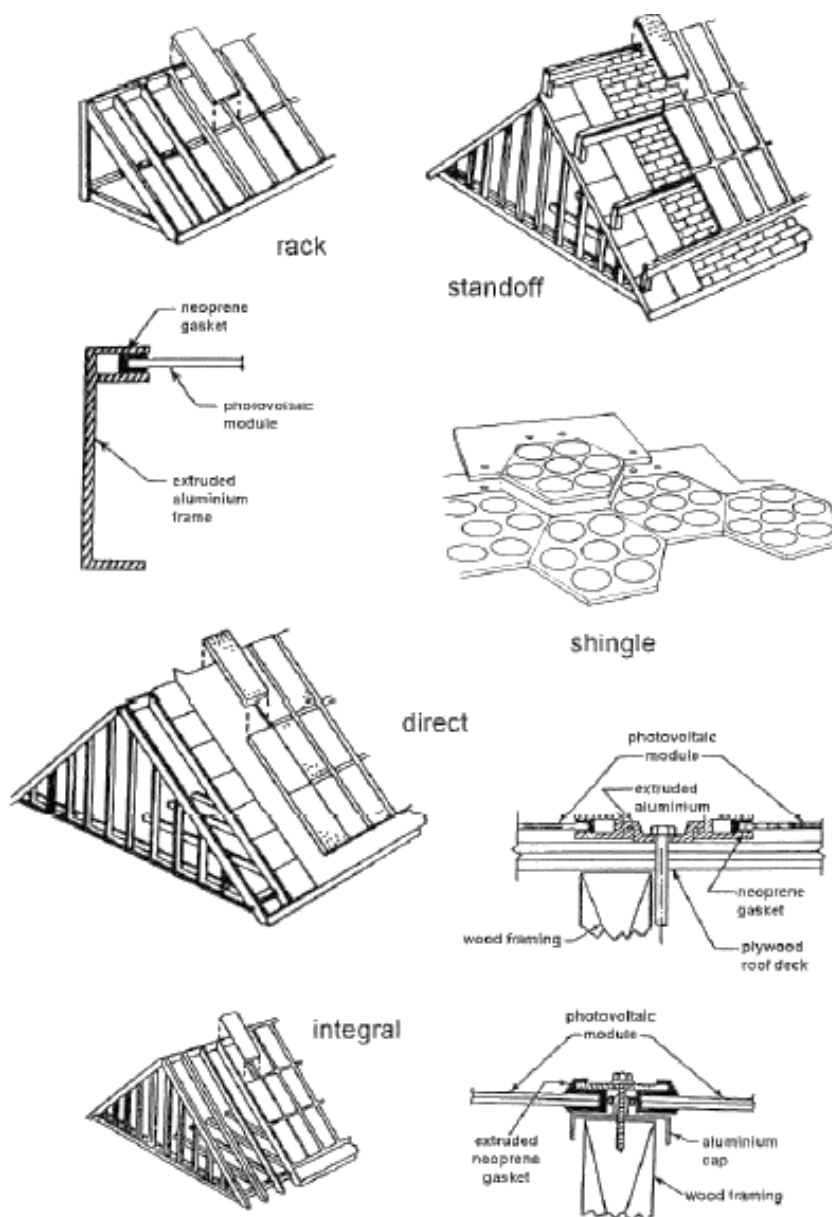


Figura 2.12 Sistemas de soporte en tejados

Los módulos se montan en estructuras sobre el techo de la vivienda, en una posición a la que no se vea afectada por sombras de árboles o de alguna otra edificación, el montaje en la azotea ofrece un mejor aspecto, más seguro y económico.

Entre los materiales con lo que se suele fabricar estas estructuras tenemos:

- Aluminio; este material es ligero y resistente a la corrosión, fácil de trabajar al ser compatible con la mayoría de los marcos de los módulos fotovoltaicos.
- Hierro; se corroe fácilmente si no está galvanizado y lentamente si lo está, pero se puede soldar con facilidad.
- Acero Inoxidable; resistente por muchos años, tiene un alto costo y es muy bueno para entornos salinos.
- Madera; fácilmente disponible, tiene un costo muy bajo, necesita de tratamiento para conservarse y no adecuado para ambientes húmedos.

CAPÍTULO 3

DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

En este capítulo se va a describir el procedimiento y los cálculos que se llevaron a cabo para dimensionar correctamente un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFVCR) de distribución en una vivienda en la ciudad de Guayaquil. El dimensionamiento se lo realizó tomando en cuenta las normas técnicas ecuatorianas vigentes y en casos donde esta norma no lo especificaba se utilizaron normas internacionales. Finalmente se validaron los resultados obtenidos con los cálculos por medio de un software de diseño fotovoltaico.

3.1 UBICACIÓN Y ESTRUCTURA DE LA VIVIENDA

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico se lo realizó para una vivienda localizada al norte de la ciudad de Guayaquil, en la ciudadela Los Sauces. Se seleccionó esta vivienda ya que en donde se encuentra ubicada todas las edificaciones alrededor son de menor o igual tamaño que esta, lo que evitaría dar lugar a sombras en el tejado, espacio físico

donde se recomienda la instalación de los paneles, y que estos lleguen a afectar en la eficiencia del sistema.

En la Figura 3.1 se puede observar la ubicación de la vivienda, y sus coordenadas se muestran en la Tabla 1

Tabla 1 Coordenadas geográficas de la vivienda

Punto	Latitud	Longitud
1	-2.13355	-79.8949
2	-2.13347	-79.8948
3	-2.1334	-79.8949
4	-2.13347	-79.895



Figura 3.1 Ubicación geográfica de la vivienda.

La construcción de la vivienda es de hormigón armado y mampostería con cubierta de planchas de eternit, posee una dimensión a nivel del suelo de 10.40 m x 17.20 m y la orientación de la fachada con respecto al norte polar es de 50° hacia el este.

La distribución interior de la vivienda se puede apreciar en la Figura 3.2.



Figura 3.2 Distribución Interior de la Vivienda

Los paneles serán instalados en la cubierta de la vivienda, la misma que tiene una distribución con 2 pendientes con inclinación de 10° según se muestra en la Figura 3.3.

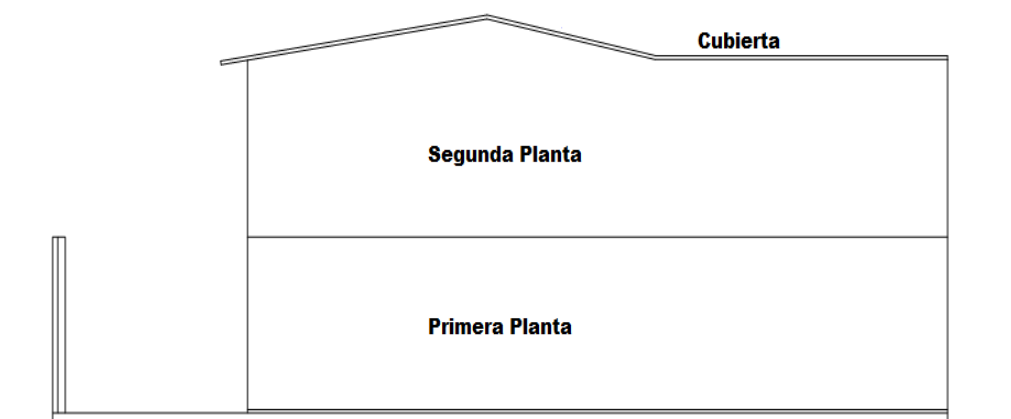


Figura 3.3 Distribución de pendientes en la cubierta la vivienda

3.2 DESCRIPCIÓN DE LA CARGA

Previo a la realización de cálculos para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica se realizó el levantamiento de las cargas que posee la vivienda, lo que incluyó todos los artefactos eléctricos que esta posee para verificar cual es el consumo energético diario de la misma.

En la Tabla 2 se muestra una lista de todos los artefactos que tiene la vivienda con la potencia nominal que posee cada uno de ellos, se puede verificar que la vivienda tiene una potencia total de 5600 W, cabe recalcar que el método de dimensionamiento de un sistema fotovoltaico se fundamenta en el balance energético por lo que se debe tomar en cuenta no solo la potencia sino también la energía que consume la vivienda en un lapso de tiempo determinado que en este caso será de 1 día.

Para calcular el consumo energético diario de la vivienda se debe estimar cuantas horas al día se utilizan cada uno de los artefactos eléctricos de la vivienda y multiplicar este valor por su potencia nominal. Al sumar todas las contribuciones se obtiene el consumo en Wh/día, tal como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2 Estimación del consumo energético diario de la vivienda

Descripción	Cantidad	Potencia Unitaria (W)	Potencia Total (W)	Ciclo Diario (horas/día)	Consumo Energético (Wh/día)
Bomba	1	370	370	0.5	185
Refrigeradora	1	600	600	2	1200
Microondas	1	1200	1200	0.5	600
Plancha	1	1200	1200	0.25	300
Televisor	4	50	200	2	400
Lavadora	1	550	550	0.5	275
Acondicionador de Aire	1	1000	1000	3	3000
Luminarias	16	30	480	4	1920
TOTAL	-	-	5600.00	-	7880.00

Se puede observar que la vivienda tiene un consumo energético diario de 7880 Wh/día, lo que equivale a 236.4 kWh mensual. Este último valor representa la cantidad de energía que debe ser suministrada durante un día por los paneles fotovoltaicos a dimensionar.

Es importante notar que la Tabla 2 representa sólo un consumo aproximado del consumo y que, para dimensionar el sistema fotovoltaico de manera que se ajuste mejor al consumo real, se debe obtener un perfil del consumo durante todo el año. Para tal efecto se puede tomar en

consideración el historial de consumo del último año de la vivienda, información que puede ser provista por la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil. En la Figura 3.4 se puede observar la energía tarifada por la empresa eléctrica mensualmente para dicha vivienda durante el año 2014. Se puede observar que el mes donde hubo mayor consumo fue en enero y el mes donde hubo menor consumo fue en agosto, y que el consumo promedio anual fue de 233.50 kWh que coincide con nuestra estimación realizada en la Tabla 3.2.

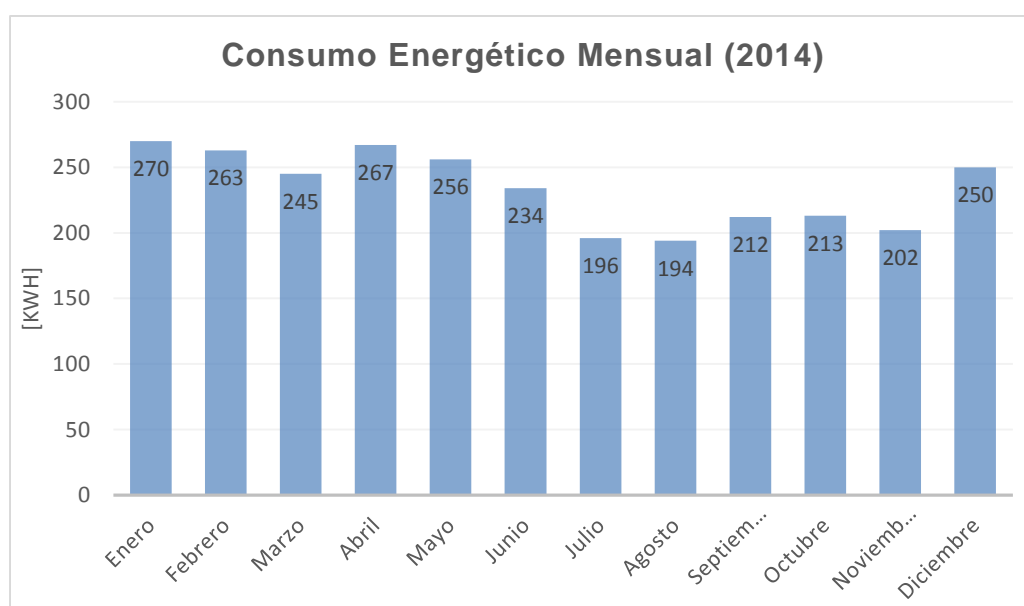


Figura 3.4 Consumo energético mensual facturado a la vivienda

Una vez hecho este cálculo se puede definir, como una primera aproximación, el voltaje de diseño (V_D) del sistema fotovoltaico. Lo más recomendable es que a medida que la potencia instalada de la vivienda

sea mayor, el voltaje de diseño debe serlo también. Una estimación bastante buena es la que se presenta en la Tabla 3 [17].

Tabla 3 Selección del voltaje de diseño

Potencia de la Instalación	Voltaje de Diseño
$P < 400 \text{ Wp}$	12 Vdc
$400 \text{ Wp} < P < 5000 \text{ Wp}$	24 o 48 Vdc
$P > 5000 \text{ Wp}$	48 - 110 Vdc

Según la referencia consultada, para una potencia instalada de 5600 W se recomienda el uso de un nivel de voltaje de 48 Vdc, sin embargo para este diseño se decidió dividir la instalación en dos grupos separados de 2800 W, debido a que las cargas eléctricas de la vivienda, al estar conectadas a un sistema monofásico a 3 hilos 120 Vac – 0 – 120 Vac, también se encuentran divididas. Esto nos permite seleccionar un voltaje de diseño de 24 Vdc.

Esta separación de las cargas, como se verá en la sección 3.8, junto con la selección adecuada del inversor permitirá alimentar cargas que operan a un nivel de voltaje de 240 Vac.

3.3 DETERMINACIÓN DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE

El segundo paso para dimensionar el sistema fotovoltaico es la determinación del recurso solar disponible en la locación donde se va a realizar la instalación, ya que el sistema deberá usarlo para satisfacer la

demanda energética de la vivienda. En la actualidad existen diversas fuentes confiables a la que se puede recurrir para tener la información de la radiación solar de cualquier parte del mundo. En nuestro caso se obtuvo esta información de la página conjunta de la NASA y del Atmospheric Science Data Center [18]

En la Tabla 4 y la Figura 3.5 se muestran los niveles de radiación solar mensual para la ciudad de Guayaquil obtenidos de la página mencionada. Para obtener los datos correspondientes a la ciudad de Guayaquil se ingresaron las coordenadas geográficas correspondientes a la vivienda (Tabla 1). Se puede observar que la radiación mensual promedio en la ciudad de Guayaquil no varía mucho a lo largo del año aunque en los primeros y últimos meses del año la insolación es mayor que a mitad de año.

Los datos de Tabla 4 representan la insolación únicamente en superficies horizontales. En el caso de que los paneles o la superficie de soporte sean inclinadas estos valores se deben recalcular según el grado de inclinación existente.

Tabla 4 Insolación diaria en la ciudad de Guayaquil.

	Insolación diaria $\left[\frac{kWh}{m^2 * día} \right]$
Enero	4.49
Febrero	4.59
Marzo	5.04
Abril	4.91
Mayo	4.51
Junio	4.18
Julio	4.01
Agosto	4.5
Septiembre	4.74
Octubre	4.51
Noviembre	4.72
Diciembre	4.71

Si bien este cálculo es complicado, se puede hacer uso de tablas para encontrar el valor de la radiación mensual sobre una superficie inclinada aplicando la siguiente ecuación. [5]

$$\bar{H}_T = k * \bar{H} \quad (3.1)$$

Donde:

\bar{H} y \bar{H}_T : son la media mensual diaria de radiación sobre una superficie horizontal y sobre una superficie inclinada respectivamente.

k : es un factor que depende de la latitud, la inclinación de la superficie y de la época del año.

