

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la
Producción**

“Desarrollo de un sistema de energización fotovoltaico urbano conectado a
la red”

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero Mecánico

Presentado por:

Yandry Ricardo Costa Mosquera

Mario Cesar Granda Espinosa

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2021

DEDICATORIA

El presente proyecto de titulación se lo dedico a mi madre, a mis hermanos y a mis abuelos, quienes han estado apoyándome en cada etapa de mi carrera, impulsando lo mejor de mi para conseguir mis metas.

Especialmente se lo dedico a mi Padre que desde el cielo me ha cuidado en todo el trayecto y que sus enseñanzas las llevo siempre presentes.

Yandry Ricardo Costa Mosquera

El presente proyecto se lo dedico mi familia. Quienes han sido la base de mi formación, que, con su apoyo, amor incondicional y acompañamiento, me han ayudado a enfrentar las diferentes dificultades presentadas en el cumplimiento de esta meta.

Mario César Granda Espinosa

AGRADECIMIENTO

Agradezco primeramente a Dios por permitirme llegar a esta etapa, por brindarme la fuerza y resiliencia necesaria para conseguir este logro. Agradezco a mis mamitas Enma y Tanía, a mis hermanos Luis, Estefanía, Dody y Fabricio que, gracias a sus consejos y constante apoyo, estoy culminando esta meta. Especialmente agradezco a mi enamorada Denisse Vásquez que, con su cariño, consejos y apoyo incondicional en los momentos más desafiantes, me ayudó a reponerme y salir adelante.

Yandry Ricardo Costa Mosquera

No ha sido sencillo el camino hasta ahora, por eso agradezco a las diferentes personas que me han apoyado durante mi vida universitaria, especialmente a quienes me abrieron sus puertas compartiendo sus conocimientos y por ser los principales benefactores del desarrollo de mi tesis.

Mario César Granda Espinosa

Finalmente agradecemos a nuestro tutor el Dr. Juan Peralta por su mentoría en este proyecto y a la Dra. Emérita Delgado por su acompañamiento en el proceso metodológico.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Yandry Ricardo Costa Mosquera y Mario César Granda Espinosa damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”.



Yandry Ricardo
Costa Mosquera



Mario César
Granda Espinosa

EVALUADORES

EMERITA
ALEXANDR
A
DELGADO
PLAZA

Firmado digitalmente por
EMERITA ALEXANDRA
DELGADO PLAZA
Nombre de reconocimiento
(DN): cn=EMERITA
ALEXANDRA DELGADO PLAZA,
serialNumber=150921191312,
ou=ENTIDAD DE
CERTIFICACION DE
INFORMACION, o=SECURITY
DATA S.A. 2, c=EC
Fecha: 2021.12.09 20:28:32
-05'00'

.....
Ph.D. Emérita Delgado

PROFESORA DE LA MATERIA

JUAN
MANUEL
PERALTA
JARAMILLO

Firmado digitalmente por
JUAN MANUEL PERALTA
JARAMILLO
Nombre de reconocimiento
(DN): cn=JUAN MANUEL
PERALTA JARAMILLO,
serialNumber=210921231337,
ou=ENTIDAD DE
CERTIFICACION DE
INFORMACION, o=SECURITY
DATA S.A. 2, c=EC
Fecha: 2021.12.10 08:54:56
-05'00'

.....
Ph.D. Juan Peralta

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El presente proyecto de materia integradora se efectuó con la finalidad de poder implementar alternativas de generación eléctrica sostenible en entornos urbanos que, en el aspecto económico reduzcan el gasto mensual de una vivienda, además de reducir las emisiones de CO₂ contaminantes, objetivos importantes ODS de la ONU.

Para ello, siguiendo la regulación Nro.-003/18 ARCONEL conjuntamente con un levantamiento de información del consumo eléctrico domiciliario cuya comparación con planillas del último año, permitió establecer una demanda diaria a satisfacer de 42,45 [kWh/d]. Con ayuda del programa PVsyst se pudo comparar y validar mediante simulación la alternativa ideal dimensionada que, sometida a optimización económica y evaluación energética reflejó la máxima generación en un área de captación determinada.

De las 3 alternativas evaluadas, la opción óptima implica 12PFV de 330 [W] y 1 inversor de 4 [kW]. En el cálculo teórico se obtuvo una generación anual de 5,79 [MWh] que varía un 8,45% del dato simulado 5,3 [MWh], esto debido a que la demanda teórica se planteó con un 25,6% más, donde incluyen pérdidas y un incremento de consumo eléctrico a futuro. Desde el punto de vista económico, la alternativa ganadora conlleva una inversión de \$5955, cuyo retorno a los 12,8 años y ganancia de \$4112 a los 20 años, hacen viable su implementación, además de reducir la emisión medioambiental en 1,17 Ton CO₂ anuales. Por consiguiente, el proyecto cumple con los estándares de diseño para generación fotovoltaica conectada a red.

Palabras Clave: Sostenibilidad, generación eléctrica, fotovoltaica, PVsyst, conexión a red.

ABSTRACT

This integrative project was carried out in order to implement sustainable electricity generation alternatives in urban environments that, economically, reduce the monthly electricity cost of a home, in addition to reducing polluting CO₂ emissions, important goals SDG of the ONU.

To do this, following regulation No.-003/18 ARCONEL together with a survey of information on household electricity consumption, the comparison of which with the last year's worksheets will establish a daily demand to be satisfied of 42.45 [kWh/d]. With the help of the PVsyst program, it was possible to compare and validate by simulation the ideal dimensioned alternative that, subjected to economic optimization and energy evaluation, reflected the maximum generation in a determined catchment area.

Between the 3 evaluated alternatives, the optimal option involves 12FVP of 330 [W] and 1 inverter of 4 [kW]. In the theoretical calculation, an annual generation of 5.79 [MWh] was obtained, which varies 8.45% from the simulated data 5.3 [MWh], this is due to the fact that the theoretical demand was raised with 25.6% more, which includes losses and an increase in electricity consumption in the future. From the economic point of view, the winning alternative involves an investment of \$5,955, whose return after 12.8 years and a gain of \$4112 after 20 years, make its implementation viable, in addition to reducing environmental emissions by 1.17 Ton CO₂ yearly. Consequently, the project meets the design standards for grid-connected photovoltaic generation.

Key Words: *Sustainability, electricity generation, photovoltaics, PVsyst, grid connection.*

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
<i>ABSTRACT</i>	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS	VI
SIMBOLOGÍA	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	IX
ÍNDICE DE PLANOS	X
CAPÍTULO 1.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Descripción del problema.....	1
1.2 Justificación del problema.....	2
1.3 Objetivos	2
1.3.1 Objetivo General	2
1.3.2 Objetivos Específicos.....	2
1.4 Marco teórico	3
1.4.1 Energías renovables en el país	3
1.4.2 Energía Solar e Irradiancia	4
1.4.3 Cuantificación de Radiación Solar	7
1.4.4 Efecto fotovoltaico	8
1.4.5 Tipos de paneles fotovoltaicos.....	9
1.4.6 Descripción de sistemas fotovoltaicos	11
1.4.7 Sistemas fotovoltaicos autónomos y conectados a la red.....	13
1.4.7.1 Sistemas aislados o autónomos	13
1.4.7.2 Sistemas conectados a la red	13

1.4.7.3	Consumo energético de una vivienda	14
1.4.7.4	Dimensionamiento del Área y cálculos generales	14
1.4.8	Legislación y normativa nacional vigente.....	17
CAPÍTULO 2.....		19
2.	METODOLOGÍA.....	19
2.1	Proceso de Diseño.....	20
2.2	Diseño Conceptual.....	21
2.3	Requerimientos de Diseño	22
2.4	Factores de influencia	23
2.5	Alternativas de solución	24
2.6	Matriz de decisión y selección de mejor alternativa.....	24
2.7	Información geográfica de la vivienda	26
2.7.1	Información meteorológica del lugar y Recurso solar disponible del sitio	27
2.8	Estimación de la demanda energética	28
2.8.1	Curva de demanda energética.....	29
2.8.2	Perdidas por temperatura	30
2.9	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico	30
2.9.1	Radiación solar directa	32
2.9.2	Radiación solar difusa.....	32
2.9.3	Dimensionamiento del área y generación energética	33
2.9.4	Error relativo	36
2.9.5	Influencia de Temperatura.....	36
2.9.6	Dimensionamiento del cableado.....	39
CAPÍTULO 3.....		41
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	41
3.1	Orientación e inclinación del sistema fotovoltaico	41
3.2	Dimensionamiento y descripción del sistema fotovoltaico	41

3.3	Análisis estructural y planos eléctricos.....	44
3.4	Análisis de demanda y generación	45
3.5	Análisis de sombras y ubicación	48
3.6	Análisis de costos	48
CAPÍTULO 4.....		52
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	52
4.1	Conclusiones	52
4.2	Recomendaciones	53
BIBLIOGRAFÍA		
APÉNDICES		

ABREVIATURAS

ARCONEL	Agencia de regulación y Control de Electricidad
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
SGFV-CR	Sistema de generación fotovoltaica conectada a red.
μ SGFV	Microsistema de generación fotovoltaica.
NASA	Administración Espacial Aeronáutica de Estados Unidos
NASA-SSE	Meteorología de superficie y energía solar de la NASA
PVGIS TMY	A typical meteorological year of PVGIS
PVsyst	Photovoltaic System Software
PFV	Paneles fotovoltaicos
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
NREL NSRDB TYP	The National Solar Radiation Database (Base de datos nacional de radiación)
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System (Sistema de información Geográfica Fotovoltaica).
MPPT	Maximum Power Point Tracker (Seguimiento del punto de máxima potencia)
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Costo nivelado de electricidad)

SIMBOLOGÍA

GWh	Gigavatio hora
MWh	Megavatio hora
kWh	Kilovatio hora
Wh/d	Vatio hora al día
W/m ²	Vatios por metro cuadrado
J/m ²	Joules por metro cuadrado
Wh/m ²	Vatio hora por metro cuadrado
AC	Corriente Alterna
DC	Corriente Directa
°C	Grado Celsius o centígrado
m	Metro lineal
m ²	Metro cuadrado
kW	Kilo Vatio