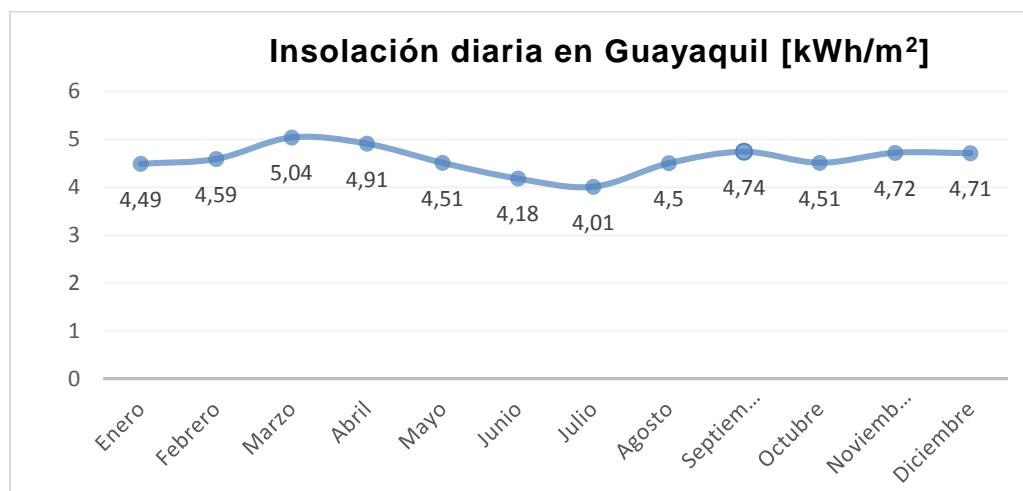


Figura 3.5 Insolación diaria en la ciudad de Guayaquil

En la Tabla 5 se muestran los valores del factor k previamente calculados para los diferentes meses del año y diferentes grados de inclinación de superficie para una latitud de -3° que aproximadamente corresponden a la ciudad de Guayaquil [5].

Tabla 5 Factores k para corrección de la insolación.

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0.97	0.98	1	1.02	1.03	1.03	1.02	1.01	1	0.98	0.97	0.97
10	0.93	0.96	0.99	1.03	1.05	1.05	1.04	1.02	0.99	0.96	0.94	0.93
15	0.89	0.93	0.98	1.03	1.06	1.06	1.05	1.02	0.98	0.93	0.89	0.88
20	0.84	0.89	0.96	1.02	1.06	1.07	1.05	1.02	0.96	0.9	0.85	0.83
25	0.79	0.85	0.93	1.01	1.06	1.07	1.05	1	0.94	0.86	0.79	0.77
30	0.73	0.8	0.9	0.99	1.05	1.07	1.04	0.98	0.9	0.81	0.74	0.7
35	0.66	0.75	0.86	0.97	1.04	1.05	1.02	0.96	0.87	0.76	0.67	0.63
40	0.59	0.69	0.82	0.94	1.02	1.04	1	0.93	0.82	0.7	0.6	0.56
45	0.52	0.63	0.76	0.9	0.99	1.01	0.97	0.89	0.77	0.64	0.53	0.49
50	0.44	0.56	0.71	0.85	0.95	0.98	0.94	0.85	0.72	0.58	0.46	0.41
55	0.37	0.49	0.65	0.81	0.91	0.94	0.9	0.8	0.66	0.51	0.38	0.32
60	0.28	0.41	0.58	0.75	0.87	0.9	0.85	0.75	0.6	0.44	0.3	0.24
65	0.2	0.34	0.52	0.69	0.81	0.85	0.8	0.69	0.54	0.36	0.22	0.16
70	0.12	0.26	0.44	0.63	0.76	0.79	0.75	0.63	0.47	0.29	0.14	0.12
75	0.1	0.18	0.37	0.56	0.69	0.73	0.69	0.57	0.4	0.21	0.12	0.11

3.4 DETERMINACIÓN DE LA INCLINACIÓN ÓPTIMA

Existen diferentes métodos que se basan en el balance energético para determinar que inclinación es la más adecuada para los paneles fotovoltaicos. La estrategia más usada es la que hace referencia al peor mes del año, esto es dimensionar el sistema de tal manera que el recurso solar abastezca la demanda de la carga aún en los meses donde la relación radiación/consumo sea la más baja.

Para este cálculo se representará el consumo diario (E_T) en su equivalente en Ah/día, ya que el voltaje de diseño es constante, y la

insolación se expresará en su equivalente en horas solares pico (HSP). De esta manera se define la corriente de diseño como la corriente que deberá suministrar el arreglo fotovoltaico para unas condiciones específicas de demanda energética y energía radiante disponible, la cual se puede calcular según la siguiente ecuación:

$$I_D = \frac{E_T}{HSP} \quad (3.2)$$

Esta corriente se calcula mensualmente para diferentes grados de inclinación corrigiendo los valores de insolación usando los factores k de la Tabla 5. Además hay que tener en cuenta las pérdidas que existirán en los diferentes elementos del sistema, esto es cables, baterías e inversor. En la Tabla 6 se muestran valores típicos de la eficiencia que tienen estos elementos.

Tabla 6 Eficiencia de los elementos del sistema fotovoltaico.

Eficiencia Inversor (η_{inv})	Eficiencia Cables (η_{cab})	Eficiencia Baterías (η_{bat})
0.95	0.98	0.86

Con estos valores se calcula el consumo real del sistema considerando las eficiencias del cableado, inversor y baterías mediante la siguiente ecuación.

$$E_T = \frac{\left(\frac{E_{DC}}{\eta_{bat}} + \frac{E_{AC}}{\eta_{bat}\eta_{inv}} \right)}{\eta_{cab}} \quad (3.3)$$

Donde:

E_T : es el consumo energético corregido del sistema.

E_{DC} , E_{AC} : son los consumos energéticos de las cargas DC y AC.

η_{bat} , η_{inv} , η_{cab} : son las eficiencias de la batería, inversor y cableado respectivamente.

En la Tabla 7 se presentan los consumos mensuales corregidos en Ah/día obtenidos de multiplicar el voltaje base a la ecuación 3.3.

Tabla 7 Corrección de los consumos mensuales

	Consumo [kWh/mes]	Consumo Corregido [Ah/día]
Enero	270	468.36
Febrero	263	456.22
Marzo	245	425.00
Abril	267	463.16
Mayo	256	444.08
Junio	234	405.92
Julio	196	340.00
Agosto	194	336.53
Septiembre	212	367.75
Octubre	213	369.49
Noviembre	202	350.41
Diciembre	250	433.67

Los resultados de la determinación de la mejor inclinación se resume en la Tabla 8, donde se puede observar que la inclinación más óptima es la totalmente horizontal con una corriente de diseño de 104.31 A.

Debido a que el techo de la vivienda donde se instalarán los paneles tiene una inclinación de 10 grados, se prefiere esta inclinación para el diseño ya que esto permitirá simplificar la estructura de soporte de los paneles [17].

Tabla 8 Selección de la inclinación óptima de los paneles

	Corriente de diseño (A)				
	0 grados	5 grados	10 grados	15 grados	20 grados
Enero	104.31	107.54	112.16	117.21	124.18
Febrero	99.39	101.42	103.54	106.88	111.68
Marzo	84.32	84.32	85.18	86.05	87.84
Abril	94.33	92.48	91.58	91.58	92.48
Mayo	98.47	95.6	93.78	92.89	92.89
Junio	97.11	94.28	92.48	91.61	90.76
Julio	84.79	83.12	81.53	80.75	80.75
Agosto	74.78	74.04	73.32	73.32	73.32
Sept.	77.58	77.58	78.37	79.17	80.82
Octubre	81.93	83.6	85.34	88.09	91.03
Nov.	74.24	76.53	78.98	83.41	87.34
Dic.	92.07	94.92	99	104.63	110.93
Id Máxima Mensual	104.31	107.54	112.16	117.21	124.18

3.5 CÁLCULO DEL NÚMERO DE PANELES

El cálculo del número de paneles requeridos también se lo realizará considerando balance energético. Si se considera que el panel a instalar tiene una potencia pico P_p , el número total de paneles N_p deberá cumplir la siguiente ecuación:

$$E_T = HSP * P_p * N_p \quad (3.4)$$

En el mercado ecuatoriano existe una gran variedad de proveedores de paneles solares. Una de las marcas que más se ha introducido es Yingli Solar, de la cual se presentan las características principales de algunos de sus modelos en la Tabla 9.

Tabla 9 Parámetros eléctricos de paneles solares marca Yingli Solar

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS							
Parámetros eléctricos para STC							
Tipo de Módulo			YL250P-29b	YL245P-29b	YL240P-29b	YL235P-29b	YL230P-29b
Potencia de salida	P_{max}	W	250	245	240	235	230
Tolerancia	ΔP_{max}	W			-0 / +5		
Eficiencia del módulo	η_m	%	15,3	15,0	14,7	14,4	14,1
Tensión en P_{max}	V_{mpp}	V	30,4	30,2	29,5	29,5	29,5
Intensidad en P_{max}	I_{mpp}	A	8,24	8,11	8,14	7,97	7,80
Tensión en circuito abierto	V_{oc}	V	38,4	37,8	37,5	37,0	37,0
Intensidad en cortocircuito	I_{sc}	A	8,79	8,63	8,65	8,54	8,40

STC: 1000 W/m² Irradiancia, 25°C Tmódulo, AM 1,5 distribución espectral según EN 60904-3
Reducción media de la eficiencia relativa de 5% a 200 W/m² según EN 60904-1

De esta tabla se selecciona el modelo YL240P-29b para esta aplicación ya que su relación precio/potencia se considera la más factible para la aplicación que estamos diseñando.

Aplicando la ecuación descrita anteriormente se comprueba que el número de paneles requeridos para cubrir la demanda de la vivienda es de doce. A partir de este resultado se calcula el número de paneles en serie y en paralelo del arreglo. El número de paneles en serie debe ser tal que el voltaje del arreglo sea el mismo al voltaje de diseño 24 Vdc, mientras que el número de paneles en paralelo debe ser tal que cumpla con la capacidad dimensionada, según las ecuaciones siguientes:

$$N_{PS} = \frac{V_D}{V_p} \quad (3.5)$$

$$N_{PP} = \frac{N_P}{N_{PS}} \quad (3.6)$$

Donde:

N_{PS} : Es el número de paneles en serie.

N_{PP} : Es el número de paneles en paralelo.

V_D : Es el voltaje de diseño escogido para el sistema.

V_p : Es el voltaje de fábrica del panel.

Aplicando estas fórmulas al dimensionamiento del sistema se obtiene que el número de paneles en serie requerido es de 1, mientras que el número de paneles en paralelo necesarios es de 12. Los resultados se resumen en la Tabla 10.

Tabla 10 Dimensionamiento del número de paneles

Corriente de diseño (A)	Horas Sol Pico Diseño (h)	Potencia Pico de Diseño (Wp)	Potencia Nominal del Módulo (Wp)	Total de Módulos requeridos
112,16	4.18	2691.94	240	12
Voltaje Nominal Sistema DC (Vdc)	Voltaje Nominal del Módulo (Vdc)	Módulos en Serie requeridos	Módulos en Paralelo requeridos	Módulos escogidos para el sistema
24	24	1	12	12

De estos 12 paneles se van a obtener dos arreglos iguales de 6 paneles cada uno, con una potencia pico de 1440 Wp, como se muestra en la Figura 3.6.

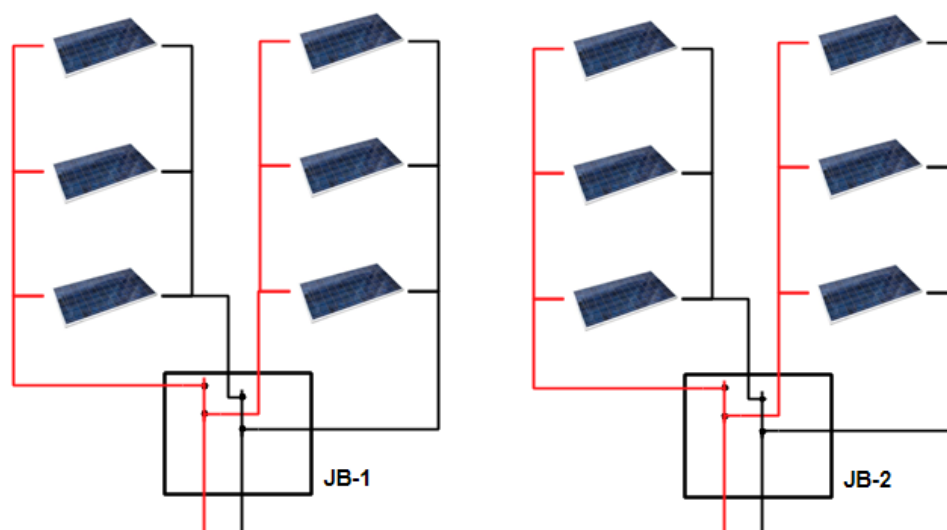


Figura 3.6 Conexión del arreglo fotovoltaico

3.6 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO A BATERÍAS

Para realizar el dimensionamiento del sistema de baterías se deben considerar los días de autonomía que se requiere y el régimen de descarga de las baterías a utilizarse, según el NEC-11, Capítulo 14, este debe ser de 20 horas con un máximo de profundidad de descarga de 60 %.

La capacidad que debe tener el sistema de baterías siendo D el número de días de autonomía y Pd la profundidad de descarga máxima se calcula con la siguiente fórmula:

$$Cb = \frac{E_T * D}{P_d} \quad (3.7)$$

Para calcular el régimen de descarga del sistema de baterías se define el tiempo de operación medio como el resultado de la relación entre la energía consumida diaria y la potencia instalada.

$$T_M = \frac{E_T}{P_T} \quad (3.8)$$

El régimen de descarga medio se calcula entonces con la ecuación siguiente.

$$R_D = \frac{T_M * D}{P_d} \quad (3.9)$$

En la Tabla 11 se resumen el cálculo del régimen de descarga de nuestro sistema.

Tabla 11 Determinación del régimen de descarga

Tiempo de operación medio (h)	Días de Autonomía	Máxima Profundidad de descarga (%)	Régimen de Descarga (horas)
2.01	1	60%	3.35

Para este diseño se han considerado baterías selladas tipo AGM de la marca Trojan que es una de las marcas más usadas a nivel local para instalaciones fotovoltaicas. En la Tabla 12 se encuentran las características principales de esta batería, en la que se observa la capacidad de la misma para diferentes regímenes de descarga. De esa lista se selecciona el modelo 31-AGM.

Tabla 12 Características de las baterías Trojan

TAMAÑO DEL GRUPO BCI	TIPO	VOLTAJE	CAPACIDAD ^a Amp-Hora (AH)				ENERGÍA (kWh)		BORNE predeterminado	DIMENSIONES ^b Pulgadas (mm)			PESO lb (kg)
			Tasa de 5 h	Tasa de 10 h	Tasa de 20 h	Tasa de 100 h	Tasa de 100 h	Longitud		Ancho	Altura ^c		
LÍNEA AGM – BATERÍAS DE VRLA DE CICLO PROFUNDO – 1,000 CICLOS A 50% DOD													
U1	U1-AGM	12 VOLT	29	31	33	34	0.408	13	7.78 (198)	5.20 (138)	6.75 (171)	27 (12)	
22	22-AGM	12 VOLT	43	47	50	52	0.624	13	8.96 (228)	5.49 (139)	8.04 (204)	40 (18)	
24	24-AGM	12 VOLT	67	70	76	84	1.01	6	10.77 (274)	6.84 (174)	8.62 (219)	54 (24)	
27	27-AGM	12 VOLT	77	82	89	99	1.19	6	12.05 (306)	6.84 (174)	9.32 (237)	64 (29)	
31	31-AGM	12 VOLT	82	92	100	111	1.33	6	13.73 (349)	6.80 (173)	9.16 (233)	69 (31)	
GC12	12-AGM	12 VOLT	112	127	140	144	1.72	13	13.54 (344)	6.76 (172)	10.88 (276)	100 (45)	

Para este caso el régimen de descarga más cercano es de 5 horas por lo que se dimensionará el número de baterías considerando una capacidad de 82 Ah.