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Esquema de aprovechamiento solar.	4
Figura 1.2 Esquema de radiación solar.	5
Figura 1.3 Datos mensuales de irradiancias en Guayaquil.....	7
Figura 1.4 Diagrama del efecto fotovoltaico.	9
Figura 1.5 Módulos fotovoltaicos más comunes.	10
Figura 1.6 Diagrama de un sistema fotovoltaico.....	11
Figura 1.7 Medidor Bidireccional.	13
Figura 1.8 Espaciamiento entre paneles fotovoltaicos.....	15
Figura 1.9 Esquema de instalación μ SFV.	18
Figura 2.1 Esquema del proceso de diseño.	20
Figura 2.2 Diseño Conceptual del sistema fotovoltaico.	21
Figura 2.3 Esquema simplificado del sistema fotovoltaico.....	22
Figura 2.4 Mapa de Ubicación Geográfica.	26
Figura 2.5 Curva de demanda.	29
Figura 2.6 Geometría y orientación del panel fotovoltaico.....	31
Figura 2.7 Dimensiones panel AE SMM6-72.....	34
Figura 2.8 Corriente según la temperatura “Serie”.	36
Figura 2.9 Calibre AWG.....	40
Figura 3.1 Ubicación de paneles fotovoltaicos.	43
Figura 3.2 Factor de seguridad estructural para el soporte.	44
Figura 3.3 Curva de consumo y generación eléctrica anual.	47
Figura 3.4 Tarifa de simulación PVsyst.	50
Figura 3.5 Parámetros financieros.....	51

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Alternativas de solución.	24
Tabla 2.2 Ponderación para alternativas.	25
Tabla 2.3 Matriz de selección.	25
Tabla 2.4 Coordenadas Geográficas.	27
Tabla 2.5 Información de Irradiación promedio para el sitio.	27
Tabla 2.6 Demanda Energética del hogar.	28
Tabla 2.7 Demanda Energética con pérdidas.	30
Tabla 2.8 Geometría Solar.	31
Tabla 2.9 Cálculos iterados de solsticios y equinoccio.	33
Tabla 3.1 Especificación de los dispositivos seleccionados.	43
Tabla 3.2 Especificaciones de la simulación estructural del soporte.	45
Tabla 3.3 Resultados de la simulación para alternativa "C"	46
Tabla 3.4 Tabla globalizada de producción energética.	47
Tabla 3.5 Detalle de costos.	49
Tabla 3.6 Cotización económica del sistema.	49

ÍNDICE DE PLANOS

PLANO E-1.- Plano de la Estructura del Sistema Fotovoltaico.

PLANO E-2.- Plano Unifilar Eléctrico.

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

La búsqueda de alternativas de generación de energía se ha vuelto una necesidad indiscutible. En este documento se tratará específicamente sobre la energía solar, cuya utilización ayudará a satisfacer las necesidades energéticas, además de su desarrollo; esto se debe a que las fuentes de energía no convencionales proporcionan energía no contaminante y respetuosa con el ambiente. (Díaz Corcobado & Carmona Rubio, 2010)

“Estamos seguros del potencial de energía renovable no convencional del Ecuador: fotovoltaica, eólica, bioenergía y otras que ayudarán a complementar la producción hidroeléctrica”, señaló el titular de la Asociación Ecuatoriana de Energías Renovables (AEEREE), Eduardo Rosero. (Rosero, 2020)

Dentro de este marco, existe la necesidad de soluciones para la generación de energía sostenible, este escenario ha logrado que el mercado tenga un alto crecimiento en el apartado de instalación de paneles solares. Asimismo, es necesario incentivar la formulación de nuevos esquemas gubernamentales para fomentar la producción de energía renovable, lo cual puede llegar a tener un gran impacto para el mercado. (Emmanuel.P.Agbo, y otros, 2021)

1.1 Descripción del problema

Aunque en el Ecuador existen criterios legales asociados al fomento del uso de la energía solar a nivel domiciliario, a la fecha no se cuenta con notables proyectos asociados a la generación urbana-residencial en el marco de sistemas conectados a la red en la ciudad de Guayaquil. Como tal, desde un punto de vista local, no existe la suficiente difusión de criterios de sostenibilidad energética y cuidado ambiental en entornos urbanos, pues desde el ámbito cultural no se tienen hábitos orientados hacia el uso racional de la energía que contribuya a la reducción de las emisiones de CO₂ y además reduzcan el consumo energético que afecta la economía

residencial. Con respecto a los criterios de salud pública, social, seguridad y bienestar no se tiene un impacto relevante, pues netamente la problemática va orientada hacia el implemento de alternativas energéticas viables en entornos urbanos.

1.2 Justificación del problema

Debido al incremento económico en el cobro de las planillas eléctricas de consumo residencial sectorizado, y partiendo de la regulación vigente del ARCONEL Nro.-003/18, es propicia la implementación de alternativas que permitan la reducción del gasto mensual, ligado al consumo eléctrico del hogar. Dentro de esta perspectiva, el proyecto considerará aspectos asociados a la edificación, dimensionamiento del sistema, simulación, análisis energético y estimación de costos, que permitan evaluar la factibilidad de implementación de un sistema fotovoltaico urbano domiciliario conectado a la red. Recalcando que, este tipo de iniciativas garantizan el acceso a energía limpia, asequible, moderna y sostenible para las comunidades, además de construir infraestructuras resilientes de innovación y adoptar medidas para combatir el cambio climático, objetivos importantes del desarrollo sostenible “ODS”.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Analizar la viabilidad de la implementación de un sistema fotovoltaico en un entorno urbano de Guayaquil que contribuya a la sostenibilidad energética de la edificación residencial.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Evaluar la energía solar del área de actuación para determinar la potencia aprovechable de irradiación.
2. Dimensionar el sistema fotovoltaico a través de la evaluación de múltiples alternativas de configuración del campo de captación, complementos y demanda de electricidad.

3. Analizar costos y evaluación energética del sistema utilizando programas de simulación.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Energías renovables en el país

El aumento de la demanda de energía, el alza de precio de los combustibles fósiles y la preocupación de una escasez a futuro ha hecho que las energías renovables se vuelvan más populares, por consiguiente, la utilización de este tipo de energías no convencionales ayudará a retribuir las necesidades energéticas del país. El Ecuador actualmente cuenta con el 51,78% de energías renovables según “ARCONEL”, donde las 3 más relevantes son las siguientes:

Energía Fotovoltaica. - Es la energía más abundante que existe, se obtiene convirtiendo la luz del sol en electricidad, gracias al efecto fotovoltaico (ZAMBRANO, 2015). Actualmente Ecuador cuenta con una potencia total instalada de 34,77 [GWh], con una proyección a largo plazo de 400 [MW]. (MEER, 2018)

Energía Eólica. – Esta energía se obtiene gracias a la impulsora del viento, su funcionamiento se basa mediante un aerogenerador que transforma las diferentes tasas de energía cinética del viento en electricidad (Barragán Escandón, Terrados Cepeda, Parra González, & Zalamea eón, 2019). Ahora el Ecuador cuenta con una generación eólica de 1,691 [GWh]; con un potencial factible instalable a corto plazo de 884 [MW]. (MEER, 2018)

Hidroeléctrica. - Este tipo de energía aprovecha el movimiento cinético del agua para generar electricidad. Esta energía necesita de agua almacenada en represas, donde al caer en forma de cascada, impulsa a diferentes turbinas, las cuales a su vez impulsan a los generadores eléctricos que convierten energía mecánica a electricidad. Se estima que

el Ecuador anualmente produce 20661,5 [GW]. (Guastay Cajo & Llanes Cedeño, 2020).

1.4.2 Energía Solar e Irradiancia

El sol es una fuente de energía virtualmente infinita que abastece a casi todos los procesos naturales y artificiales sobre la tierra. Se conoce que la luz solar propaga radiación electromagnética, la cual es una fuente de energía aprovechable si se la canaliza eficientemente. Existen 2 formas básicas de aprovechamiento de energía, la solar térmica y solar fotovoltaica. (CDTS, 2013)

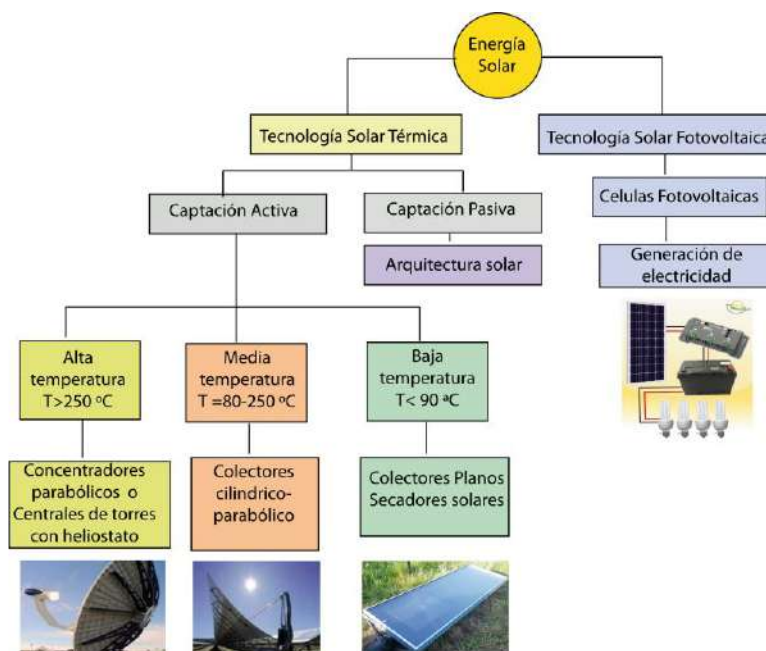


Figura 1.1 Esquema de aprovechamiento solar.

Fuente: Introducción al estudio de fuentes renovables de energía (p,41), (CDTS, 2013)

Tecnología Solar Térmica: Consiste en aprovechar la radiación solar en calor que produzca un incremento de temperatura sobre un medio de alta transferencia térmica (agua) y posterior ser usado para calentar o generar electricidad (vapor – turbina). (CDTS, 2013)

Tecnología Solar Fotovoltaica: Consiste en mediante el efecto fotovoltaico aprovechar la energía radiante del sol para producir un flujo de electrones. Para ello se debe emplear un dispositivo llamado panel

fotovoltaico donde sus células fotovoltaicas (silicio) con sus propiedades semiconductoras, al ser excitadas producen corriente eléctrica. (CDTS, 2013)

Para determinar el potencial energético de un lugar se debe tener presente las siguientes variables:

- La hora del día.
- Época del año.
- Latitud del lugar.
- Orientación de la superficie receptora.
- Condiciones atmosféricas del sitio.