Adicionalmente se va a considerar la corriente mensual promedio y no la máxima para el cálculo del número de baterías de forma que no se sobredimensione excesivamente el sistema de baterías. Esto debido a que este sistema fotovoltaico está conectado a la red, siendo esta otra fuente de respaldo. Por esta razón también se va a dimensionar con solo un día de autonomía.

En la Tabla 13 se presentan los resultados del cálculo del número de baterías considerando tanto la demanda máxima como la demanda promedio, en la que se puede observar una diferencia, en el número de

baterías de 4 unidades. Por lo tanto se puede determinar que si existe un ahorro en la cantidad de baterías que se requiere en este sistema considerando la corriente promedio.

Tabla 13 Cálculo del número de baterías

	Consumo (Ah/día)	Capacidad Sistema de Baterías	Capacida d Batería (Ah)	Bat. Paralelo	V. Bateria	Bat. en Serie
I Máxima	468.36	780.61	82	10	12	2
I Promedio	374.16	623.60	82	8	12	2

El número de baterías que se requieren en total es de 16, por lo que se usaran 8 para cada ramal. Debido a que el voltaje nominal de las baterías Trojan 31-AGM es de 12 Vdc y el voltaje del sistema es de 24 Vdc, se deberá colocar en cada grupo 2 baterías en serie y 4 en paralelo, tal como se muestra en la Figura 3.7.

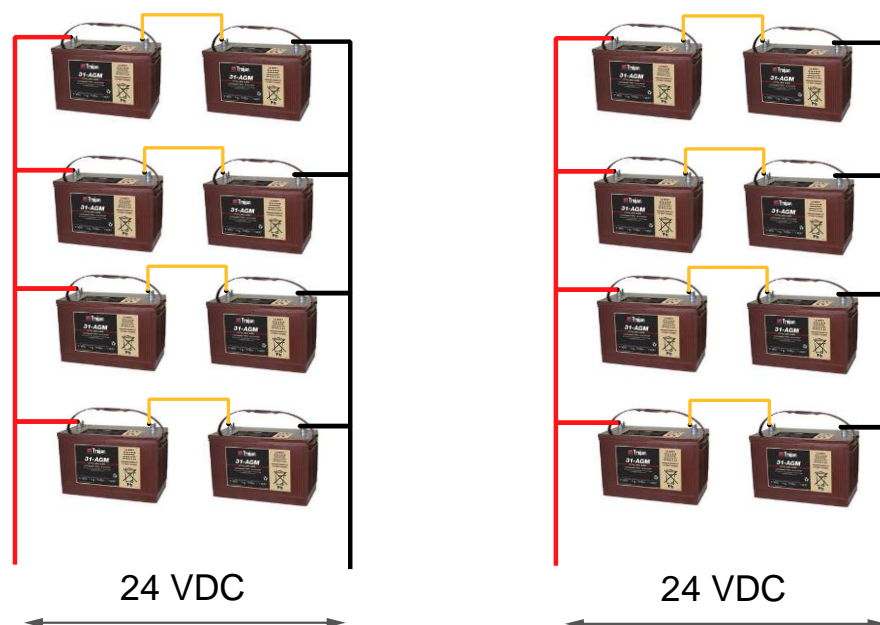


Figura 3.7 Conexión del sistema de almacenamiento con baterías

3.7 DIMENSIONAMIENTO DEL REGULADOR DE CARGA

Una vez dimensionado el sistema de almacenamiento con baterías es necesario seleccionar también el regulador de carga apropiado para el mismo. Los factores principales a considerar son: el voltaje de entrada del regulador, el voltaje del sistema de almacenamiento con baterías y la máxima corriente del generador fotovoltaico.

En lo que se respecta al voltaje de entrada del regulador, comercialmente se fabrican con un rango bastante amplio (5 a 150 Vdc) e incorporan funciones adicionales como la de seguidor de punto de máxima potencia (MPPT por sus siglas en inglés). Se debe verificar que el máximo voltaje

del arreglo de paneles fotovoltaicos (voltaje a circuito abierto, Voc) no supere el voltaje máximo de entrada del regulador.

Por otro lado el regulador se debe seleccionar de tal modo que se acople al voltaje de almacenamiento con baterías que en este caso es 24 Vdc. El regulador escogido tiene la ventaja de poder configurarse para diferentes voltajes de baterías (12, 24, 36 o 48 Vdc)

El regulador también debe ser capaz de controlar la máxima corriente del arreglo fotovoltaico, esto es la corriente de cortocircuito (Isc). Para esto usualmente se lo sobredimensiona un 25% por encima de esta corriente.

Tabla 14 Dimensionamiento del regulador de carga

Voc Sistema Fotovoltaico (Vdc)	Isc Sistema Fotovoltaico (A dc)	Voltaje del sistema a baterías (Vdc)	Isc de cada ramal (A dc)
32.13	103.80	24.00	51.90
Voltaje Entrada Regulador (Vdc)	Corriente de diseño de cada regulador (A dc)	Voltaje de Carga Regulador (Vdc)	Capacidad del regulador escogido (A dc)
0 - 150	54.88	12-24-36-48	60

Podemos observar en la Tabla 14 y en la Tabla 15 que dos reguladores TriStar MPPT Solar Controller de 60 A, uno por cada ramal, son más que suficientes para satisfacer los requerimientos de nuestro sistema. La

conexión de estos reguladores a nuestro sistema se muestra en la Figura 3.8

Tabla 15 Características de los reguladores TriStar MPPT

Electrical			
	TS-MPPT-30	TS-MPPT-45	TS-MPPT-60
Nominal System Voltage		All: 12, 24, 36, or 48 Volts dc	
Maximum Battery Current	30 Amps	45 Amps	60 Amps
Maximum Solar Input Voltage		All: 150 Volts dc	
Battery Operating Voltage Range		All: 8 - 72 Volts dc	
Nominal Maximum Input Power*			
12 Volt	400 Watts	600 Watts	800 Watts
24 Volt	800 Watts	1200 Watts	1600 Watts
48 Volt	1600 Watts	2400 Watts	3200 Watts
Voltage Accuracy		12 / 24 V: $\leq 0.1\% \pm 50$ mV 48 V: $\leq 0.1\% \pm 100$ mV	
Self consumption (tare loss)		All: 1.3 - 2.7 Watts	
Transient Surge Protection		All: 4500 Watts / port	
* These power levels refer to the maximum wattage each of the TS-MPPTs can process at a certain system voltage. Higher power arrays can be used without damaging a controller, but array cost-benefits will be reduced at power levels much beyond the nominal ratings.			

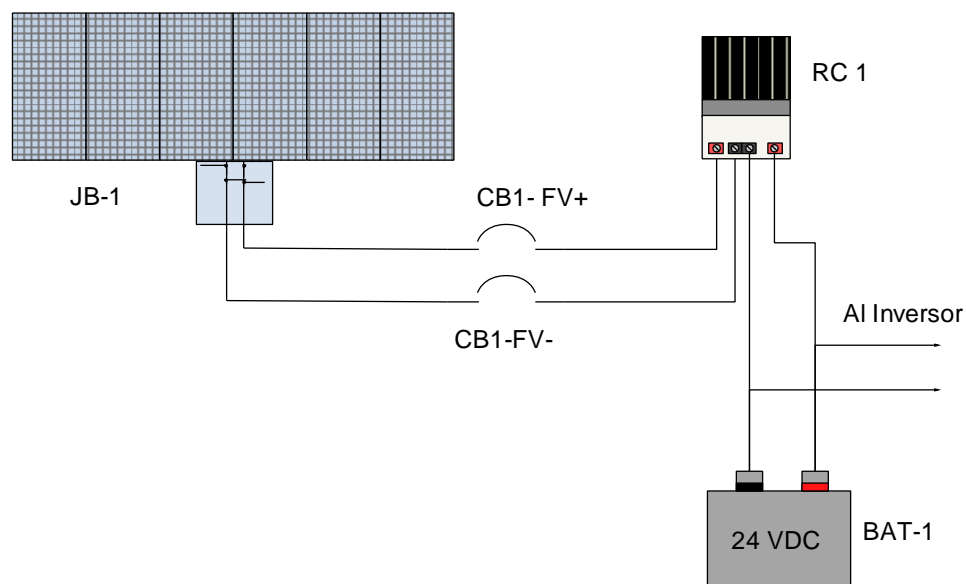


Figura 3.8 Conexión del regulador de carga

3.8 DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR

Como se revisó en el Capítulo 2 el sistema fotovoltaico requiere también de un inversor para convertir la energía continua, proveniente de los paneles solares o el sistema de almacenamiento de baterías. Ya que este sistema será conectado a la red, este inversor debe estar específicamente diseñado para este propósito, es decir debe poder sincronizarse correctamente con la red sin producir fallos o disturbios que puedan afectar en la calidad del suministro eléctrico.

Según las normas vigentes ecuatorianas la conexión del inversor se debe realizar siempre en el lado de baja tensión, esto es a 120/240 Vac monofásico a 3 hilos y no podrá funcionar de modo aislado, esto significa que el inversor debe prevenir la inyección de energía a la red en caso de haber ausencia de tensión de la misma. [5]. Los parámetros requeridos para seleccionar correctamente el inversor son el voltaje de entrada y la potencia máxima con la que va a trabajar.

Al igual que con el regulador de carga, el rango de voltaje de entrada del inversor no deberá ser menor que el voltaje máximo de operación de los paneles fotovoltaicos instalados esto es el voltaje del circuito abierto del arreglo. Además la potencia del inversor, según la norma ecuatoriana, deberá ser al menos un 25 % más que la carga instalada.

Ya que la acometida de la red de distribución es un sistema monofásico a 3 hilos, se debe garantizar que el inversor sea capaz de entregar de 240 Vac a fase partida para suplir las cargas tanto de 120 Vac como de 240 Vac.

Para esto se han planteado dos posibles soluciones: la primera es usar un solo inversor de salida fija de 240 Vac junto con un autotransformador reductor con toma intermedia y la segunda opción es la de utilizar dos inversores con salida de 120 Vac y conectarlos en serie para formar la fase partida. Se optó por la segunda opción por las siguientes razones:

- Un autotransformador de la capacidad necesaria para alimentar las cargas del sistema (5600 W) aumentaría demasiado el costo inicial de la inversión.
- Un autotransformador de esa capacidad afectaría negativamente a la estética de la instalación tanto por su peso y su tamaño, al contrario de usar dos inversores de tamaño reducido que pueden ser instalados junto a los demás equipos de control y protección en un mismo tablero.

Localmente el modelo que mejor se ajusta a la necesidad de este sistema es el Phoenix 24/2000/50 de la marca Victron Energy cuyas características principales se muestran en la Tabla 16, el cual permite la

configuración de dos unidades por medio de una conexión Ethernet para entregar una salida 120 Vac – 0 – 120 Vac.

Tabla 16 Características de los inversores Phoenix.

MultiPlus	12 voltios 24 voltios 48 voltios	C 12/800/35 C 24/800/16	C 12/1200/50 C 24/1200/25	C 12/1600/70 C 24/1600/40	C 12/2000/80 C 24/2000/50	12/3000/120 24/3000/70 48/3000/35	24/5000/120 48/5000/70
PowerControl		Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
PowerAssist		Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Conmutador de transferencia (A)		16	16	16	30	16 ó 50	50
Funcionamiento en paralelo y en trifásico		Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
INVERSOR							
Rango de tensión de entrada (V CC)		9,5 – 17 V		19 – 33 V	38 – 66 V		
Salida		Tensión de salida: 230 VAC ± 2%			Frecuencia: 50 Hz ± 0,1% (1)		
Potencia cont. de salida a 25 °C (VA) (3)	800	1200	1600	2000	3000	5000	
Potencia cont. de salida a 25 °C (W)	700	1000	1300	1600	2500	4500	
Potencia cont. de salida a 40 °C (W)	650	900	1200	1450	2200	4000	
Pico de potencia (W)	1600	2400	3000	4000	6000	10.000	
Eficacia máxima (%)	92 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94 / 95	94 / 95	
Consumo en vacío (W)	8 / 10	8 / 10	8 / 10	9 / 11	15 / 15 / 16	25 / 25	
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	5 / 8	5 / 8	5 / 8	7 / 9	10 / 10 / 12	20 / 20	
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)	2 / 3	2 / 3	2 / 3	3 / 4	4 / 5 / 5	5 / 6	

Para hacer uso de estos inversores y poder configurarlos en el modo fase partida, es necesario que el sistema esté dividido en dos ramales independientes, cada uno de los cuales será controlado por un inversor. En la Figura 3.9 se puede observar como debe ser el conexionado de los dos inversores para poder suplir las cargas en alterna.

La capacidad de cada inversor deberá ser tal que pueda suplir a las cargas AC conectadas a él. Los resultados del dimensionamiento del inversor se pueden observar en la Tabla 17.

Tabla 17 Dimensionamiento del inversor.

Voc Sistema Fotovoltaico (Vdc)	Voltaje Entrada-Max Inversor (Vdc)	Potencia de Diseño de cada ramal (Wp)	Potencia Nominal de cada Inversor (W)
32.13	32.2	1345.97	1600

3.9 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO

Otra parte importante del sistema fotovoltaico es la correcta selección del cableado, el calibre seleccionado debe ser capaz de transmitir las corrientes a plena carga reduciendo al mínimo las caídas de voltaje, y consecuentemente disminuyendo las pérdidas de potencia.

En la Tabla 18 se presentan las caídas de voltaje máximas permitidas en cables a utilizarse en instalaciones fotovoltaicas según el NEC-11, Capítulo 14.

Tabla 18 Caídas de voltaje permitidas en sistemas fotovoltaicos.