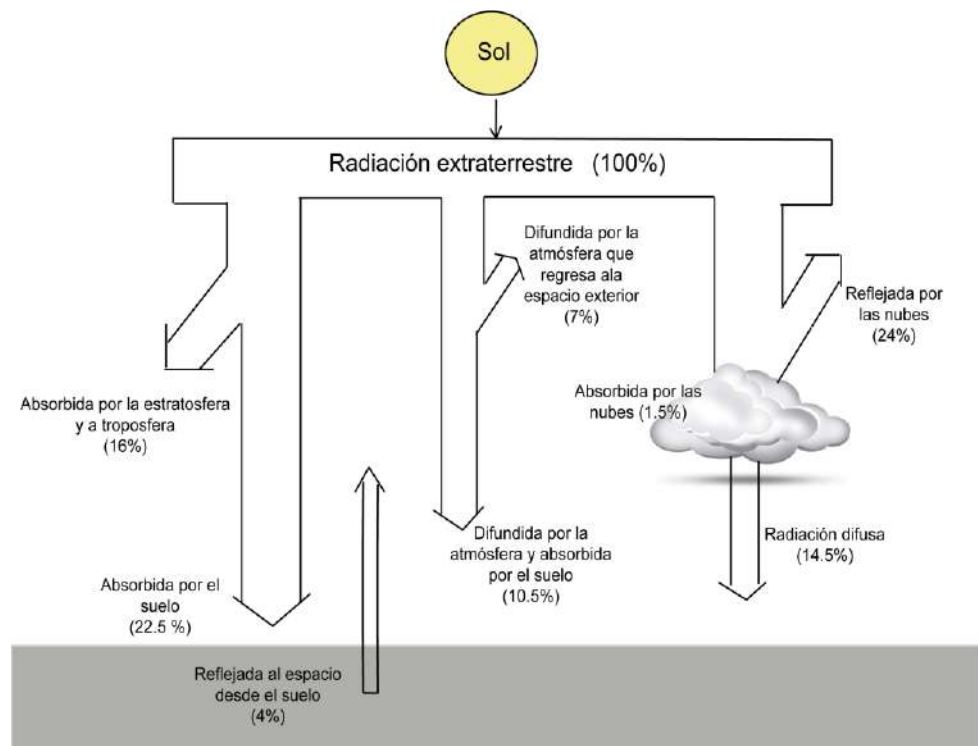


Figura 1.2 Esquema de radiación solar.

Fuente: Introducción al estudio de fuentes renovables de energía (p,33), (CDTS, 2013)

Geometría solar terrestre

Latitud (λ): Se define como aquel ángulo formado entre una línea de rayo solar con el plano ecuatorial en la posición del observador. (CDTS, 2013)

Declinación (δ): Se define como aquella posición del sol con relación al plano ecuatorial en el medio día solar. Es decir, su valor se toma a diario al medio día solar. (CDTS, 2013)

$$\delta = 23,45^\circ * \sin\left(360^\circ \frac{284+d}{365}\right) \quad (1.1)$$

- Donde:

d: Día del año a calcular la declinación.

Ángulo horario (τ): Se define como el ángulo comprendido entre el plano meridiano de un punto en específico, con el plano meridiano que pasa por el sol. Este valor está en función de la hora en el día. (CDTS, 2013)

$$\tau = (15t - 180^\circ)^\circ \quad (1.2)$$

- Donde:

t: hora del día [h].

Ángulo cenital (θ_s): Se define como el ángulo que forma la vertical de un punto en específico con la línea del sol. (CDTS, 2013)

Ángulo de elevación o altitud solar (α_s): Se define como aquel ángulo comprendido entre la posición solar y su proyección en el plano horizontal. (CDTS, 2013)

Geometría solar sobre superficies inclinadas

Pendiente (β): Se define como el ángulo comprendido entre la superficie de la placa y la horizontal, o también como la normal a la superficie y la vertical. (CDTS, 2013)

Placa con orientación fija: Se debe tener las siguientes consideraciones para una placa con orientación fija, con ángulo de incidencia al medio día: (Castejón & Santamaría, 2010)

- Hemisferio norte: $\beta = \lambda - \delta$ (1.3)

- Hemisferio sur: $\beta = -\lambda + \delta$ (1.4)

Elevación de placa (α): Se define como el ángulo comprendido entre la superficie de la placa y la horizontal, o también como la normal a la superficie y la vertical. (CDTS, 2013)

$$\alpha = 90^\circ - \beta \quad (1.5)$$

1.4.3 Cuantificación de Radiación Solar

Irradiancia “I”: Es conocida como la tasa de potencia radiada que incide sobre una determinada superficie. Sus unidades son [W/m²]. (CDTS, 2013)

Irradiación “G”: Es conocida como la densidad de energía radiada que incide sobre una determinada superficie. También se conoce como la integración de la irradiancia en un determinado lapsus de tiempo. Sus unidades son [J/m² o Wh/m²]. (CDTS, 2013)

Mes	G_Gh	G_Dh	G_Gk	G_Dk	G_Bn	Ta	RH	FF
	[kWh/ m2d]	[kWh/ m2d]	[kWh/ m2d]	[kWh/ m2d]	[kWh/ m2d]	[°C]	[%]	[m/s]
Enero	4,48	2,87	4,48	2,87	2,35	26,3	68	2,1
Febrero	5,04	2,66	5,04	2,66	3,29	26,0	75	1,8
Marzo	5,39	2,80	5,39	2,80	3,55	26,3	76	1,9
Abril	5,07	2,50	5,07	2,50	3,59	26,6	72	2,1
Mayo	4,78	2,41	4,78	2,41	3,50	25,7	71	2,4
Junio	4,32	2,50	4,32	2,50	2,76	24,2	71	3,1
Julio	3,90	2,40	3,90	2,40	2,23	23,6	71	3,4
Agosto	4,38	2,51	4,38	2,51	2,73	23,5	70	3,6
Setiembre	5,09	2,49	5,09	2,49	3,59	23,8	69	3,7
Octubre	5,00	2,65	5,00	2,65	3,22	24,0	69	3,7
Noviembre	4,63	2,58	4,63	2,58	2,92	24,6	66	3,5
Diciembre	4,74	2,79	4,74	2,79	2,82	26,0	63	3,0
Año	4,73	2,60	4,73	2,60	3,04	25,1	70	2,9

G_Gh: Irradiancia media de la radiacion global horizontal
 G_Dh: Irradiancia media de la radiacion difusa horizontal
 G_Gk: Irradiancia media de la radiacion global, superficie inclinada
 G_Dk: Irradiancia media de la radiacion difusa, superficie inclinada
 G_Bn: Irradiancia de la radiacion directa normal
 Ta: Temperatura del aire
 RH: Humedad relativa
 FF: Velocidad del viento

Figura 1.3 Datos mensuales de irradiancias en Guayaquil.
 Fuente: Guayaquil Aer. Meteorom. (Perez, 2010)

Radiación solar directa en superficie inclinada “ $G_{b,T}$ ”: Se denota como la radiación proveniente del sol sin que la misma sufra desvíos por la atmósfera de la tierra. (CDTS, 2013)

$$G_{b,T} = G_b * R_b \quad (1.6)$$

$$R_{b,hemis\ norte} = \frac{\cos(\lambda-\beta) * \cos \delta * \cos \tau + \sin(\lambda-\beta) * \sin \delta}{\cos \lambda * \cos \delta * \cos \tau + \sin \lambda * \sin \delta} \quad (1.7)$$

$$R_{b,hemis\ sur} = \frac{\cos(\lambda+\beta) * \cos \delta * \cos \tau + \sin(\lambda+\beta) * \sin \delta}{\cos \lambda * \cos \delta * \cos \tau + \sin \lambda * \sin \delta} \quad (1.8)$$

- Donde:

G_b : Radiación solar directa [W/m²].

R_b : Factor geométrico de corrección angular = 0,9662

Radiación solar difusa en superficie inclinada “ $G_{d,T}$ ”: Se denota como la radiación proveniente del sol, que es dispersada por la atmósfera de la tierra. Cabe recalcar que la siguiente fórmula aplica solo para cielo isentrópico. (CDTS, 2013)

$$G_{d,T} = \left(\frac{1+\cos \beta}{2}\right) + (G_b + G_d) * \rho_g * \left(\frac{1-\cos \beta}{2}\right) \quad (1.9)$$

- Donde:

G_d : Radiación solar difusa [W/m²].

G_b : Radiación solar directa [W/m²].

ρ_g : Factor de reflectividad superficial.

Radiación solar total en superficie inclinada “ G_T ”: Es la radiación resultante de la suma entre la suma de la directa y la difusa, medida sobre una determinada superficie horizontal. (CDTS, 2013)

$$G_T = G_{b,T} + G_{d,T} \quad (1.10)$$

- Donde:

G_T : Radiación solar total [W/m²].

1.4.4 Efecto fotovoltaico

Busca aprovechar del fenómeno fotoeléctrico para producir electricidad. Para ello entra en juego la radiación solar, la cual contiene fotones que

inciden sobre una superficie semiconductor, excitando el material hasta un cierto valor (1,2 eV) que permite el desprendimiento de los últimos electrones de valencia en los átomos, generando así un flujo de electrones (corriente eléctrica). Siendo más detallistas, gracias al aprovechamiento de las denominadas células fotovoltaicas cuya estructura superior (semiconductor tipo N - silicio con átomos de Fosforo-pentavalentes) y cuya estructura inferior (semiconductor tipo P - silicio con átomos de Boro-trivalentes), según la distribución, producen un campo eléctrico interno que al momento en que los fotones excitan los átomos de silicio, este campo expulsa los electrones hacia un conductor superior y a las vacancias (vacío) las impulsa en dirección contraria, generando así una diferencia de potencial que repercute en corriente eléctrica aprovechable. (Planas, Energía Solar, 2015)

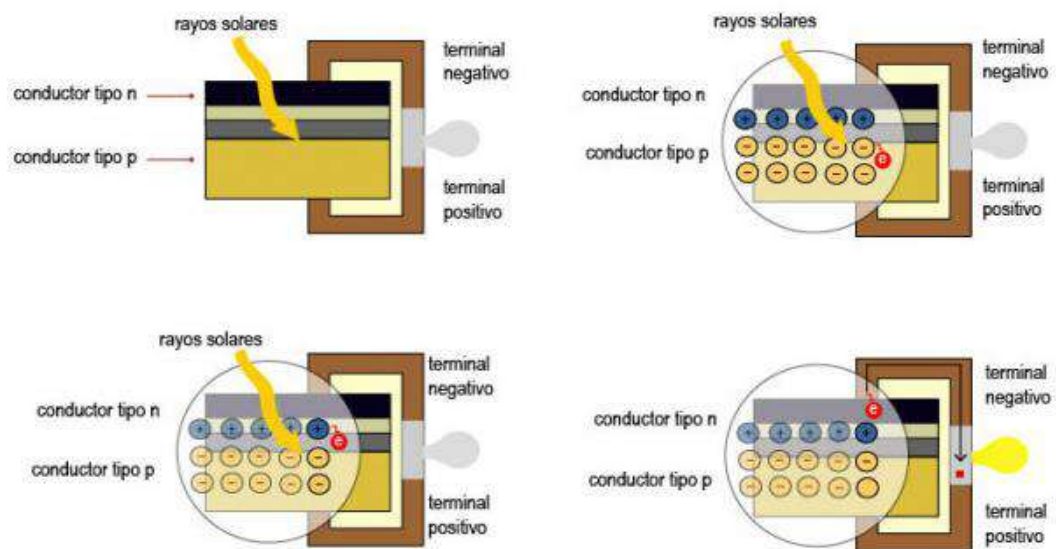


Figura 1.4 Diagrama del efecto fotovoltaico.
Fuente: Energía proveniente del sol. (Salinas, 2011)

1.4.5 Tipos de paneles fotovoltaicos

La primera celda fotovoltaica fue patentada en 1941 por el inventor estadounidense Russel Ohl; luego, en el año de 1954 la empresa “Bell Laboratories” produce el primer panel solar de silicio en el mundo. De esta manera se dio inicio al mundo de paneles solares y su aprovechamiento para la producción de energía eléctrica.

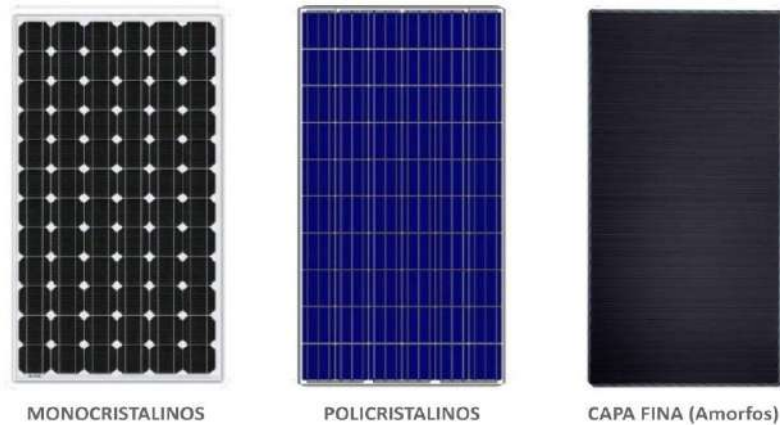


Figura 1.5 Módulos fotovoltaicos más comunes.

Fuente: Instalaciones Solares fotovoltaicas (Diaz Corcobado & Carmona Rubio, 2010)

Los paneles solares existentes en el mercado y más comercializados son de silicio; existen tres tipos: Panel solar monocristalino, panel policristalino y el amorfo.

Panel solar Monocristalino

Es el panel solar más eficiente, con una eficiencia aproximada del 20%, pero con un costo alto. (CDTS, 2013)

Panel solar Policristalino

El panel policristalino actualmente es el más usado debido a su bajo costo con una apariencia escamosa y una eficiencia del 15%. (CDTS, 2013)

Panel solar Amorfo

Los paneles solares amorfos que tienen una eficiencia entre el 7% y 10%, con un costo bajo, son los menos utilizados por su baja eficiencia. (CDTS, 2013)

Otros tipos de Paneles

Actualmente existen otros elementos de fabricación de paneles solares probándose en laboratorios (kesterita y perovskita) y prometen una mayor eficiencia que los paneles solares de silicio. (Noguera-Salas, Ricardo Alfonso Pinto-García, & Jhon Edison Villarreal-Padilla , 2018)

1.4.6 Descripción de sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico se diseña en base a un conjunto de elementos empleados para la captación de energía solar a fin de transformar dicha energía en electricidad. Este sistema es totalmente seguro, confiable y no aporta contaminación al ambiente creando una sociedad sostenible.

Los componentes de un sistema fotovoltaico son: el panel solar, inversor, batería, controlador de carga, estructura de montaje y otros elementos mecánicos y eléctricos que ayudan a la conexión interna. (Diaz Corcobado & Carmona Rubio, 2010)



Figura 1.6 Diagrama de un sistema fotovoltaico.

Fuente: Instalaciones Solares fotovoltaicas (p,12) (Diaz Corcobado & Carmona Rubio, 2010)

Componentes principales del sistema

Módulo fotovoltaico. – Un módulo fotovoltaico es la composición de diferentes células fotovoltaicas conectadas en serie, para la generación de electricidad a través del efecto fotovoltaico. Hoy en día, la mayoría de los paneles que se fabrican de silicio cristalino, aunque se siguen estudiando otros materiales de fabricación. (CDTS, 2013)

Inversor. – El inversor es uno de los componentes más importantes en un sistema fotovoltaico, su función principal es la de convertir la corriente continua que genera la matriz solar a corriente alterna de acuerdo con el

sistema de red. Además, la configuración que se establece en el generador solar debe ser acorde a las características del inversor. (Luque & Hegedus, 2003)

Batería. – Según la instalación fotovoltaica, algunas configuraciones necesitan un almacenamiento de energía para posterior retribuir energía en las etapas que no hay suficiente irradiación solar. Su característica principal radica en que son de corriente continua y permiten una conexión fácil entre el generador fotovoltaico y la batería. (Luque & Hegedus, 2003)

Controlador o regulador de carga. – En diferentes sistemas fotovoltaicos, el controlador de carga no es necesario, esto se da en pequeños sistemas fotovoltaicos; pero cuando se diseña un sistema a largo plazo un controlador de carga es primordial para evitar las sobrecargas que puede sufrir el sistema.

Conectores. – Uno de los conectores más empleados son los denominados mili-contacto, los cuales brindan mayor seguridad al cableado. Otro de los más empleados son los Solarlock, los cuales son ampliamente usados para conexión con los inversores del sistema.

Cabe recalcar que un elemento importante en los sistemas conectados a red es el medidor o contador que controla el consumo y producción de energía eléctrica a nivel residencial.

Medidor bidireccional. – Este medidor se caracteriza por cuantificar la energía en ambas direcciones, es decir mide la energía que consume el usuario de la red y viceversa. La dirección del flujo de corriente es hacia la red cuando existe mayor generación de electricidad a causa de la alta radiación solar y el medidor guarda los datos en el registro de exportación, la otra medición se da mayormente en la noche donde no existe radiación solar y se importa electricidad de la red para hacer funcionar las cargas. (Durrenberger, 2017)



Figura 1.7 Medidor Bidireccional.

Fuente: The energy Miser- Mark Durrenberger's Blog (Durrenberger, 2017)

1.4.7 Sistemas fotovoltaicos autónomos y conectados a la red

1.4.7.1 Sistemas aislados o autónomos

Este tipo de sistemas fotovoltaicos son altamente usados en viviendas y locaciones de difícil acceso donde no se tiene disponibilidad a redes de suministro eléctrico, pues no necesitan de fuentes de combustible para funcionar y además su mantenimiento es simple y de bajo costo. Su funcionamiento simple radica en el uso de elementos como panel solar, batería, cables de conexión, inversor y regulador electrónico. (CDTS, 2013)

1.4.7.2 Sistemas conectados a la red

Este tipo de instalaciones son cada vez más empleadas ya que brindan al usuario la oportunidad de convertirse en productor de energía que repercute en beneficio monetario, además que permite ahorrar energía eléctrica en momentos pico de demanda y estabilizar así el consumo. Una desventaja tiende a ser el elevado costo inicial de implantación dado que requieren un área de captación solar considerable, y por ende mayor cantidad de paneles solares, pero esto debe validarse con un estudio que viabilice su inversión, pues su aplicación incentiva hábitos de conciencia medioambiental por ser una tecnología limpia. (CDTS, 2013)

1.4.7.3 Consumo energético de una vivienda

Como primer paso, es de suma importancia proceder a calcular la demanda de energía a suministrar, para ello se debe realizar un levantamiento de información ligado a los equipos en funcionamiento, denotando de cada uno los siguientes parámetros:

- Potencia de consumo unitaria.
- Cantidad de equipos o dispositivos.
- Horas de funcionamiento diario de cada equipo.
- Tipo de corriente (CA/CD).

1.4.7.4 Dimensionamiento del Área y cálculos generales

Para dimensionar el área de captación se emplea las siguientes ecuaciones.

- **Temperatura de celda y pérdidas**

$$T_{celda} = T_{amb} + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800 [W/m^2]} \right) * I_{prom} \quad (1.11)$$

$$\%_{perd.Temp} = (T_c - T_{amb}) * C_t \quad (1.12)$$

Donde:

T_{amb} : Temperatura ambiente [°C].

T_{ONC} : Temperatura de operación nominal de la celda [°C].

I_{prom} : Irradiancia promedio [W/m²].

T_c : Temperatura de la celda [°C].

C_t : Coeficiente de potencia térmico [%/°C].

- **Eficiencia teórica del panel fotovoltaico**

$$\eta = \frac{P_c}{1000 \left[\frac{W}{m^2} \right] * A} \quad (1.13)$$

Donde:

P_c : Potencia del panel fotovoltaico [W].

A : Área del panel fotovoltaico [m²].

- **Área de captación**

$$S_{cap} = \frac{E_{d,neto}}{G_T * \eta} \quad (1.14)$$

Donde:

S_{cap}: Área de captación neta [m²].

E_{d,neto}: Energía neta de consumo diario [Wh/d].

η: Eficiencia teórica del panel fotovoltaico.

G_T: Irradiación solar total [Wh/d*m²].

- **Espaciamiento óptimo entre paneles**

El espaciamiento entre paneles se considera a fin de que las filas tengan la suficiente distancia que evite efectos de sombra. Con la separación mínima se garantiza un mínimo de 4 horas de sol al medio día para el solsticio de invierno. (Castejón & Santamaría, 2010)

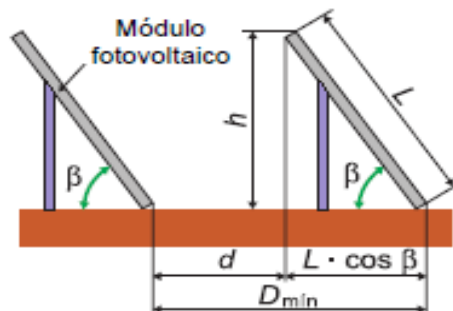


Figura 1.8 Espaciamiento entre paneles fotovoltaicos.

Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010)

$$d = \frac{L * \sin(\beta)}{\tan(61^\circ - \lambda)} \quad (1.15)$$

$$D_{min} = d + L * \cos(\beta) \quad (1.16)$$

Donde:

L: Longitud del panel Fotovoltaico = 2 [m].

β: Inclinación del módulo [°].

d: Distancia [m].

λ: Latitud del sitio [°].

D_{min}: Distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos [m].

- **Número máximo de paneles fotovoltaicos**

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{S}{D_{min} * b} \quad (1.17)$$

Donde:

S: Área disponible = 31 [m].

b: Ancho del panel [m].

D_{min}: Distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos [m].

Para determinar la generación eléctrica se hace uso de las siguientes ecuaciones, considerando la verificación según sus componentes.

- **Generación eléctrica neta**

$$G_{neta} = \eta * N_{netos} * Pc \quad (1.18)$$

Donde:

η: Eficiencia teórica del panel fotovoltaico.