Desde	Hasta	Máxima caída de voltaje permitida
Paneles	Regulador	3%
Regulador	Baterías	1%
Baterías	Inversor	3%
Inversor	Panel de cargas	3%

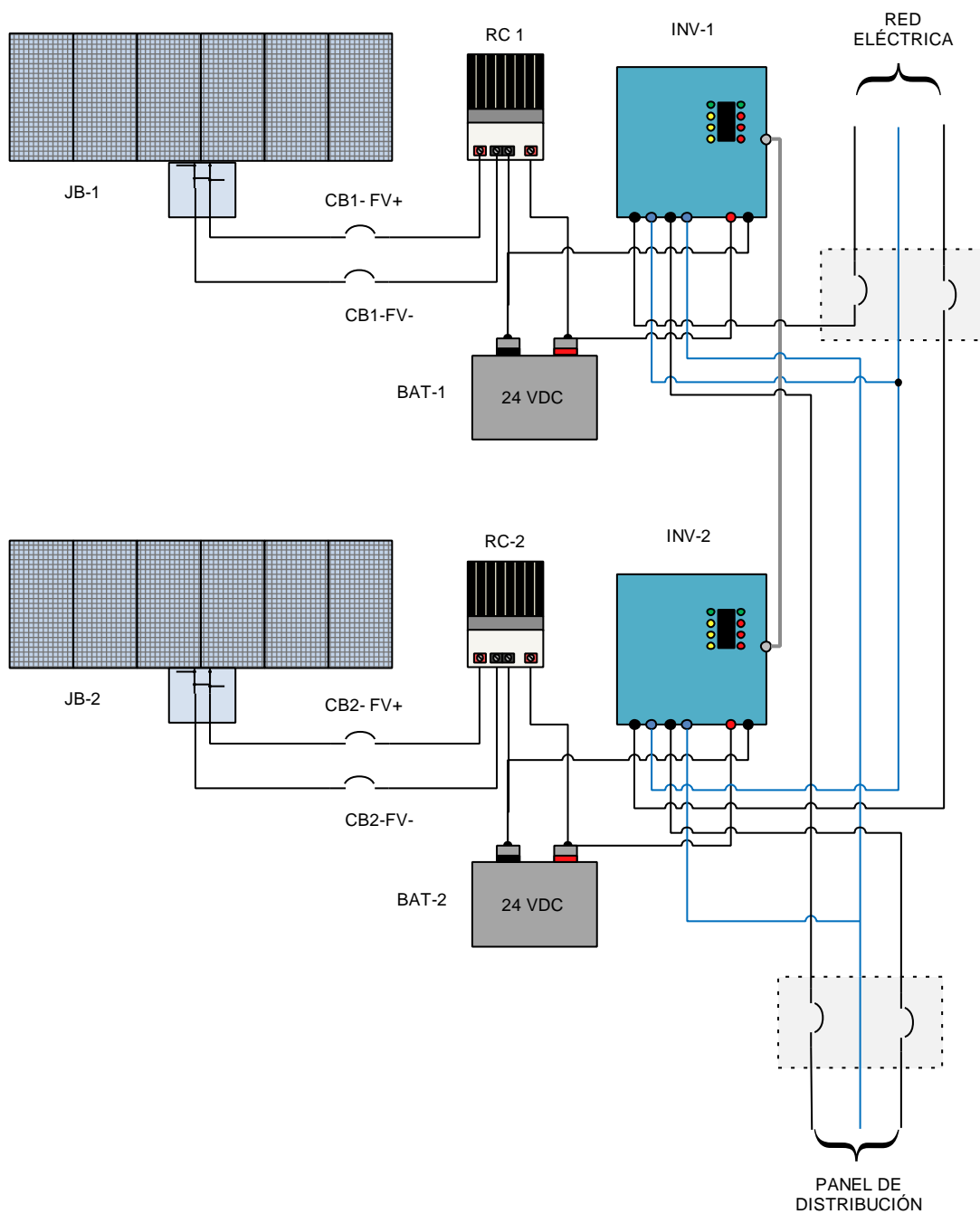


Figura 3.9 Diagrama de conexión de los inversores.

Esta misma norma señala que la ampacidad del cable entre los paneles y el regulador de carga debe ser 1.25 veces la corriente de cortocircuito

del arreglo fotovoltaico. Este mismo criterio se aplica para el cableado entre el regulador y la batería.

En lo que se refiere al aislamiento esta norma señala que, para cables exteriores, el mismo deberá ser de tipo XHHN, SUPERFLEX, o similar; mientras que para instalaciones interiores podrá ser de tipo THW.

Tomando en consideración estas normativas se presentan en la Tabla 19 los calibres seleccionados para las diferentes secciones del sistema.

Tabla 19 Selección del calibre del conductor para cada sección.

Desde	Hasta	ΔV máximo (Vac)	I máx (A)	R máx (m Ω)	Calibre conductor (AWG)	Tipo de Aislamiento
Paneles	Regulador	3%	64.875	11.098	6	XHHN
Regulador	Baterías	1%	64.875	3.699	6	XHHN
Baterías	Inversor	3%	64.875	11.098	6	THW
Inversor	Panel de cargas	3%	36.5	98.630	10	THW

Se presentan también en la Tabla 20 el cálculo resumido de las pérdidas presentes por conducción. Se puede verificar en dicha tabla que las pérdidas producidas por el cableado no superan el 5%.

Tabla 20 Pérdidas en los conductores del sistema fotovoltaico.

Desde	Hasta	Resistencia Conductor (mΩ/m)	Longitud máxima permitida (m)	Longitud del Diseño (m)	Caída del Voltaje en el circuito
Paneles	Regulador	1.1	10.09	10.00	2.97%
Regulador	Baterías	1.1	3.36	2.00	0.59%
Baterías	Inversor	1.1	10.09	2.00	0.59%
Inversor	Panel de cargas	3.3	29.89	10.00	1.00%

3.10 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

El sistema fotovoltaico debe incluir todas las protecciones de un sistema eléctrico común como son las protecciones contra sobrecorrientes, cortocircuitos, sobrevoltajes. El NEC-11, Capítulo 14 exige además que en instalaciones fotovoltaicas con conexión a la red, se debe garantizar la desconexión automática de la misma en caso de variaciones excesivas de los parámetros de la red, evitando el modo isla de operación en la misma.

Las protecciones podrán estar incluidas dentro de los equipos que conforman el sistema fotovoltaico y en caso de no ser así deberán ser instaladas con equipos por separado.

3.10.1 Protección contra Sobrecorrientes

La protección contra sobrecorriente del sistema debe garantizar la desconexión automática del segmento donde se produzca esta

situación y aunque los equipos que se han seleccionado cuentan con protecciones internas contra sobrecorriente que desconectan la zona fallada, se plantea de todas formas instalar disyuntores como protección adicional y también para brindar el respectivo seccionamiento a la entrada de los reguladores de carga y de los inversores.

La capacidad seleccionada para estos disyuntores no podrá ser menor que la máxima corriente de diseño de los equipos que protegen, esto es 60 A. El disyuntor seleccionado deberá ser de dos polos para desconectar tanto el lado positivo como negativo del circuito.

En el diagrama unifilar de la Figura 3.10 se puede observar la ubicación de los disyuntores. Al disyuntor de 100 A no se lo ha mencionado en el dimensionamiento ya que es el existente en el circuito actual de la vivienda.

3.10.2 Dimensionamiento de la puesta a tierra de equipos

Adicional a la protección contra sobrecorriente, todas las estructuras y cajas de equipos deberán ser puestas a tierra. Para seleccionar el calibre adecuado del conductor se tomó en cuenta la versión vigente del National Electric Code (NEC 2014), específicamente el artículo NEC 690.45.

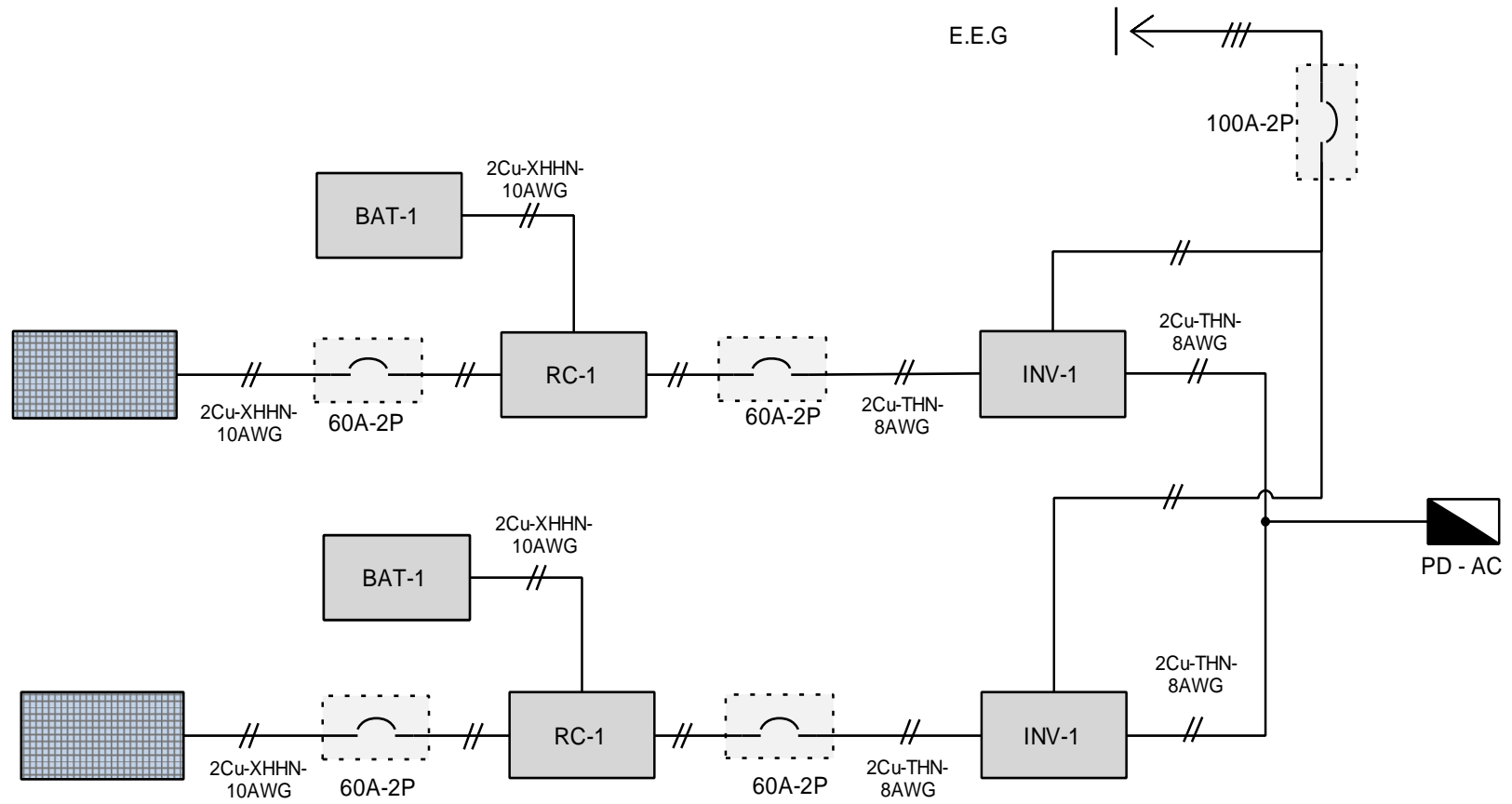


Figura 3.10 Diagrama unifilar de la instalación

En la Tabla 21, perteneciente a esta norma, se presentan los calibres recomendados para el conductor de aterrizamiento del sistema fotovoltaico, en función de la capacidad del dispositivo de protección, [19]

Tabla 21 Tamaño mínimo del conductor de puesta a tierra.

Rating or Setting of Automatic Overcurrent Device in Circuit Ahead of Equipment, Conduit, etc., Not Exceeding (Amperes)	Size (AWG or kcmil)	
	Copper	Aluminum or Copper-Clad Aluminum*
	15	14
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250
1600	4/0	350
2000	250	400
2500	350	600
3000	400	600
4000	500	800
5000	700	1200
6000	800	1200

Debido a que la capacidad del disyuntor de protección en cada circuito se ha seleccionado en 60 amperios, escogemos conductor con calibre 10 AWG para los conductores de puesta a tierra. El artículo NEC 250-83 también nos exige que sea instalada una varilla de puesta a tierra para el sistema en corriente continua de al menos 5/8" de diámetro a

una profundidad no menor de 8 pies formando un ángulo con la vertical no superior a 45 grados, la cual puede estar conectada a la varilla de puesta a tierra del lado en alterna del sistema.

3.11 CÁLCULO DEL RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN

El rendimiento energético de la instalación representa la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para lo cual se consideran las diferentes pérdidas que incurrirán en el funcionamiento del sistema.

Este coeficiente se lo calculó utilizando la siguiente fórmula [17]:

$$PR(\%) = (1 - A - P_{temp}) * B * C * D * E * F \quad (3.10)$$

Donde:

PR: Es el rendimiento de la instalación (Performance Ratio).

A: Es la suma de otros tres parámetros que representan: la dispersión de parámetros entre los módulos A_1 , el efecto de la suciedad y el polvo A_2 , y las pérdidas por reflectancia angular y espectral. Un valor típico de estos parámetros es de 5% considerando pérdidas moderadas.

P_{temp} : Representa las perdidas por temperatura. Se calcula con la formula siguiente:

$$P_{temp} (\%): 100 * [0,0035 * (T_c - 25)] \quad (3.11)$$

Siendo T_c la temperatura de operación de los paneles solares, esto es 40°C.

B: Representa la eficiencia del cableado de corriente continua.

C: Representa la eficiencia del cableado de corriente alterna.

D: Está relacionado con las pérdidas por disponibilidad. Esto significa cuantificar las pérdidas debido al paro de la instalación, sea por mantenimiento o falla. Un valor típico de este coeficiente es de 95%.

E: Representa la eficiencia del inversor.

F: Está relacionado con las pérdidas por no seguimiento del punto de máxima potencia. Un valor típico es de 95%.

Los valores utilizados para estos coeficientes junto con el resultado final del rendimiento de la instalación se muestran en la Tabla 22. Comparando este resultado con otros similares se puede comprobar que la instalación posee un rendimiento típico para su aplicación.

Tabla 22 Cálculo del rendimiento energético de la instalación

Ptemp	A	B	C	D	E	F	PR
5.35%	5.00%	95.45%	99.74%	95.00%	93.00%	95.00%	71.77%

3.12 VALIDACIÓN DE RESULTADOS

Para validar los resultados obtenidos con los cálculos mostrados se usó el software de diseño fotovoltaico Censol 5 de distribución gratuita [20].

Este software es una herramienta de cálculo que permite realizar el dimensionamiento de los elementos que conforman una instalación fotovoltaica, así como realizar análisis de geometría solar, estudio de pérdidas por sombras, entre otros. Para este proyecto se utilizó la versión 5 de Censol, la cual es la más actualizada a la fecha.

3.12.1 Ingreso de datos en el software Censol 5

Para hacer uso de este programa es necesario en primer lugar ingresar los datos básicos de los elementos que conformaran el panel fotovoltaico. En la Figura 3.11 se muestra la pantalla principal del módulo de diseño solar fotovoltaico de Censol 5 la cual se divide en 5 secciones que se explicaran a continuación. En la ventana se puede observar que hay 2 tipos de cuadros de texto: los blancos, que representan datos calculados y no pueden ser modificados directamente; y los cuadros naranjas, en los cuales pueden ingresarse datos directamente y corresponden a las distintas variables de que definen el sistema.

Figura 3.11 Ventana principal del menú solar fotovoltaica de Censol 5

La primera sección corresponde a los datos de radiación en el lugar de la instalación, los cuales deberán ser ingresados en su equivalente en MJ/m². El programa realiza la corrección automática de H por la inclinación del panel, para lo cual se debe seleccionar la latitud y el nivel de inclinación del panel.

La segunda sección corresponde a los datos de carga de la instalación, los cuales servirán para dimensionar la potencia necesaria de la instalación. Para tal efecto se debe ingresar todas las cargas a alimentar en la ventana que se muestra al seleccionar la opción Consumo diario

3.12.2 Resultados obtenidos con el software Censol 5

En la quinta sección se muestran los resultados del dimensionamiento del SFV, Figura 3.13. Se puede observar que los resultados obtenidos con el software coinciden con los realizados manualmente. La única diferencia reside en que de los 11 paneles que nos diseña Censol 5, nosotros utilizamos 12 y los dividimos en 2 grupos de 6, así también como con las 16 baterías.