N_{neto}: Número neto de paneles.

Pc: Potencia de la celda fotovoltaica [Wh/d].

- **Error relativo**

$$Error = \left| \frac{V_{te\acute{o}rico} - V_{simulado}}{V_{te\acute{o}rico}} \right| * 100 \quad (1.19)$$

Donde:

V_{teórico}: Dato teórico calculado [m].

V_{experimental}: Para este caso sería el valor experimental. [m].

- **Comprobación de configuración**

$$V_{OC (-10)} = V_{OC} + \beta(T - 25) \quad (1.20)$$

$$V_{mpp (70 o -10)} = V_{mpp} + \beta(T - 25) \quad (1.21)$$

$$I_{SC (70)} = I_{SC} + \alpha(T - 25) \quad (1.22)$$

$$N_{serie - \acute{m}inimos} \geq \frac{V_{inv-min}}{V_{mpp (70)}} \quad (1.23)$$

$$N_{serie- \text{ m\u00e1ximos}} < \frac{V_{inv-m\u00e1x}}{V_{mpp (-10)}} \quad (1.24)$$

$$N_{paralelo- \text{ m\u00e1ximo}} \leq \frac{I_{inv-m\u00e1x}}{I_{SC (70)}} \quad (1.25)$$

Donde:

V_{mpp} : Tensi\u00f3n m\u00e1xima-m\u00ednima pico del m\u00f3dulo fotovoltaico [V].

V_{oc} : Tensi\u00f3n m\u00e1x del m\u00f3dulo fotovoltaico en el vac\u00edo [V].

I_{sc} : Corriente m\u00e1xima del m\u00f3dulo fotovoltaico [A].

β : Coeficiente de temperatura para tensi\u00f3n V_{oc} [mV/\u00b0C].

α : Coeficiente de temperatura para corriente I_{sc} [mA/\u00b0C].

- **Dimensionamiento del cableado para conexi\u00f3n**

Tramo #1 para corriente continua C/C.

$$I_N = 1.25 * (I_{SC}) \quad (1.26)$$

Tramo #2 para corriente alterna C/A.

$$I_{inv \ ca} = \frac{\sum P_{inversor}}{\sqrt{3} * V_{n \ ca} * \cos(\varphi)} \quad (1.27)$$

Donde:

I_N : Corriente en cada tramo fotovoltaico [A].

I_{sc} : Corriente m\u00e1xima del m\u00f3dulo fotovoltaico [A].

$I_{inv.CA}$: Intensidad nominal de salida en inversores [A].

$V_{n.CA}$: Voltaje nominal del sistema en C/A [V].

$P_{inversor}$: Potencia nominal de cada inversor [W].

1.4.8 Legislaci\u00f3n y normativa nacional vigente

La Resoluci\u00f3n Nro. ARCONEL -O42/18; bajo la Regulaci\u00f3n Nro. ARCONEL-003-18 establecida en el 2018, resolvi\u00f3 diferentes condiciones para la implementaci\u00f3n, participaci\u00f3n y desarrollo de microgeneraci\u00f3n fotovoltaica. La principal resoluci\u00f3n que se plante\u00f3 fue que los sistemas fotovoltaicos pueden generar hasta 100 [kW] de capacidad nominal instalada. (ARCONEL, 2018)

Entre otros aspectos que se debe tener en cuenta al diseñar este tipo de microgeneración es:

- Deben conectarse a la red de bajo o medio voltaje.
- El cliente debe ser dueño del inmueble donde se desarrollará el proyecto.
- En el análisis de viabilidad para su construcción, debe existir ahorro y reducción de consumo de red, dada por la empresa distribuidora.
- El plazo de operación de los sistemas fotovoltaicos debe ser de 20 años, se contabiliza desde el primer día de operación.

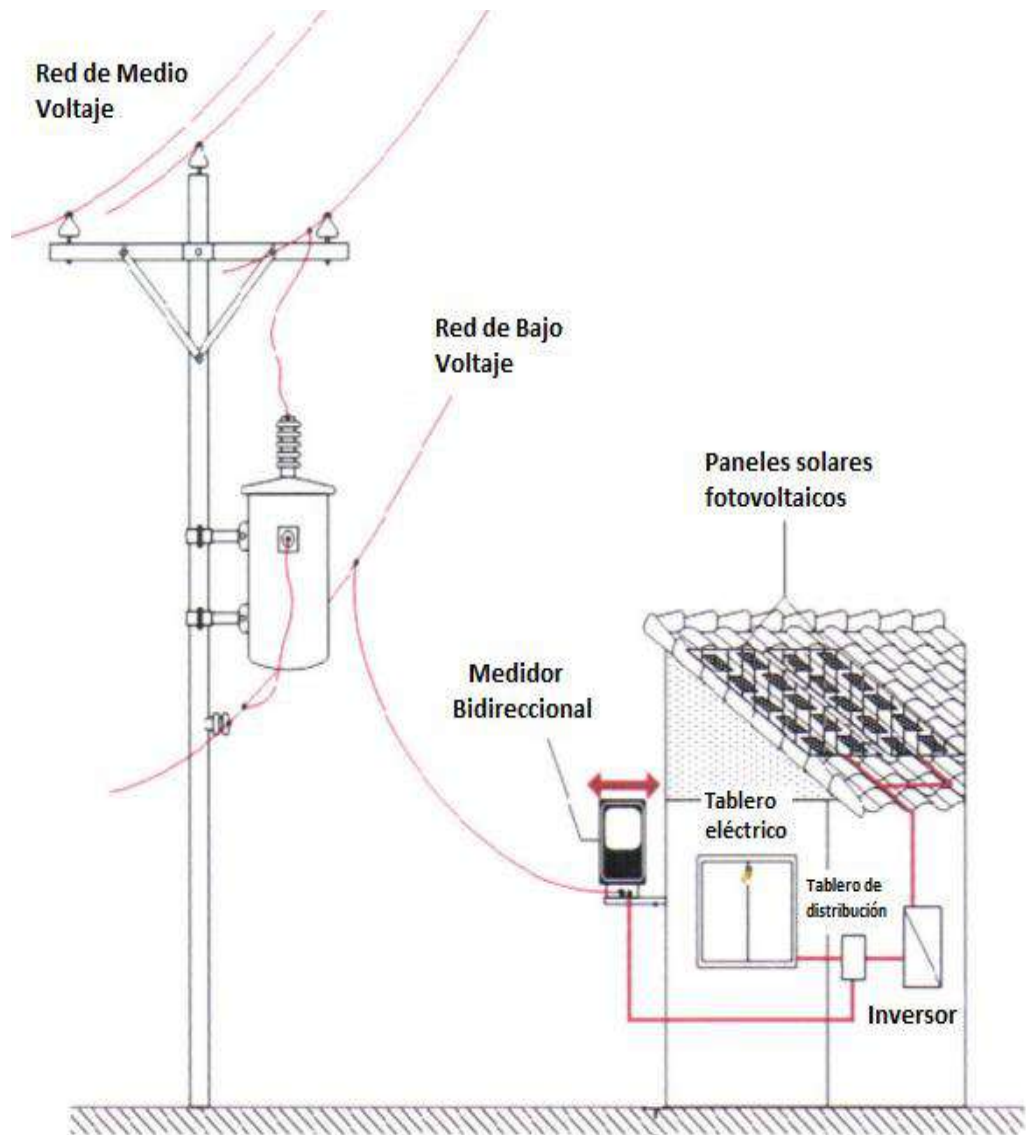


Figura 1.9 Esquema de instalación μ SFV.
Fuente: Regulación ARCONEL Nro. 003/18. (ARCONEL, 2018)

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

La metodología de trabajo aplicada en el proyecto se basó en la recopilación de información existente sobre los sistemas conectados a red siguiendo la regulación Nro.- 003/18 del ARCONEL, partiendo de conceptos como la energía solar, hasta la instalación fotovoltaica, entendiendo la situación del país y la necesidad de crear alternativas que reduzcan el gasto mensual orientado hacia el consumo energético del hogar.

Con dicha información y en conjunto con los requerimientos del cliente se establecieron los objetivos de diseño. Posteriormente se estimó la demanda energética de la vivienda mediante un levantamiento de información de consumo energético en el domicilio residencial planteando las horas diarias de uso, permitiendo establecer un diseño de forma preliminar del sistema, incluyendo los factores ambientales y externos. Por medio del software PVsyst se procesó la información meteorológica del sitio y efectuando los cálculos respectivos en conjunto, se realizó el dimensionamiento del sistema fotovoltaico considerando superficie inclinada fija, analizando alternativas como el desempeño en solsticio de invierno, verano y en los equinoccios. Finalmente, con estos resultados, se procedió a realizar las diferentes propuestas o alternativas de solución, que con la ayuda de PVsyst 7.2 facilitó establecer a detalle sus componentes y configuraciones, que posteriormente, mediante una matriz de decisión, permitió la selección de la mejor alternativa de diseño, cuyos factores de influencia y simulación del sistema facilitaron el análisis de viabilidad y presentación de resultados al cliente.