Figura 3.13 Dimensionamiento del SFV obtenido con Censol 5

Se hace evidente como la utilización de un software especializado permite simplificar la metodología de diseño de un SFV. Sin embargo,

como también se puede notar con nuestro diseño, siempre existirán condiciones especiales que se escapan del alcance de estos programas, los mismos que deberán ser analizados por separado para un correcto diseño de cada sistema en particular.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA

A continuación se presentan los cálculos realizados en el análisis de la viabilidad técnica y económica de la instalación fotovoltaica diseñada en este proyecto. Específicamente se analiza el presupuesto de la inversión para la instalación, los ingresos por venta de la electricidad generada, además se estudió el periodo de recuperación de la inversión, utilizando el VAN y el TIR como indicadores económicos. Finalmente se plantearon alternativas para hacer más atractiva la inversión en este tipo de instalaciones.

4.1 PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Con el fin de realizar el análisis de la viabilidad económica del proyecto, se consideró inicialmente los costes de la instalación, los cuales son únicamente el coste inicial y el mantenimiento. El presupuesto se obtuvo comparando los precios de diferentes casas comerciales, escogiendo siempre los precios más económicos. La Tabla 23 presenta el

presupuesto estimado para la compra e instalación del sistema fotovoltaico diseñado en el Capítulo 3.

Tabla 23 Presupuesto de la instalación fotovoltaica conectada a la red.

PRESUPUESTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL CONECTADA A LA RED				
			Precio Unitario	Precio Total
MATERIALES				
Paneles Fotovoltaicos Yingli 240 W	12	u	\$ 326.20	\$ 3,914.40
Inversor Phoenix 24/2000	2	u	\$ 717.70	\$ 1,435.40
Regulador TriStar TS-60	2	u	\$ 205.52	\$ 411.04
Baterías Trojan AGM-30	16	u	\$ 175.00	\$ 2,800.00
Cableado	60	m	\$ 2.50	\$ 150.00
Protecciones	6	u	\$ 15.00	\$ 90.00
Estructura de Soporte (6 paneles)	2	u	\$ 287.70	\$ 575.40
			Total Materiales	\$ 9,376.24
INSTALACIÓN				
Mano de Obra	1	GBL	\$ 750.00	\$ 750.00
			Total Instalación	\$ 750.00
TOTALES				
			TOTAL SIN IVA	\$ 10,126.24
			IVA 12%	\$ 1,215.15
			TOTAL	\$ 11,341.39
			\$ / Wp	\$ 3.54

Se puede observar en la figura 4.1 que los paneles fotovoltaicos, la parte más importante y representativa de la instalación, representan el 38.66% de la inversión, seguido del sistema de baterías e inversores, con un 27.65% y 14.18% respectivamente.

También se puede notar que el costo de la instalación es relativamente alto, 3.54 USD/Wp, comparado con el costo en otros países desarrollados (entre 1.75 y 2.2 USD/Wp).

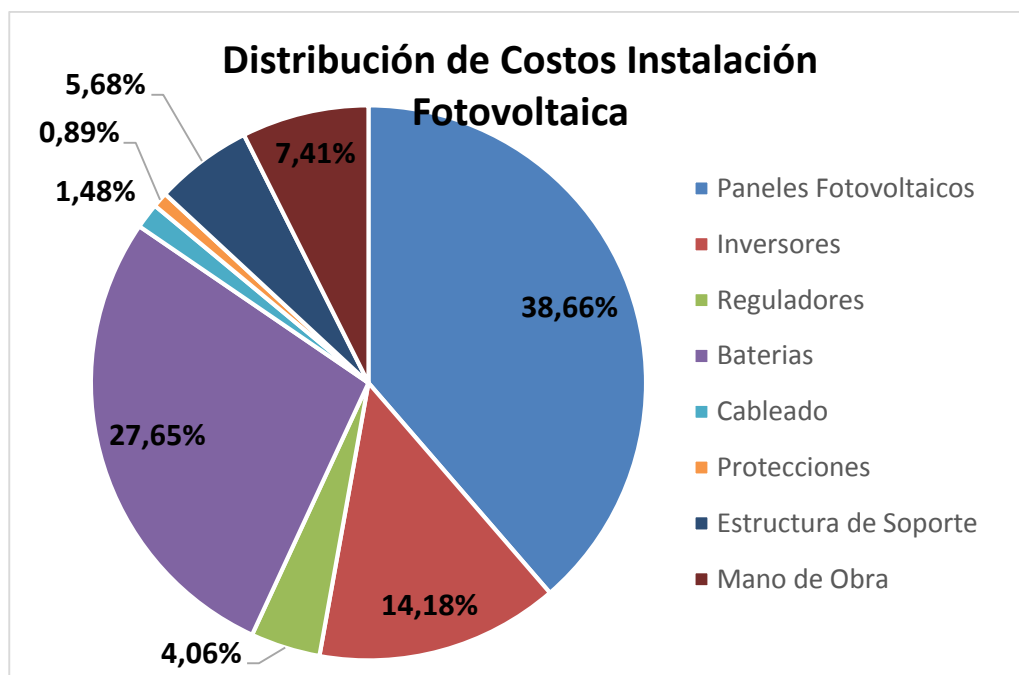


Figura 4.1 Distribución de costos de la instalación fotovoltaica.

4.2 ANALISIS DE INGRESOS DE LA INSTALACION FOTOVOLTAICA

Los ingresos provenientes de la instalación fotovoltaica dependerán principalmente de los siguientes factores:

- La energía producida anualmente.
- La degradación anual de la instalación fotovoltaica.
- El modelo tarifario aplicado a la venta de esa energía.

4.2.1 Producción energética anual

La producción energética de la instalación fotovoltaica se calcula con los datos de radiación solar anual en el lugar de la instalación y con el rendimiento global de la instalación. Para calcular la producción energética se calcula con la fórmula siguiente [21]:

$$E_p = \frac{H_{dm} * P_{mp} * PR}{H_{EM}} * d \quad [4.1]$$

Donde:

E_p = Energía diaria producida por la instalación fotovoltaica. [kWh / día].

H_{dm} = Es la irradiación diaria promedio sobre el plano del generador bajo las condiciones de orientación inclinación de diseño [kWh / m²*día].

P_{mp} = Es la potencia pico del generador (kWp).

PR = Es el rendimiento energético de la instalación.

H_{EM} = Es la constante solar equivalente a 1 kW/m².

d = es el número de días del mes para el que se realiza la estimación energética.

En la Tabla 24 se han incluido los resultados de producción mensual de energía fotovoltaica para un año típico.

La producción real de energía generada será ligeramente inferior a la calculada debido a las diferentes pérdidas adicionales a las estimadas como pueden ser sombras, suciedad, nubosidad, temperatura entre otras.

Tabla 24 Producción energética mensual del sistema fotovoltaico

	Radiación Incidente a 10 grados de inclinación [kWh/m²*día]	Energía fotovoltaica producida [kWh al mes]
Enero	4.1757	281
Febrero	4.4064	297
Marzo	4.9896	336
Abril	5.0573	341
Mayo	4.7355	319
Junio	4.389	296
Julio	4.1704	281
Agosto	4.59	309
Septiembre	4.6926	316
Octubre	4.3296	292
Noviembre	4.4368	299
Diciembre	4.3803	295
TOTAL	-	3663

4.2.2 Pérdidas de potencia

Previamente se ha calculado la energía estimada producida por la instalación fotovoltaica, calculada a partir de la radiación solar incidente sobre los paneles. Pero hay que tener en cuenta en el cálculo que los paneles disminuyen su rendimiento con el paso del tiempo.

Específicamente los paneles Yingli seleccionados para la instalación tienen una garantía de rendimiento de 91.2% de la potencia de salida durante los primeros 10 años y un 80.7% hasta cumplir los 25 años. Esto se traduce en que está garantizado por el fabricante un coeficiente de caída del rendimiento anual del 0,8%. [22]

En la Tabla 25 se muestra la variación anual de la generación fotovoltaica de la instalación para un periodo de 15 años, tiempo en el que se analizara la factibilidad del proyecto.

Tabla 25 Producción energética anual del sistema fotovoltaico

	Año	Total Generación FV Anual [kWh]
1	2015	3663
2	2016	3634
3	2017	3605
4	2018	3576
5	2019	3547
6	2020	3519
7	2021	3491
8	2022	3463
9	2023	3435
10	2024	3408
11	2025	3380
12	2026	3353
13	2027	3326
14	2028	3300
15	2029	3273

4.2.3 Venta de la energía fotovoltaica

La energía producida por la instalación fotovoltaica debe ser vendida a la red para generar beneficios, sin embargo en el país no existe ninguna legislación o programa nacional vigente a la fecha que regule la facturación de la energía producida por fuentes no convencionales a nivel residencial. Por tal motivo se analizaron 2 escenarios basados en la experiencia de otros países para determinar cuál de ellos es más ventajoso aplicar a la realidad actual del mercado eléctrico ecuatoriano.

El primer escenario se analizó bajo el esquema de tarifa por balance neto (Net Metering) basado en el modelo americano, específicamente California, donde ha tenido buena acogida el mismo, en el cual se compensa al consumidor a través de créditos por los kWh en exceso que son vertidos a la red y en caso de que la producción fotovoltaica sea menor que el consumo propio, estos créditos pueden ser descontados del consumo de la red. Este modelo incluye una compensación económica al generador en caso de producir más energía de la consumida. [23]

Para el segundo escenario usamos el modelo aplicado hasta el 2012 en Alemania el cual se basa en una tarifa preferencial (Feed-In-Tarif) para la energía producida por el generador fotovoltaico, en la que se compensa al productor por toda la energía generada (tanto la

consumida como la generada en exceso y entregada a la red) a un precio preferencial marcado por el ente regulador.

Para realizar la valoración económica de ambos escenarios se utilizaron el VAN y el TIR como indicadores económicos, además del análisis del periodo de retorno de la inversión. A continuación se describen cada uno de estos indicadores

Valor Actual Neto (VAN): Representa la suma de los valores presente de todos los flujos de caja esperados del proyecto deduciendo el valor inicial de la inversión. Su cálculo se lo realiza con la siguiente formula:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad [4.2]$$

Donde:

V_t : Representa los flujos de caja.

I_0 : Representa la inversión inicial

n : es el número de períodos de análisis.

k : es la tasa de interés aplicada.

El valor de este indicador nos permite interpretar el resultado de la inversión. Si el VAN es positivo o igual a cero, la inversión es rentable, caso contrario no lo es. Entre dos proyectos rentables, aquel que posea mayor VAN será el más adecuado.

Tasa interna de Retorno (TIR): es la tasa de interés que aplicada a una inversión durante un plazo fijo hace que el VAN sea cero. Para poder usarla como indicador de un proyecto se la debe comparar con una tasa mínima o tasa de corte. Si la TIR supera la tasa mínima, la inversión es aceptable y producirá ganancias en el periodo de tiempo analizado, caso contrario, se rechaza.

Para nuestro estudio se tomó como tasa referencial 7.41% que es la tasa de interés activa a la fecha del Banco Central del Ecuador. [24]

Periodo de Recuperación (Payback): Se refiere al tiempo en que recuperamos una inversión inicial a través de los flujos de caja netos, esto es ganancias menos costos o pérdidas. Como indicador se escogerá aquel proyecto que tenga menor tiempo de recuperación.

Tomando como base para nuestro análisis estos indicadores se realizaron las simulaciones de factibilidad para ambos escenarios.

4.2.3.1 Escenario 1 – Esquema de Balance Neto

Para este análisis se tomó en cuenta que los ingresos del flujo de efectivo provienen de dos fuentes: el ahorro producido por el autoconsumo de la vivienda, y por la venta de excedentes de energía a la red.

Los ingresos obtenidos debido al ahorro se calcularon tomando en cuenta el pliego tarifario vigente provisto por el CONELEC, el mismo que se muestra en la Tabla 26 [25]

Por otro lado, todo excedente que se haya vertido a la red por el sistema fotovoltaico será compensado económicamente al finalizar cada periodo anual según la tarifa asignada por el estado. Para efectos de análisis se compararon 3 casos específicos.

Tabla 26 Pliego tarifario para la ciudad de Guayaquil

PLIEGO TARIFARIO GUAYAQUIL		
Rango de Energía [kWh]	Demanda [\$/kWh]	Precio de la energía [\$/kWh]
0 - 50	50	0.0780
51 - 100	50	0.0810
101 - 150	50	0.0830
151 - 200	50	0.0900
201 - 250	50	0.0960
251 - 300	50	0.1030
301 - 350	50	0.1030
351 - 500	150	0.1030
501 - 700	200	0.1285
701 - 1000	300	0.1450
1001 - 1500	500	0.1709
1501 - 2500	1000	0.2752
2501 - 3500	1000	0.4360
Superior	-	0.6812

El caso 0 corresponde a la situación original, es decir no instalar el sistema fotovoltaico, por lo que el usuario deberá cancelar sus facturas eléctricas normalmente a la tarifa indicada por el ente regulador.

En el caso 1 y 2 se obtuvieron los flujos de efectivo aplicando el esquema de balance neto, pero con dos tarifas diferentes. La primera tarifa que utilizamos se obtuvo de un estudio previo realizado sobre propuestas regulatorias para fomentar las energía renovables [26], en el cual se recomienda fijar una tarifa de 24.46 cUSD/kWh para la energía fotovoltaica. La segunda tarifa que se analizó fue la considerada por el estado para centrales fotovoltaicas menores a 1 MW, esto es 40,03 cUSD/kWh. [27]

La Tabla 27 muestra los resultados de los flujos de efectivo para los 3 casos analizados para un periodo de 15 años, el máximo permitido por el CONELEC en contratos de venta de energías renovables, en la que se puede observar como para los tres casos planteadas se obtienen valores de VAN y TIR negativos (valores entre paréntesis).

Los resultados nos muestran como durante el periodo de vigencia típico de habilitación de instalaciones fotovoltaicas, la alternativa de balance neto no es factible económicamente para el inversionista residencial. Más adelante se discutirán que incentivos pueden viabilizar la incursión de este sistema de tarifas en el país.

Tabla 27 Cálculo del Van y TIR - Escenario 1

Año	Consumo [kWh]	Generación FV [kWh]	Excesos [kWh]	Caso 0	Caso 1	Caso 2	
0	-	-	-	\$ 0.00	-\$ 11,341.39	-\$ 11,341.39	
1	2802.00	3662.97	860.97	-\$ 247.98	\$ 459.78	\$ 600.98	
2	2824.42	3633.67	809.25	-\$ 249.96	\$ 449.04	\$ 581.75	
3	2847.01	3604.60	757.59	-\$ 251.96	\$ 438.33	\$ 562.57	
4	2869.79	3575.76	705.97	-\$ 253.98	\$ 427.65	\$ 543.43	
5	2892.75	3547.15	654.41	-\$ 256.01	\$ 416.99	\$ 524.32	
6	2915.89	3518.78	602.89	-\$ 258.06	\$ 406.37	\$ 505.24	
7	2939.21	3490.63	551.41	-\$ 260.12	\$ 395.77	\$ 486.20	
8	2962.73	3462.70	499.97	-\$ 262.20	\$ 385.20	\$ 467.19	
9	2986.43	3435.00	448.57	-\$ 264.30	\$ 374.65	\$ 448.21	
10	3010.32	3407.52	397.20	-\$ 266.41	\$ 364.12	\$ 429.27	
11	3034.40	3380.26	345.86	-\$ 268.54	\$ 353.63	\$ 410.35	
12	3058.68	3353.22	294.54	-\$ 270.69	\$ 343.15	\$ 391.45	
13	3083.15	3326.39	243.24	-\$ 272.86	\$ 332.70	\$ 372.59	
14	3107.81	3299.78	191.97	-\$ 275.04	\$ 322.27	\$ 353.75	
15	3132.68	3273.38	140.71	-\$ 277.24	\$ 311.86	\$ 334.93	
				VAN	(\$ 2,145.62)	(\$ 7,259.27)	(\$ 6,489.89)
				TIR	n/a	-7.85%	-5.97%

En la figura 4.2 se muestra el flujo acumulado de efectivo para el plazo de vigencia de 15 años. Se puede observar como el aplicar este esquema tarifario a la generación fotovoltaica no es suficiente para volver atractiva la inversión al consumidor residencial.

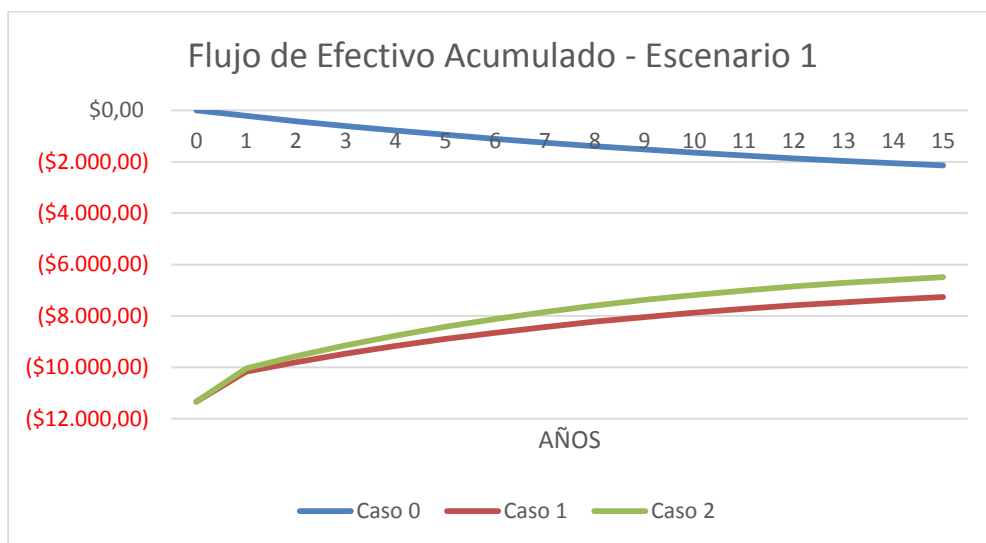


Figura 4.2 Flujo de efectivo acumulado - Escenario 1

4.2.3.2 Escenario 2 – Tarifa Preferencial

El esquema de tarifa preferencial que se plantea genera ingresos a la vivienda por la venta total de la energía producida por la vivienda. Para tal efecto se analizan los mismos casos que ya analizamos para el esquema de balance neto. La diferencia principal será que en este esquema tarifario se factura por toda la energía generada y no solo por los excedentes vertidos a la red.

Tabla 28 Calculo del Van y TIR - Escenario 2

Año	Consumo [kWh]	Generación FV [kWh]	Excesos [kWh]	Caso 0	Caso 1	Caso 2	
0	-	-	-	\$ 0.00	-\$ 11,341.39	-\$ 11,341.39	
1	2802.00	3662.97	860.97	-\$ 247.98	\$ 952.37	\$ 1,501.82	
2	2824.42	3633.67	809.25	-\$ 249.96	\$ 944.75	\$ 1,489.80	
3	2847.01	3604.60	757.59	-\$ 251.96	\$ 937.20	\$ 1,477.89	
4	2869.79	3575.76	705.97	-\$ 253.98	\$ 929.70	\$ 1,466.06	
5	2892.75	3547.15	654.41	-\$ 256.01	\$ 922.26	\$ 1,454.33	
6	2915.89	3518.78	602.89	-\$ 258.06	\$ 914.88	\$ 1,442.70	
7	2939.21	3490.63	551.41	-\$ 260.12	\$ 907.56	\$ 1,431.16	
8	2962.73	3462.70	499.97	-\$ 262.20	\$ 900.30	\$ 1,419.71	
9	2986.43	3435.00	448.57	-\$ 264.30	\$ 893.10	\$ 1,408.35	
10	3010.32	3407.52	397.20	-\$ 266.41	\$ 885.96	\$ 1,397.08	
11	3034.40	3380.26	345.86	-\$ 268.54	\$ 878.87	\$ 1,385.91	
12	3058.68	3353.22	294.54	-\$ 270.69	\$ 871.84	\$ 1,374.82	
13	3083.15	3326.39	243.24	-\$ 272.86	\$ 864.86	\$ 1,363.82	
14	3107.81	3299.78	191.97	-\$ 275.04	\$ 857.94	\$ 1,352.91	
15	3132.68	3273.38	140.71	-\$ 277.24	\$ 851.08	\$ 1,342.09	
				VAN	(\$ 2,145.62)	(\$ 3,035.69)	\$ 1,304.67
				TIR	-	2.32%	9.39%

En la Tabla 28 se muestran los flujos de efectivo para el escenario 2 donde se puede observar como en el caso 1 se obtiene un VAN negativo, por lo que tampoco es una opción viable mientras que el caso 2 es una opción rentable al presentar un VAN positivo de \$ 1304.67 y una TIR de 9.39%, superior a la tasa utilizada.

En la Figura 4.3 se puede observar los flujos acumulados de los 3 casos. En el mismo se verifica que el periodo de retorno de la inversión para el Caso 2 es de 10 años, mientras que para el caso 1 aun después de 15 años no produce beneficios.

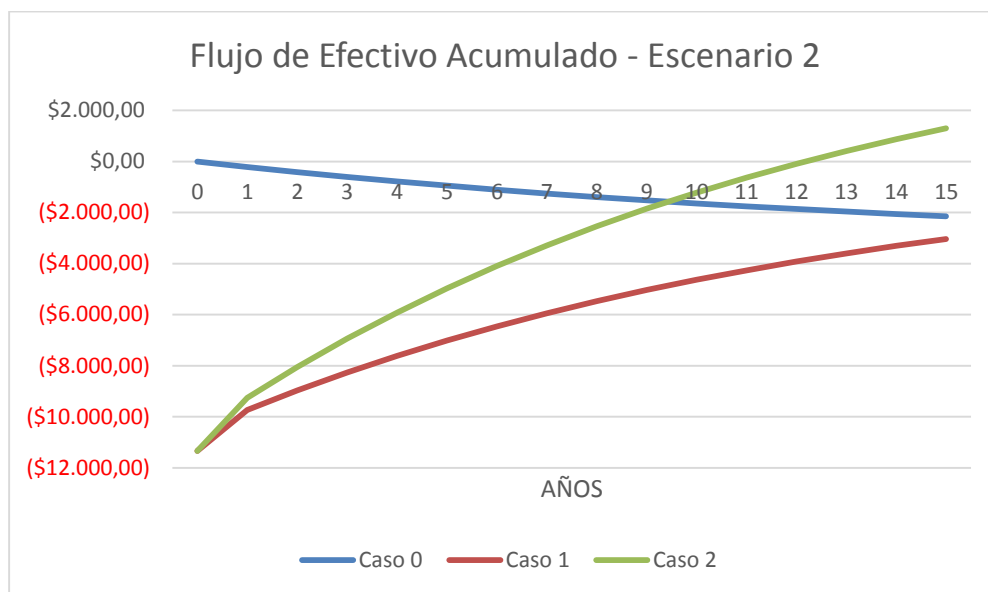


Figura 4.3 Flujo de efectivo acumulado - Escenario 2

Ambos escenarios nos muestran claramente que el esquema tarifario de tarifa preferencial es el más adecuado para fomentar la implementación de instalaciones fotovoltaicas a nivel residencial, aunque en nuestras suposiciones solo lo fue para una tarifa muy concreta (40 cUSD/kWh). Se hace entonces necesario plantear incentivos que promuevan la incursión de estos sistemas.

4.3 ANÁLISIS DE INCENTIVOS

Para fomentar en la actualidad la instalación de los sistemas fotovoltaicos en un modelo de generación distribuida a nivel residencial se deben implementar diversos incentivos los cuales pueden ser de diversa índole (económica, tributaria, ambiental). El código de la producción nacional vigente considera a toda actividad sustentable como una actividad

productiva, lo que incluye a las instalaciones fotovoltaicas las cuales gozan de los beneficios y exoneraciones presente en dicho código. El principal beneficio de regirse a este código se encuentra en el Art. 19 literal g:

“Libre acceso al sistema financiero nacional y a mercado de valores para obtener recursos financieros de corto, mediano y largo plazo.” [28]

Otro tipo de incentivo son los tributarios, como es la reducción de impuestos a los usuarios que instalen este tipo de sistemas. En nuestro país, la Ley del Régimen del Sector Eléctrico exonera del impuesto sobre la renta a las empresas que instalen u operen centrales eléctricas que exploten recursos energéticos no convencionales.

Entre los incentivos económicos que se analizaron tenemos: la reducción del IVA y la reducción de las tasas de interés.

4.3.1 Reducción del IVA

Como se ha analizado previamente el coste inicial de la inversión para un proyecto de este tipo aún sigue siendo elevado por lo que se plantea como incentivo la reducción del IVA, o su eliminación completa, a aquellos usuarios que instalen sistemas fotovoltaicos.

Para evaluar el impacto que podría tener esta medida incentiva, se tomó como base el estudio de factibilidad previamente elaborado. En el

mismo se analizó como variaban los indicadores escogidos (VAN y TIR) al disminuir el porcentaje asignado al IVA. Previamente a la realización de los estudios está claro que una disminución del IVA disminuirá los costos iniciales del proyecto y lo volverá más atractivo

Empezando con el esquema de balance neto, en la Tabla 4.7 y en la Figura 4.4 se puede observar la variación del VAN con respecto al IVA.

Se puede observar el VAN se mantiene negativo para los Casos 1 y 2. Sin embargo, con la exoneración total del IVA, si existe una mejora en el VAN, aunque no la suficiente para volver atractivos a estos casos.

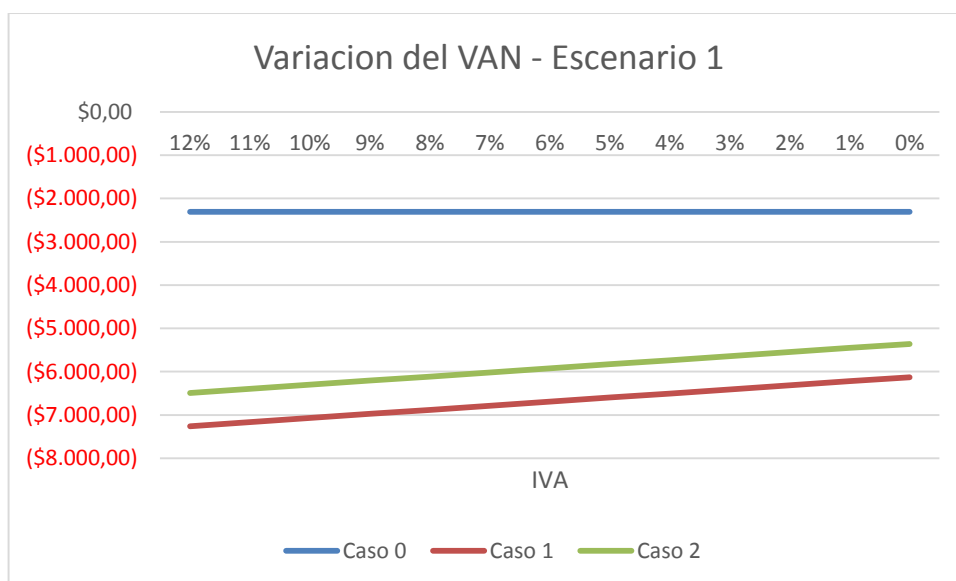


Figura 4.4 Variación del VAN con respecto al IVA - Escenario 1

Tabla 29 Variación del VAN con respecto al IVA - Escenario 1

Variación del VAN – Escenario 1			
IVA	Caso 0	Caso 1	Caso 2
12%	(\$ 2,304.61)	(\$ 7,259.27)	(\$ 6,489.89)
11%	(\$ 2,304.61)	(\$ 7,164.99)	(\$ 6,395.61)
10%	(\$ 2,304.61)	(\$ 7,070.72)	(\$ 6,301.33)
9%	(\$ 2,304.61)	(\$ 6,976.44)	(\$ 6,207.06)
8%	(\$ 2,304.61)	(\$ 6,882.16)	(\$ 6,112.78)
7%	(\$ 2,304.61)	(\$ 6,787.89)	(\$ 6,018.50)
6%	(\$ 2,304.61)	(\$ 6,693.61)	(\$ 5,924.23)
5%	(\$ 2,304.61)	(\$ 6,599.33)	(\$ 5,829.95)
4%	(\$ 2,304.61)	(\$ 6,505.06)	(\$ 5,735.67)
3%	(\$ 2,304.61)	(\$ 6,410.78)	(\$ 5,641.40)
2%	(\$ 2,304.61)	(\$ 6,316.51)	(\$ 5,547.12)
1%	(\$ 2,304.61)	(\$ 6,222.23)	(\$ 5,452.84)
0%	(\$ 2,304.61)	(\$ 6,127.95)	(\$ 5,358.57)

Con respecto al TIR, la figura 4.5 muestra como este indicador es mejorado conforme se disminuye el IVA a la inversión inicial del proyecto. Sin embargo, ya que la tasa de interés activa fue fijada en 7.41%, ninguno de los dos casos estudiados es rentable aun con la disminución total del IVA. En la Tabla 30 se muestran los valores de la TIR para cada valor de IVA propuesto.

Se puede verificar que a pesar de la mejora en el flujo de efectivo acumulado para ambos casos, Figuras 4.6 y 4.7, la aplicación de un esquema tarifario por balance neto todavía no es rentable en un plazo de 15 años. La conclusión a la que hemos llegado es que el costo inicial

es todavía demasiado alto para un consumidor residencial de clase media.