2.1 Proceso de Diseño

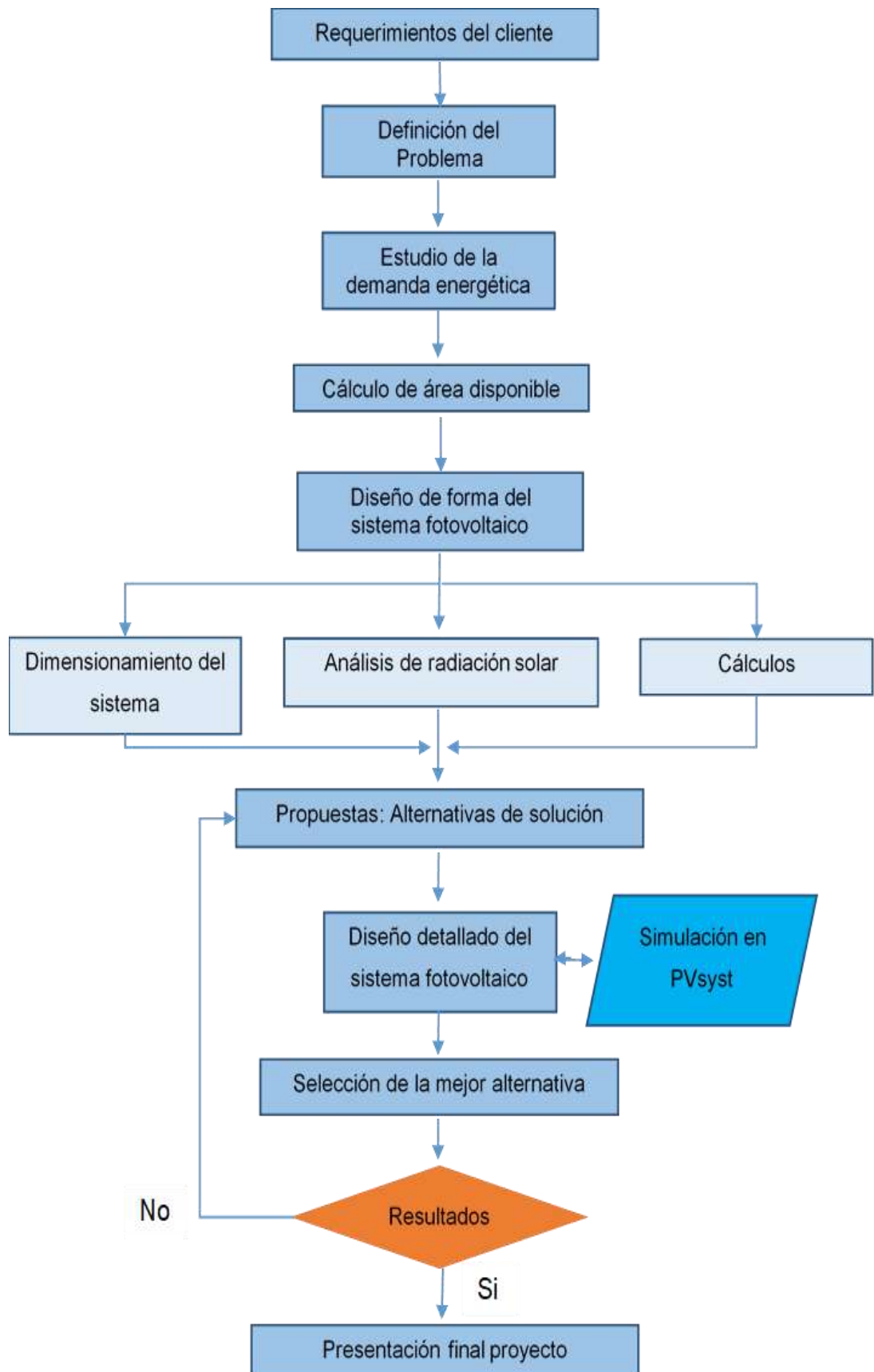


Figura 2.1 Esquema del proceso de diseño.

2.2 Diseño Conceptual

Considerando que el SGFV-CR¹ se implementará bajo la regulación emitida por el ARCONEL Nro. 003/18, la misma entidad establece una configuración de conexión predeterminada como se observa en la Figura 2.2, además de cumplir ciertos criterios como:

- El límite máximo de generación del μ SGFV² será de 100 [kW]. (ARCONEL, 2018)
- El μ SGFV deberá estar conectado a la red de baja o media tensión de la empresa de distribución eléctrica de la zona. (ARCONEL, 2018)
- El propietario de sistema fotovoltaico de generación, deberá ser dueño absoluto del inmueble o domicilio. (ARCONEL, 2018)
- La emisión de factibilidad de conexión con la empresa eléctrica distribuidora de la zona, condicionará la instalación del μ SGFV. (ARCONEL, 2018)
- El objetivo de implementar un μ SGFV será reducir el consumo eléctrico del domicilio de la red. (ARCONEL, 2018)

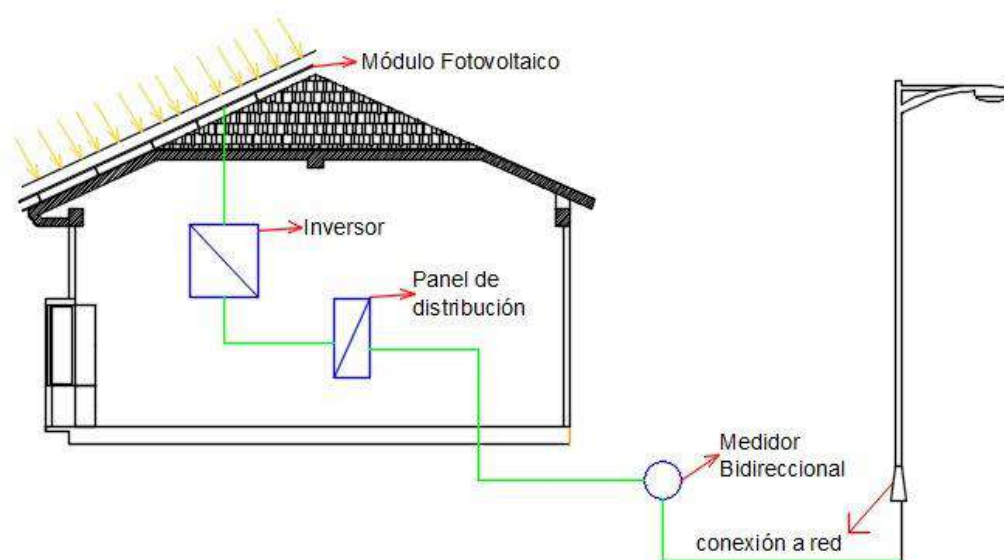


Figura 2.2 Diseño Conceptual del sistema fotovoltaico.

¹ SGFV-CR: Sistema de generación fotovoltaica conectada a red.

² μ SGFV: Microsistema de generación fotovoltaica.

En la Figura 2.3, se ejemplifica el esquema simplificado del sistema fotovoltaico, en el cual se puede observar las conexiones establecidas desde la matriz fotovoltaica hasta la red.

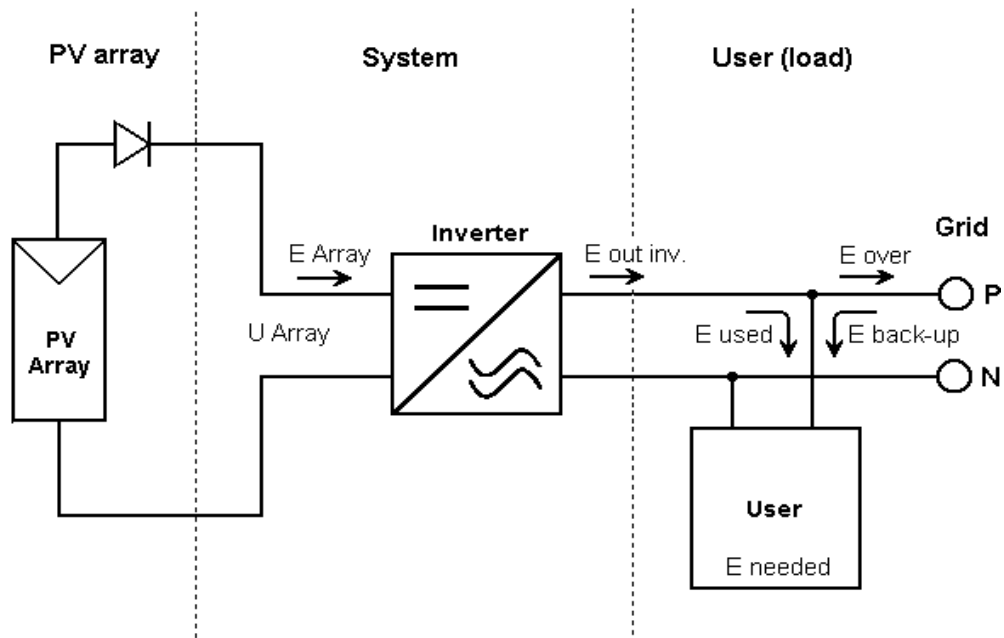


Figura 2.3 Esquema simplificado del sistema fotovoltaico.
Fuente: Software PVsyst 7.2 (Licencia de prueba)

Simplificadamente el diseño contará con acometidas, medidor bidireccional, banco de paneles fotovoltaicos, tablero de distribución eléctrica y un inversor. Cabe recalcar que el medidor bidireccional deberá instalarse en el tablero de medición principal de la vivienda, antes del tablero de distribución, además para los paneles fotovoltaicos se puede establecer una conexión en serie o en paralelo a fin de que las corrientes (paralelo) y la tensión (serie) estén acorde al rango de entrada del inversor.

2.3 Requerimientos de Diseño

- 1) La altura neta del tejado (sitio de ubicación para paneles fotovoltaicos) tiene un máximo 3,5 [m] y longitud horizontal 12,5 [m], considerando la inclinación del tejado a 25°.
- 2) Paneles fotovoltaicos montados en una estructura de aluminio separada del techo (20-40 cm) a fin de evitar el sobrecalentamiento y obtener una inclinación con ángulo menor al del techo.

- 3) Facilidad de mantenimiento y limpieza del sistema a fin de que se pueda realizar de forma manual y sencilla.
- 4) Cantidad óptima y confiable de materiales o elementos a fin de minimizar costos.
- 5) La ubicación de los paneles establecida en el techo posterior de la vivienda para así evitar sombras que repercutan en la generación de energía eléctrica.
- 6) Estable en toda la estructura, que evite accidentes o deslizamientos, con orientación fija del sistema.
- 7) Repuestos y elementos accesibles en el mercado nacional.
- 8) La conexión de salida del sistema para alimentar la vivienda debe conectarse al tablero de distribución principal.

2.4 Factores de influencia

Recurso solar disponible (radiación incidente). - Es un factor crítico pues está en función de las condiciones meteorológicas del lugar de implantación. Este parámetro se puede estimar haciendo uso de programas como en este caso PVsyst, que en función de parámetros adicionales denotará la generación neta que puede otorgar un panel fotovoltaico. (ARCONEL, 2018)

Área de implantación. – Uno de los limitantes en estas aplicaciones suele ser el área disponible para la generación eléctrica dado que estos factores son proporcionales, pues a mayor demanda de energía se necesita de una mayor área de captación. (ARCONEL, 2018)

Efecto de Temperatura. – Visto desde la generación eléctrica, la temperatura afecta de forma considerable el panel pues si este eleva su temperatura, la eficiencia cae y produce menos. El caso puede darse a viceversa donde a bajas temperaturas se da mayor generación y en ciertos casos se satura el sistema.

Efecto de orientación e inclinación. – La inclinación de un panel es indispensable para obtener la máxima generación al día pues para paneles

con orientación fija, se busca estimar su valor óptimo según la hora de mayor radiación solar diaria, que conjuntamente con sus coordenadas, permiten establecer una orientación con mira hacia el norte o sur.

Efecto de sombra. – Se denomina efecto sombra a cualquier obstrucción que impida la directa incidencia de radiación solar sobre el panel fotovoltaico. Esto es muy importante pues de darse este fenómeno, el panel operaría con menor eficiencia repercutiendo en una baja generación de energía eléctrica.

2.5 Alternativas de solución

Con ayuda del software PVsyst se realizaron diferentes iteraciones entre diferentes tipos de paneles solares e inversores, donde se escogieron las tres mejores alternativas mostradas en la Tabla 2.1 que, sometidas a diferentes criterios de selección, permitió obtener la mejor solución.