Tabla 30 Variación de la TIR con respecto al IVA - Escenario 1

Variación de la TIR – Escenario 1			
IVA	Caso 0	Caso 1	Caso 2
12%	N/A	-7.85%	-5.97%
11%	N/A	-7.76%	-5.87%
10%	N/A	-7.66%	-5.77%
9%	N/A	-7.57%	-5.67%
8%	N/A	-7.47%	-5.56%
7%	N/A	-7.38%	-5.46%
6%	N/A	-7.28%	-5.35%
5%	N/A	-7.18%	-5.24%
4%	N/A	-7.08%	-5.13%
3%	N/A	-6.98%	-5.02%
2%	N/A	-6.87%	-4.90%
1%	N/A	-6.77%	-4.79%
0%	N/A	-6.66%	-4.67%

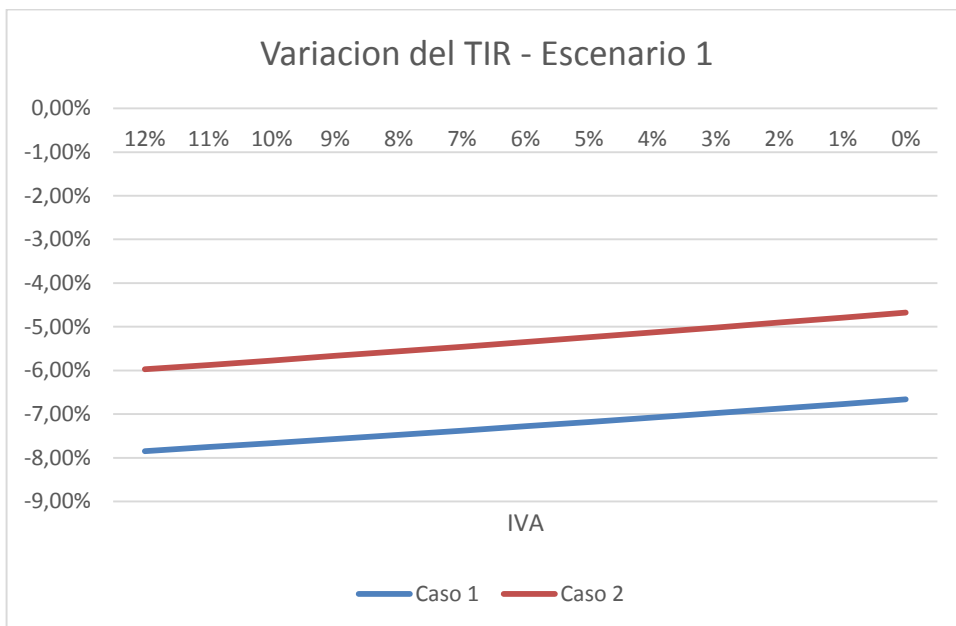


Figura 4.5 Variación de la TIR con respecto al IVA - Escenario 1

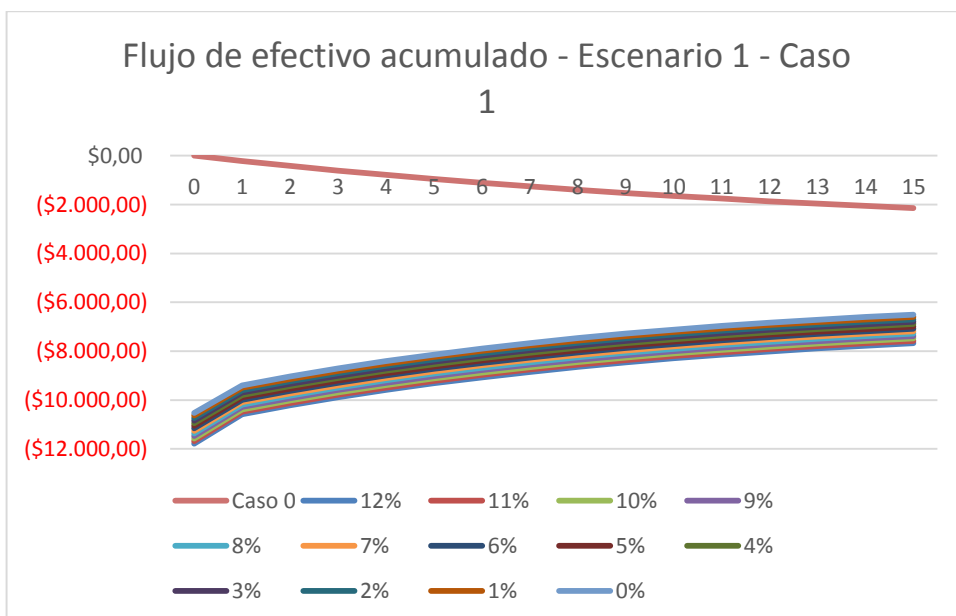


Figura 4.6 Flujo de Efectivo Acumulado – Escenario 1 – Caso 1

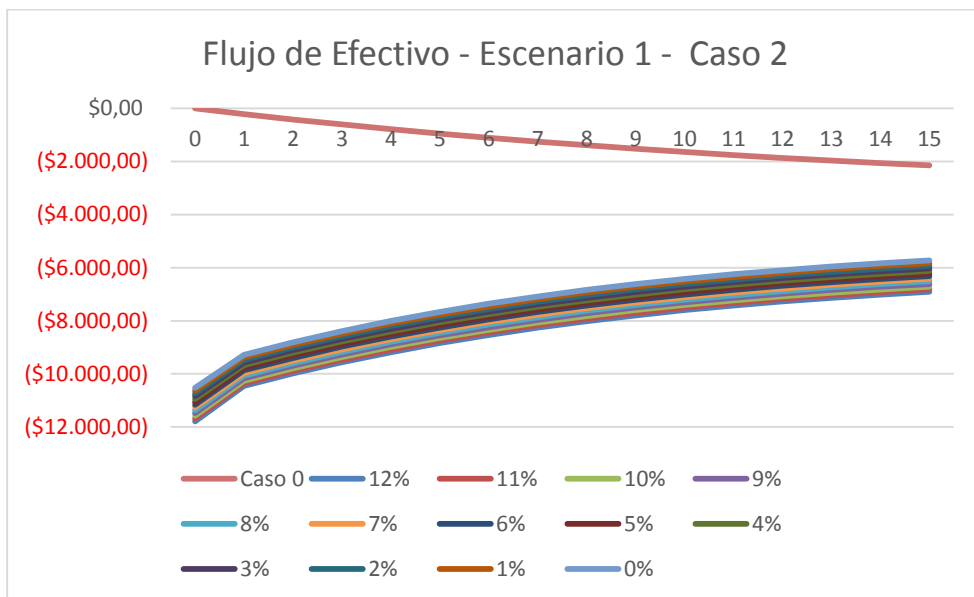


Figura 4.7 Flujo de Efectivo Acumulado – Escenario 1 – Caso 2

El mismo análisis se lo realizó para el esquema de tarifa preferencial obteniendo mejoras tanto en el VAN como en la TIR, tal como se puede observar en la Figura 4.8 y en la Tabla 31.

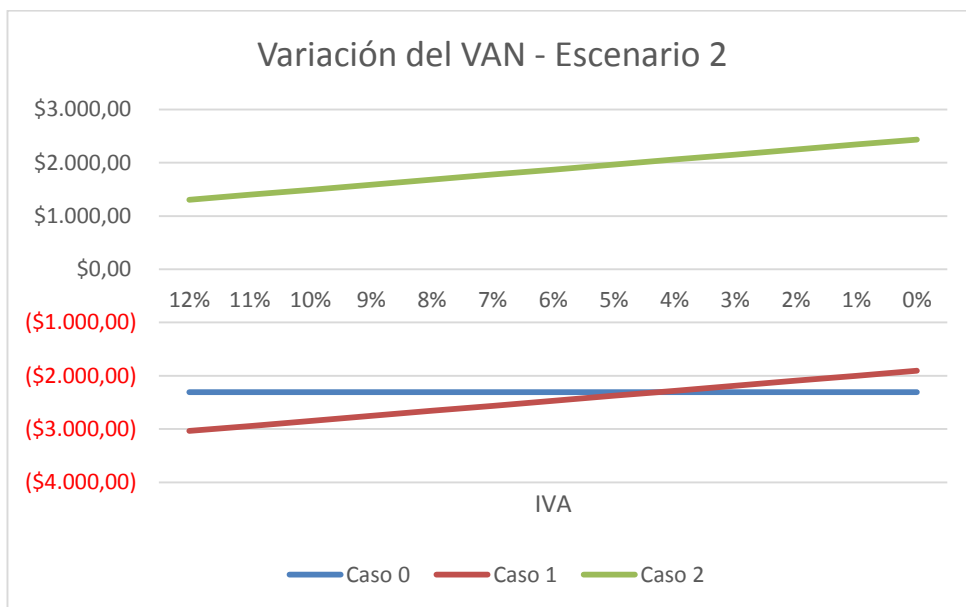


Figura 4.8 Variación del VAN con respecto al IVA - Escenario 2

En este escenario el VAN ha mejorado mucho en el caso 2, llegando a cerca de los \$ 2500 en caso de una reducción total del IVA. Por otra parte el Caso 1 aun presenta VAN negativo, pero comparándolo con el Caso 0 se observa que para una reducción total del IVA, el VAN se iguala entre estos dos casos, por lo que la tarifa planteada (26 cUSD/kWh) empieza a volverse rentable.

Se puede concluir que con este incentivo, reducción total del IVA, la tarifa del caso 2 representa la tarifa mínima a la que debería vender el usuario la energía eléctrica generada por el arreglo fotovoltaico para producir rentabilidad.

Con estos resultados se pueden confirmar las mismas conclusiones obtenidas con el análisis del VAN, esto es, la reducción del IVA mejora el rendimiento de la instalación y vuelve más atractivo el invertir en este proyecto.

Tabla 31 Variación del VAN con respecto al IVA - Escenario 2

Variación del VAN – Escenario 2			
IVA	Caso 0	Caso 1	Caso 2
12%	(\$ 2,304.61)	(\$ 3,035.69)	\$ 1,304.67
11%	(\$ 2,304.61)	(\$ 2,941.41)	\$ 1,398.94
10%	(\$ 2,304.61)	(\$ 2,847.13)	\$ 1,493.22
9%	(\$ 2,304.61)	(\$ 2,752.86)	\$ 1,587.50
8%	(\$ 2,304.61)	(\$ 2,658.58)	\$ 1,681.77
7%	(\$ 2,304.61)	(\$ 2,564.31)	\$ 1,776.05
6%	(\$ 2,304.61)	(\$ 2,470.03)	\$ 1,870.33
5%	(\$ 2,304.61)	(\$ 2,375.75)	\$ 1,964.60
4%	(\$ 2,304.61)	(\$ 2,281.48)	\$ 2,058.88
3%	(\$ 2,304.61)	(\$ 2,187.20)	\$ 2,153.16
2%	(\$ 2,304.61)	(\$ 2,092.92)	\$ 2,247.43
1%	(\$ 2,304.61)	(\$ 1,998.65)	\$ 2,341.71
0%	(\$ 2,304.61)	(\$ 1,904.37)	\$ 2,435.98

El análisis de sensibilidad el TIR se realizó de manera similar obteniendo los resultados presentados en la Figura 4.9 y la Tabla 32.

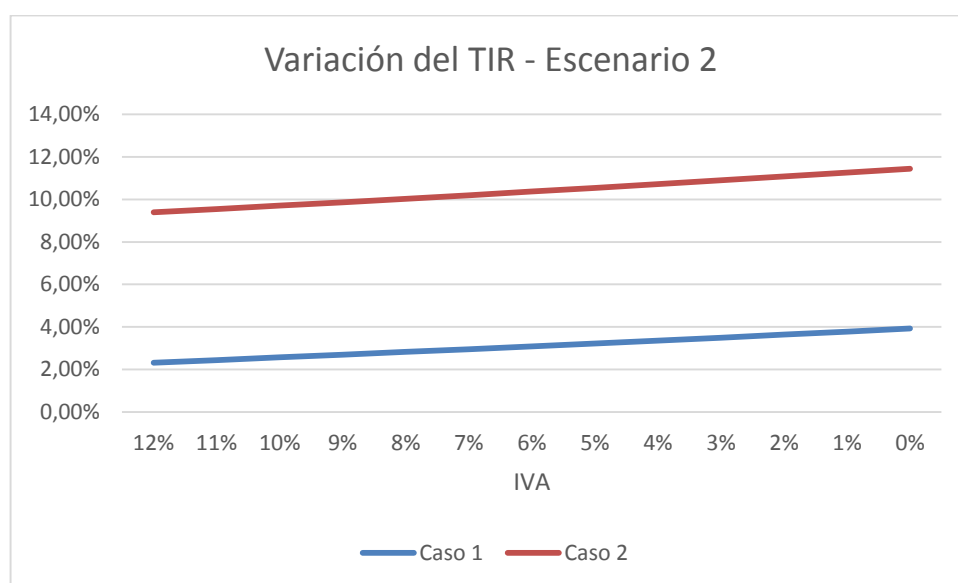
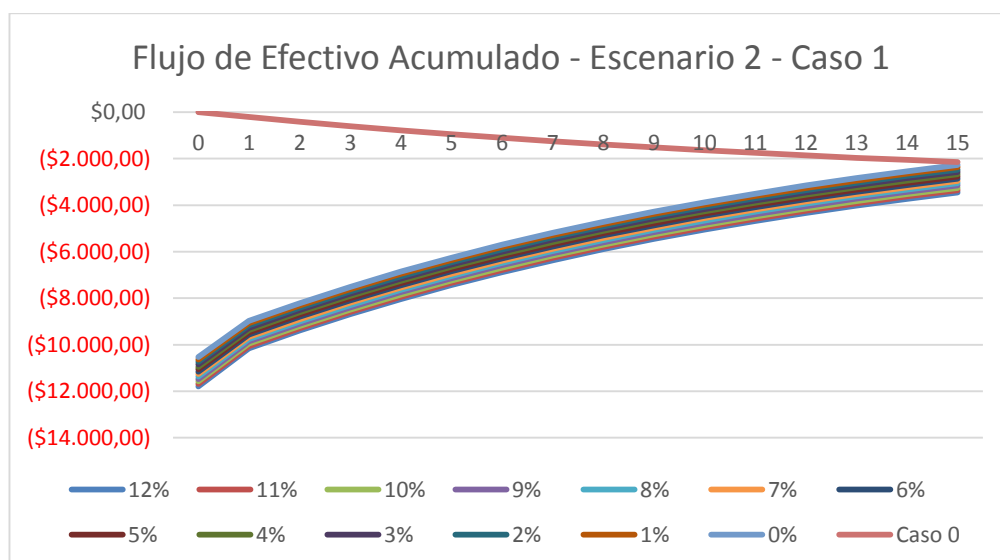
**Figura 4.9** Variación de la TIR con respecto al IVA - Escenario 2

Tabla 32 Variación de la TIR con respecto al IVA - Escenario 2

Variación de la TIR – Escenario 2			
IVA	Caso 0	Caso 1	Caso 2
12%	N/A	2.32%	9.39%
11%	N/A	2.44%	9.54%
10%	N/A	2.57%	9.70%
9%	N/A	2.70%	9.87%
8%	N/A	2.83%	10.03%
7%	N/A	2.96%	10.20%
6%	N/A	3.09%	10.37%
5%	N/A	3.22%	10.54%
4%	N/A	3.36%	10.71%
3%	N/A	3.50%	10.89%
2%	N/A	3.64%	11.07%
1%	N/A	3.78%	11.26%
0%	N/A	3.93%	11.44%

En las Figuras 4.10 y 4.11 se puede verificar el flujo de efectivo acumulado.

**Figura 4.10** Flujo de Efectivo Acumulado – Escenario 2 – Caso 1

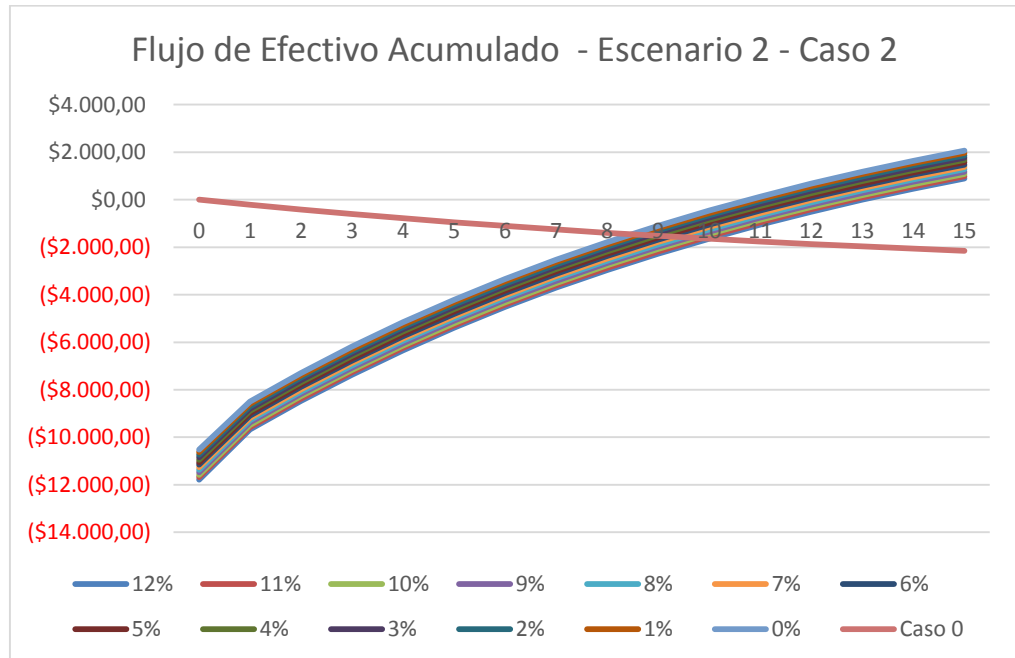


Figura 4.11 Flujo de Efectivo Acumulado – Escenario 2 – Caso 2

4.3.2 Disminución de la tasa de interés

La otra alternativa para incentivar la instalación de estos sistemas es la aplicación de tasas de interés reducidas para el inversionista. Para este caso se han analizado diferentes tasas de interés, reducidas del valor actual en pasos de 0.5% y se ha verificado como varia el VAN ante esta variación. En las siguientes tablas se resume el análisis realizado y los resultados obtenidos para ambos escenarios.

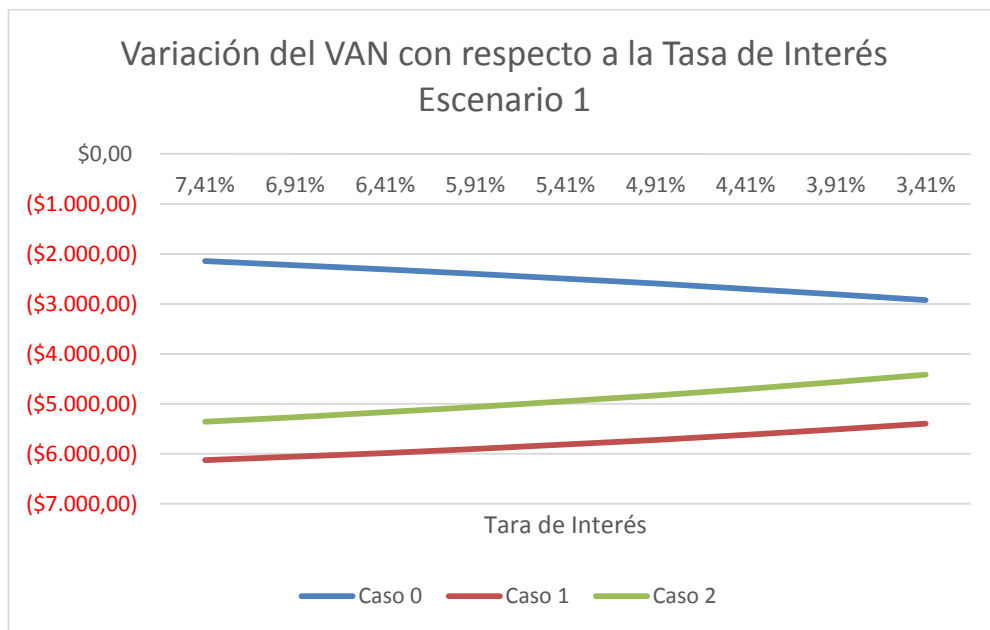


Figura 4.12 Variación del VAN con respecto a la tasa de Interés, Escenario 1

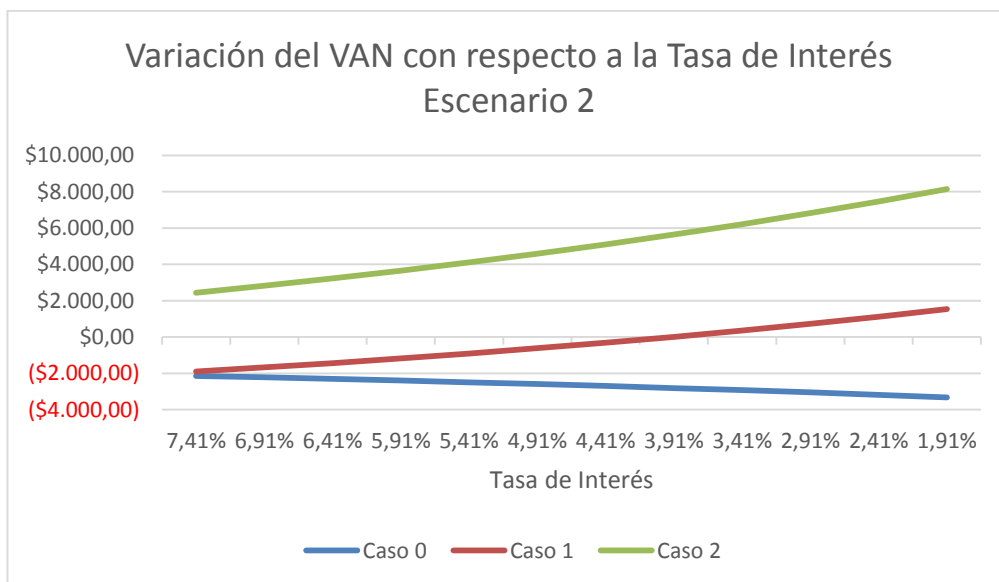


Figura 4.13 Variación del VAN con respecto a la tasa de Interés, Escenario 2

Tabla 33 Variación del VAN con respecto a la tasa de Interés,
Escenario 1

Variación del VAN con respecto a la Tasa de Interés Escenario 1			
Tasa de Interés	Caso 0	Caso 1	Caso 2
7.41%	(\$ 2,145.62)	(\$ 6,127.95)	(\$ 5,358.57)
6.91%	(\$ 2,225.92)	(\$ 6,058.31)	(\$ 5,266.64)
6.41%	(\$ 2,310.52)	(\$ 5,983.30)	(\$ 5,168.35)
5.91%	(\$ 2,399.72)	(\$ 5,902.56)	(\$ 5,063.29)
5.41%	(\$ 2,493.82)	(\$ 5,815.69)	(\$ 4,951.01)
4.91%	(\$ 2,593.16)	(\$ 5,722.27)	(\$ 4,831.02)
4.41%	(\$ 2,698.08)	(\$ 5,621.87)	(\$ 4,702.81)
3.91%	(\$ 2,808.97)	(\$ 5,513.98)	(\$ 4,565.82)
3.41%	(\$ 2,926.23)	(\$ 5,398.10)	(\$ 4,419.44)

Tabla 34 Variación del VAN con respecto a la tasa de Interés,
Escenario 2

Variación del VAN con respecto a la Tasa de Interés Escenario 2			
Tasa de Interés	Caso 0	Caso 1	Caso 2
7.41%	(\$ 2,145.62)	(\$ 1,904.37)	\$ 2,435.98
6.91%	(\$ 2,225.92)	(\$ 1,677.23)	\$ 2,819.60
6.41%	(\$ 2,310.52)	(\$ 1,436.28)	\$ 3,225.24
5.91%	(\$ 2,399.72)	(\$ 1,180.60)	\$ 3,654.34
5.41%	(\$ 2,493.82)	(\$ 909.21)	\$ 4,108.48
4.91%	(\$ 2,593.16)	(\$ 621.03)	\$ 4,589.32
4.41%	(\$ 2,698.08)	(\$ 314.93)	\$ 5,098.68
3.91%	(\$ 2,808.97)	\$ 10.32	\$ 5,638.51
3.41%	(\$ 2,926.23)	\$ 356.06	\$ 6,210.89
2.91%	(\$ 3,050.33)	\$ 723.71	\$ 6,818.10
2.41%	(\$ 3,181.72)	\$ 1,114.82	\$ 7,462.56
1.91%	(\$ 3,320.94)	\$ 1,531.05	\$ 8,146.92

Se puede apreciar como la reducción de la tasa de interés mejora el VAN obtenido en cada escenario, lo que justifica a este incentivo como adecuado para el incentivo del crecimiento de este sector energético. Se plantea entonces aplicar como incentivo una tarifa reducida en proyectos de esta índole al menos hasta que los precios de los equipos sean lo suficientemente bajos para mejorar por si solos los indicadores económicos.

CONCLUSIONES

1. Después de haber realizado el estudio del dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red, se determinó que el sistema debe contar con 12 paneles fotovoltaicos de marca Yingli Solar de 240 Wp c/u, un sistema de almacenamiento compuesto por 16 baterías Trojan con una capacidad total de 1312 Ah, dos reguladores TriStar MPPT de 60 A para cada ramal, de igual manera se seleccionaron dos inversores Phoenix 24/2000/50 de marca Victron Energy de 1600W c/u los mismos que permiten alimentar las cargas de la vivienda.
2. Al diseñar el sistema fotovoltaico se pudo observar que, si bien el sistema de almacenamiento con baterías es útil en ausencia de la luz solar, al estar conectado a la red estas baterías no son indispensables en primera instancia ya que se cuenta con el respaldo de la red. Sin embargo en caso de falla de la red y ausencia de luz solar, el sistema

de baterías será útil para la autonomía de la vivienda, sobre todo de cargas críticas.

3. Otro aspecto importante al diseñar este tipo de sistemas fotovoltaicos sistemas como el nuestro es la correcta selección del tipo de inversor, ya que al estar conectado a la red, este debe acoplarse correctamente a la misma, la cual es un sistema de doble alimentación conocido como fase partida. Para esto la solución más práctica es colocar dos inversores en serie, pero la tecnología de los mismos debe permitir este tipo de conexión. Esto influye directamente en los costos de la instalación fotovoltaica.

4. No existe al momento de ejecución de este trabajo una tarifa vigente para la compra de energía solar fotovoltaica a nivel residencial. Al analizar la rentabilidad del proyecto aplicando una tarifa de balance neto, se concluye que el mismo no es rentable en el periodo de estudio planteado de 15 años. Por otro lado en caso de aplicar el método de la tarifa preferencial FIT, si se consigue rentabilidad, con un tiempo de retorno de la inversión de 10 años, aplicando una tarifa de 0.41 ctvs.

5. El costo inicial de implementación de este proyecto aún es muy elevado en el país (3.54 USD/Wp) lo que no permite el crecimiento de este tipo de tecnologías al menos a corto plazo. Al plantear incentivos como la reducción del IVA y tasas de interés preferenciales, se pudo comprobar que la inversión efectivamente mejora.

RECOMENDACIONES

1. Es importante dimensionar correctamente los conductores a instalar en el sistema. Se debe evitar el sub-dimensionamiento, para no aumentar el porcentaje de pérdidas en los circuitos, especialmente de corriente continua. De igual forma el sobre dimensionamiento, si bien reduce las pérdidas, incrementa en sobremanera el costo de la instalación, sobre todo en circuitos de gran longitud.
2. Para aplicaciones residenciales como la de este proyecto no es necesario que la inclinación de los paneles sea la calculada como óptima en el diseño, ya que el aumento de la radiación incidente sobre los paneles no suele compensar el incremento del costo de la instalación de la soportería necesaria para lograr esa inclinación.

3. El sistema de almacenamiento debe ser instalado en un lugar fresco, ventilado y aislado de condiciones climatológicas adversas como el sol, lluvias, etc., de tal forma que la vida útil del mismo no se vea reducida innecesariamente. Esta consideración se debe tomar en cuenta también para el resto de equipos del sistema.

4. Se puede mejorar la eficiencia de la instalación utilizando equipos de baja potencia o de nuevas tecnologías más eficientes como lámparas tipo led y electrodomésticos de la línea inverter los cuales son más eficientes consumiendo menos potencia que los tradicionales.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo, «Plan Nacional Buen Vivir,» 2013.
- [2] Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, «Plan estratégico institucional 2014-2017, MEER,» 2014.
- [3] Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe, «Ecuador Producto 1&2,» 2011.
- [4] CONELEC, «Boletín Estadístico del Sector Ecuatoriano,» Quito, 2013.
- [5] COMITÉ EJECUTIVO DE LA NORMA DE LA CONSTRUCCIÓN, NEC 11 CAPITULO 14 ENERGIAS RENOVABLES, Quito, 2011.
- [6] «Sitio Solar, La historia de la energía solar fotovoltaica,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.sitiosolar.com/la-historia-de-la-energia-solar-fotovoltaica/>. [Último acceso: 1 2015].

- [7] ASIF, «Historia de la energía solar fotovoltaica,» Septiembre 2008. [En línea]. [Último acceso: enero 2015].
- [8] S. R. Wenham, M. A. Green, R. Corkish y M. E. Watt, Applied Photovoltaics, Segunda ed., London: TJ International Ltd, Padstow, Cornwall, 2007.
- [9] Solar Energy Research Institute, Basic Photovoltaic Principles and Methods, Colorado: Technical Information Office, 1982.
- [10] <https://www.youtube.com/watch?v=VBLxGv32OWs>, «Youtube - Las estaciones del año,» 2012. [En línea]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=VBLxGv32OWs>. [Último acceso: 2015].
- [11] A. Castejón Oliva y G. Santamaría Herranz, Instalaciones Solares Fotovoltaicas, Editex.
- [12] ONMAFUCASA SOLAR SL, «ONMAFUCASA SOLAR,» 2011. [En línea]. Available: <http://onmafucasasolar.blogspot.com/>. [Último acceso: 01 2015].
- [13] Trojan Battery Company, Guía para el usuario de baterías Trojan, 2008.

- [14] Victron Energy, «Autoconsumo y Independencia de la Red,» Victron Energy.
- [15] RENOVAENERGIA S.A., «RENOVAENERGIA - SOLUCIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES,» 2013. [En línea]. Available: http://www.renova-energia.com/productos_inversores_red/index.html. [Último acceso: 2015].
- [16] Aros Solar Technology, «Introducción a la energía fotovoltaico,» [En línea]. Available: <http://www.aros-solar.com/es/tecnologia-de-los-inversores-para-instalaciones-conectadas-a-la-red#>. [Último acceso: 1 2015].
- [17] J. M. Méndez Muñoz y R. Cuervo García, Energía Solar Fotovoltaica, Séptima ed., Madrid: FC EDITORIAL.
- [18] NASA; ATMOSPHERIC SCIENCE DATA CENTER, «Surface meteorology and Solar Energy,» 7 Enero 2015. [En línea]. Available: <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>.
- [19] National Fire Protection Association, *National Electric Code*, 2014.
- [20] Centro de Estudios de la Energía Solar, «CenSol5,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.censolar.es/censol50.htm>. [Último acceso: 1 2015].

- [21] J. M. Méndez Muñiz, R. Cuervo García y BUREAU VERITAS FORMACIÓN, Energía Solar Fotovoltaica, Séptima ed., Madrid: FC EDITORIAL.
- [22] YingliSolar, «Yingli Solar: Modulos Multicristalinos,» 2015. [En línea].
[Último acceso: 02 2015].
- [23] «Energía y Sociedad,» [En línea]. Available:
<http://www.energiaysociedad.es/ficha/3-6-autoconsumo-y-balance-neto>.
[Último acceso: 02 2015].
- [24] Banco Central del Ecuador, «Banco Central del Ecuador,» [En línea].
Available:
http://contenido.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=activa.
[Último acceso: Febrero 2015].
- [25] CONELEC, «PLIEGO TARIFARIO PARA EMPRESAS ELÉCTRICAS,»
Coordinación Nacional de Regulación, 2014.
- [26] D. I. P. Mencías, «PROPUESTA DE APORTES REGULATORIOS PARA EL FOMENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ECUADOR,»
Quito, 2013.

[27] CONELEC, «Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales,» 2011.

[28] ASAMBLEA NACIONAL, «Ministerio Coordinador de la Produccion, Empleo y Competitividad,» [En línea]. Available: <http://www.produccion.gob.ec/wp-content/uploads/2014/01/codigo-de-la-produccion-ecuador-espaniol.pdf>. [Último acceso: 2 2015].