Tabla 2.1 Alternativas de solución.

Alternativas	Solución
Alternativa A	Energía Producida: 7.33 [MWh/año] Numero de módulos:16 Eco-green Numero de inversores: 2 unidades Relación de rendimiento (PR): 81.57%
Alternativa B	Energía Producida: 5.01 [MWh/año] Numero de módulos:10 Trina-Solar. Numero de inversores: 1 unidades Relación de rendimiento (PR): 83.21%
Alternativa C	Energía Producida: 5.301 [MWh/año] Numero de módulos:12 AE-Solar. Numero de inversores: 1 unidades Relación de rendimiento (PR): 83.21%

2.6 Matriz de decisión y selección de mejor alternativa

La selección de criterios fue realizada en conjunto con el cliente, donde se estableció un orden de importancia entre diseño, calidad y viabilidad. En las Tablas 2.2 - 2.3 se observa tipo de ponderación y criterios de selección, que son detallados a continuación:

Generación eléctrica: Criterio importante donde a mayor generación, mayor demanda de energía se cubrirá.

Mantenimiento: Es de suma importancia tener un plan básico de mantenimiento que conserve la integridad del sistema, mantenga su eficiencia y prolongue su vida útil.

Costo: Para el cliente, el análisis de viabilidad y retorno de inversión es lo más importante del proyecto por lo que el costo será el criterio más importante y de mayor ponderación.

Complejidad de instalación: El lugar de instalación del sistema es inclinado, por ello dependiendo de la cantidad de paneles solares y configuración tendrá una alta dificultad de instalación y complejidad de conexión eléctrica.

Confiabilidad: Criterio relacionado al inversor, eficiencia de paneles y protección eléctrica, cuya ponderación será la misma dadas sus similitudes.

Tabla 2.2 Ponderación para alternativas.

Especificación cualitativa	Ponderación cuantitativa
Excelente	5
Muy bueno	4
Bueno	3
Regular	2
Malo	1

Tabla 2.3 Matriz de selección.

Selección de Criterios	Peso	ALTERNATIVA A		ALTERNATIVA B		ALTERNATIVA C	
		Valor	Puntuación de peso	Valor	Puntuación de peso	Valor	Puntuación de peso
Generación Eléctrica	25%	5	125	2	50	4	100
Mantenimiento	15%	3	45	4	60	4	60
Costo	30%	3	90	5	150	4	120
Complejidad de Instalación	10%	3	30	4	40	4	40
Confiabilidad	25%	5	125	5	125	5	125

PUNTAJE	100%	415	425	445
RANK		3	2	1

Justificación: Se seleccionó a la alternativa “C” como una tentativa de solución donde, por medio de diferentes criterios se alcanzó el puntaje más alto. Esta alternativa cuenta con 12 paneles fotovoltaicos, cada uno de 330 [W] de la marca AE Solar de procedencia alemana, además de un inversor de 4,0 [kW] de marca ABB origen Europeo, los cuales se encuentran detallados en la sección de apéndice “E”. El total de Energía a producir según la alternativa ganadora en la simulación es de 5,301 [MWh/año].

2.7 Información geográfica de la vivienda

La vivienda se ubica al Noroeste de la ciudad de Guayaquil, provincia del Guayas - Ecuador. A continuación, en la Figura 2.4 se representa la ubicación geográfica y la zona de estudio, donde se analizará la viabilidad del proyecto.

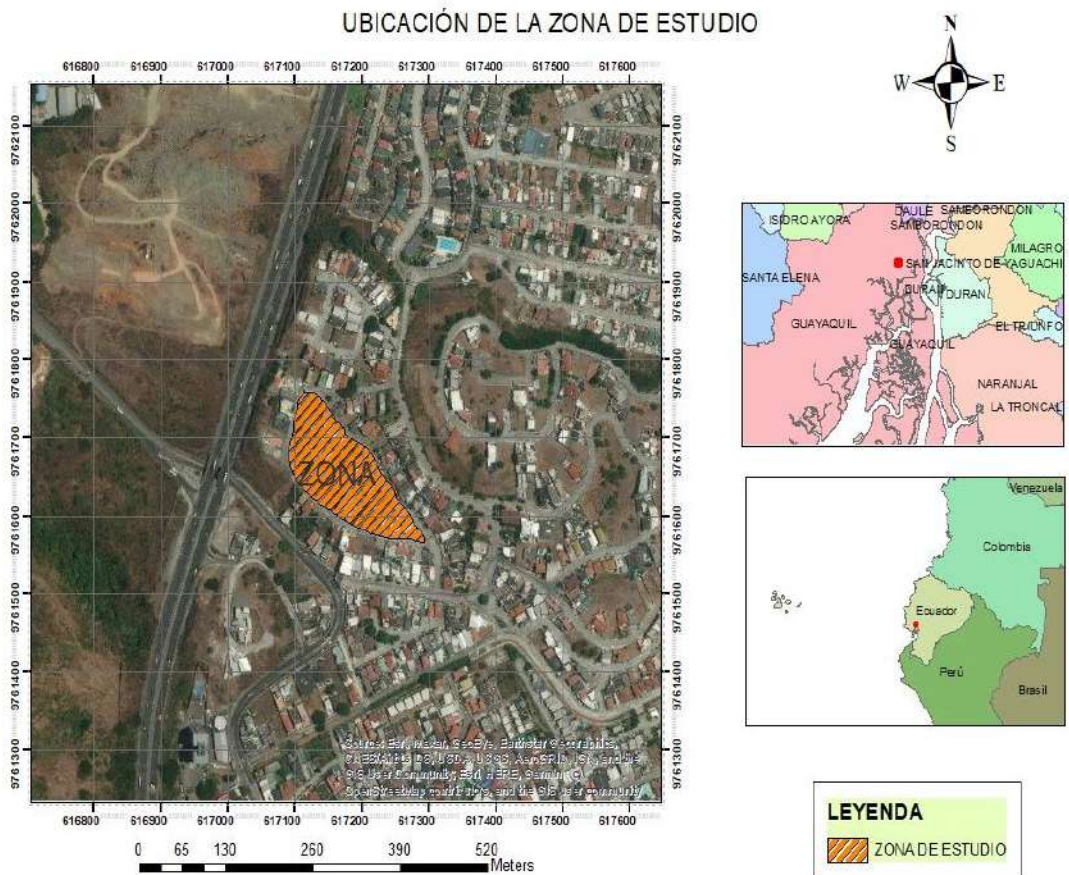


Figura 2.4 Mapa de Ubicación Geográfica.

Para el análisis de los sistemas fotovoltaicos, y su obtención meteorológica es importante conocer la latitud y longitud, como se detalla en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4 Coordenadas Geográficas.

Coordenadas		Altitud (m)
Grados Decimales (DD)		
Latitud	Longitud	
-2.156	-79.946	47

2.7.1 Información meteorológica del lugar y Recurso solar disponible del sitio

Para la información meteorológica del sitio se eligieron 5 bases de datos dadas por el software PVsyst 7.2, las cuales proporcionan datos mensuales de irradiación horizontal global, irradiación horizontal difusa, temperatura y humedad relativa; variables empleadas en la simulación de la generación de energía eléctrica. Con estas bases de datos se realizó un promedio de cada variable en cuestión, detalladas en la Tabla 2.5. A continuación, se denotan las bases de datos empleadas en el proceso:

1. Meteonorm 8.0
2. NASA-SSE
3. PVGIS TMY
4. NREL NSRDB TYP
5. Solcast TMY

Tabla 2.5 Información de Irradiación promedio para el sitio.

	PROMEDIO			
	Irradiación Horizontal global	Irradiación Difusa Horizontal	Temperatura	Humedad Relativa
	KWh/m2*día	KWh/m2*día	°C	%
Enero	4,042	2,47	24,68	85,33
Febrero	4,274	2,64	24,36	87,93
Marzo	4,824	2,69	24,56	87,57

Abril	4,804	2,51	24,62	86,97
Mayo	4358	2,34	24,98	85,93
Junio	4,12	2,16	24,24	85,87
Julio	4,044	2,30	23,66	83,80
Agosto	4,63	2,35	23,86	81,70
Septiembre	4,802	2,53	23,82	81,93
Octubre	4,532	2,39	23,96	81,07
Noviembre	4,468	2,44	23,7	80,63
Diciembre	4,382	2,55	24,7	80,47

2.8 Estimación de la demanda energética

Para la estimación de la demanda energética de la vivienda se realizó un levantamiento general de información, donde se consideraron 4 datos relevantes: cantidad de dispositivos, potencia de consumo, tiempo estimado de uso diario y tipo de corriente a la que operan.

En la Tabla 2.6 se presenta la demanda energética dividida en secciones, además cabe recalcar que para la estimación de consumo neto se asumió el peor escenario posible (encendido simultaneo de los dispositivos). La tabla con los detalles de consumo se encuentra en el apéndice "A".

Tabla 2.6 Demanda Energética del hogar.

SECCIONES DE LA CASA	CORRIENTE [AC - DC]	CONSUMO DIARIO [Wh]
Suite Trasera	AC	940
Luminaria de Patio Trasero	AC	285
Cuarto de Manualidades	AC	2964
Dormitorios	AC	6856
Cocina	AC	6347
Cuarto de Lavado / Empleada	AC	2324
Comedor	AC	40
Sala	AC	2620

Ante Sala	AC	396
Cuarto Planta Baja	AC	3658
Entrada de la casa	AC	102
Pórtico	AC	168
Suite Frontal (Arriendo)	AC	3018
Bodega	AC	2244,75
TOTAL		31962,75 [Wh]
TOTAL MENSUAL		958,88 [kWh]

2.8.1 Curva de demanda energética

La curva de demanda energética del hogar permite tener un enfoque más profundo para saber a qué hora del día, el usuario consume mayor energía. La Figura 2.5, detalla que la hora de mayor consumo se da a las 8pm.

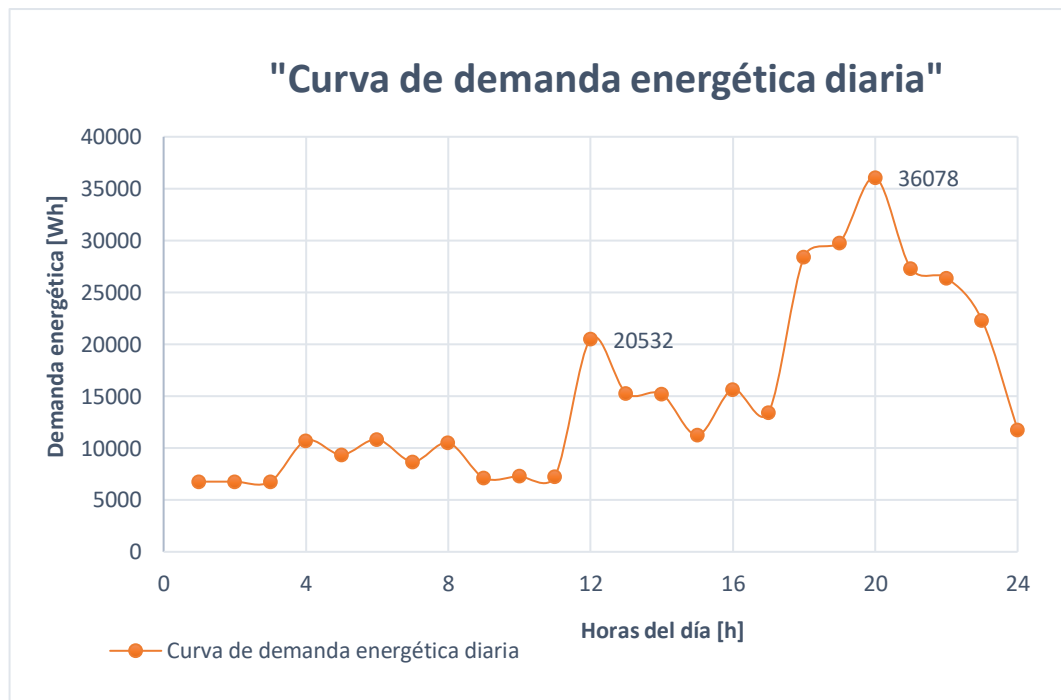


Figura 2.5 Curva de demanda.

El valor teórico de consumo neto se establece en 36078 [Wh/d], dato que se empleó para los cálculos teóricos, que corresponde al punto pico de consumo diario reflejado en la Figura 2.5.

2.8.2 Pérdidas por temperatura

Para estimar las pérdidas por temperatura se hace uso de las (Ec.1.11) y (Ec.1.12) con una irradiancia estándar de $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$, una temperatura de operación nominal de la cédula de $T_{ONC}=45 \text{ [}^\circ\text{C]}$ y un coeficiente de potencia térmico de $C_t= 0,38 \text{ [%/}^\circ\text{C]}$, datos relevantes de la data-sheet del equipo. (AE Solar, 2020)

$$T_{celda} = T_{amb} + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800 \text{ [W/m}^2\text{]}} \right) * I_{prom}$$

$$T_{celda} = 24,24 \text{ [}^\circ\text{C]} + \left(\frac{45 - 20 \text{ [}^\circ\text{C]}}{800 \text{ [W/m}^2\text{]}} \right) * 1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$$

$$T_{celda} = 55,49 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$\%_{perd.Temp} = (T_c - T_{amb}) * C_t = (55,49 - 24,24) \text{ [}^\circ\text{C]} * 0,38 \text{ [%/}^\circ\text{C]}$$

$$\%_{perd.Temp} = 11,87 \%$$

Finalmente, la demanda teórica a satisfacer se establece considerando las pérdidas presentadas en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7 Demanda Energética con pérdidas.
Fuente: Sana Energy (Sana Energy, 2020)

Demanda teórica de energía estimada [Wh/d]		36078
Pérdidas por cableado AC	1,5%	541,17
Pérdidas por el inversor	2%	721,56
Pérdidas mismatch o acoplamientos	2%	721,56
Pérdidas por polvo o suciedad	0,3%	108,23
Pérdidas por temperatura	11,87%	4282,45
Demanda de energía neta [Wh/d]		42452,98

2.9 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Para el dimensionamiento el sistema fotovoltaico se plantearon 3 escenarios, el 22 de junio (d=171) solsticio de invierno, 22 de septiembre (d=265) para el equinoccio y 22 de diciembre (d=356) solsticio de verano. Cabe recalcar que los cálculos reflejados en la Tabla 2.8 se consideraron al medio día solar

12pm, punto de mayor incidencia solar. A continuación, en la Figura 2.6 se denota la geometría solar respectiva para paneles fotovoltaicos.

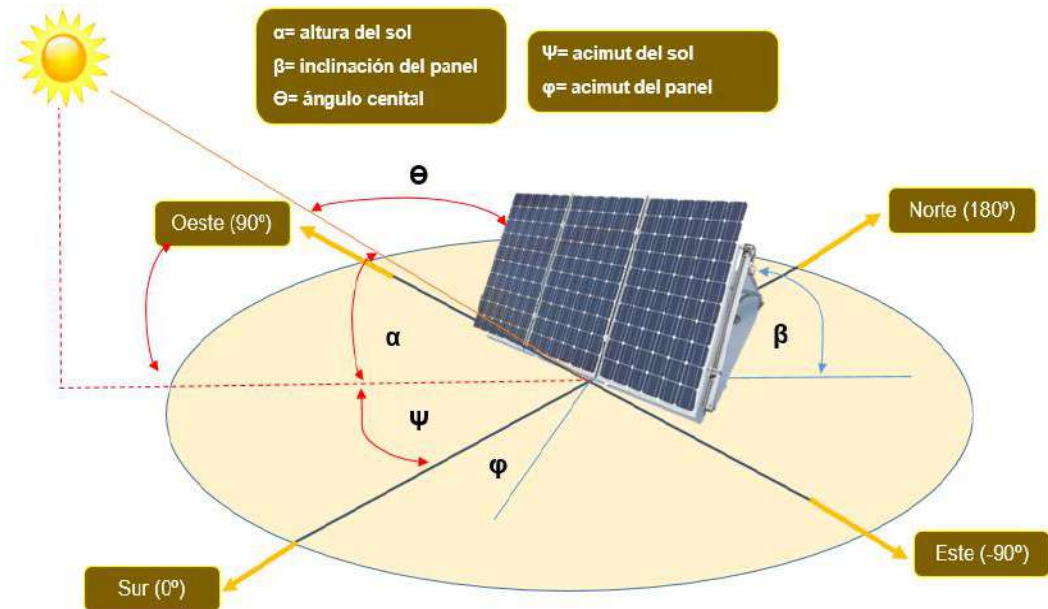


Figura 2.6 Geometría y orientación del panel fotovoltaico.
Fuente: SUNFIELDS Europe (Alonso, 2019)

Tabla 2.8 Geometría Solar.

Geometría solar de paneles fotovoltaicos							
Solsticio de invierno	Hora	N [día]	λ (o)	δ (o)	τ (o)	β (o)	α (o)
	12	171	-2,156	10,84	0	12,99	77
Equinoccio	Hora	N [día]	λ (o)	δ (o)	τ (o)	β (o)	α (o)
	12	265	-2,156	21,16	0	46,6	43,6
Solsticio de verano	Hora	N [día]	λ (o)	δ (o)	τ (o)	β (o)	α (o)
	12	356	-2,156	5,28	0	14,88	75,12

Primeramente, para el cálculo de la radiación incidente sobre una superficie inclinada, se estimó los parámetros latitud “ λ ”, declinación “ δ ” ecuación 1.1, ángulo horario “ τ ” ecuación 1.2 y la pendiente del panel “ β ”, donde se determinaron con sus ecuaciones respectivas del capítulo 1.

$$\lambda = -2,156^{\circ}$$

$$\delta = 23,45^{\circ} * \sin\left(360^{\circ} \frac{284 + d}{365}\right) = 10,84^{\circ}$$

$$\tau = (15t - 180^\circ)^\circ = (15 * 12 - 180^\circ)^\circ = 0^\circ$$

Con los cálculos al medio día solar se busca que los rayos solares incidan de forma perpendicular al panel con una inclinación “ β ”, para ello se hace uso de la ecuación 1.4 empleada para un sistema ubicado en el hemisferio sur. Para la estimación del ángulo elevación de placa “ α ” se usó la ecuación 1.5. (Castejón & Santamaría, 2010)

$$\beta = -\lambda + \delta = -(-2,15608^\circ) + 10,84^\circ = 12,99^\circ$$

$$\alpha = 90^\circ - \beta = 77^\circ$$

2.9.1 Radiación solar directa

La estimación de la radiación solar directa total en superficie inclinada se obtuvo con la ecuación 1.6, conjuntamente con su factor de corrección geométrica en hemisferio sur ecuación 1.8. Para las 3 iteraciones se usaron datos de incidencia solar de la Tabla 2.8 con valores promedio en cada mes.

$$R_{b,hemis\ sur} = \frac{\cos(\lambda + \beta) * \cos \delta * \cos \tau + \sin(\lambda + \beta) * \sin \delta}{\cos \lambda * \cos \delta * \cos \tau + \sin \lambda * \sin \delta} = 1,1$$

$$G_{b,T} = G_b * R_b = 4,04 \left[\frac{kWh}{m^2 * d} \right] * 1,1 = 4,45 \left[\frac{kWh}{m^2 * d} \right]$$

2.9.2 Radiación solar difusa

Haciendo uso de ecuación 1.9, se obtuvo la radiación solar difusa total en una superficie inclinada, conjuntamente con su factor de reflectividad de superficie que fue considerado con hormigón viejo ($\rho=0,23$).

$$G_{d,T} = G_d * \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + (G_b + G_d) * \rho_g * \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

$$G_{d,T} = 1,88 * \left(\frac{1 + \cos(12,99)}{2} \right) + (4,04 + 2,3) * 0,23 * \left(\frac{1 - \cos 12,99}{2} \right)$$

$$G_{d,T} = 2,26 \left[\frac{kWh}{m^2 * d} \right]$$

Finalmente, ya obtenidos los valores de radiación solar difusa y directa, para determinar la radiación solar total en una superficie inclinada se hizo uso de la ecuación 1.10.

$$G_T = G_{b,T} + G_{d,T} = 4,45 + 2,26 = 6,713 \left[\frac{kWh}{m^2 * d} \right]$$

La Tabla 2.9 contiene los datos de radiación para las 3 iteraciones mencionadas. Cabe recalcar que el dato empleado en el diseño es el del solsticio de invierno al ser el mes con menor valor de radiación solar total.

Tabla 2.9 Cálculos iterados de solsticios y equinoccio.

Resultados de irradiación solar					
Solsticio de invierno	Rb	Gbt kWh/m2*d	ρ	Gdt kWh/m2*d	Gt kWh/m2*d
	1,1	4,45	0,23	2,26	6,71
Equinoccio	Rb	Gbt kWh/m2*d	ρ	Gdt kWh/m2*d	Gt kWh/m2*d
	1	4,802	0,23	2,39	7,2
Solsticio de verano	Rb	Gbt kWh/m2*d	ρ	Gdt kWh/m2*d	Gt kWh/m2*d
	0,99	4,38	0,23	2,53	6,91

2.9.3 Dimensionamiento del área y generación energética

Para hacer efectivo el dimensionamiento del área, se usaron datos técnicos del panel fotovoltaico AE monocristalino serie SMM6-72. El data sheet del panel se encuentra detallado en el apéndice “D-1”.

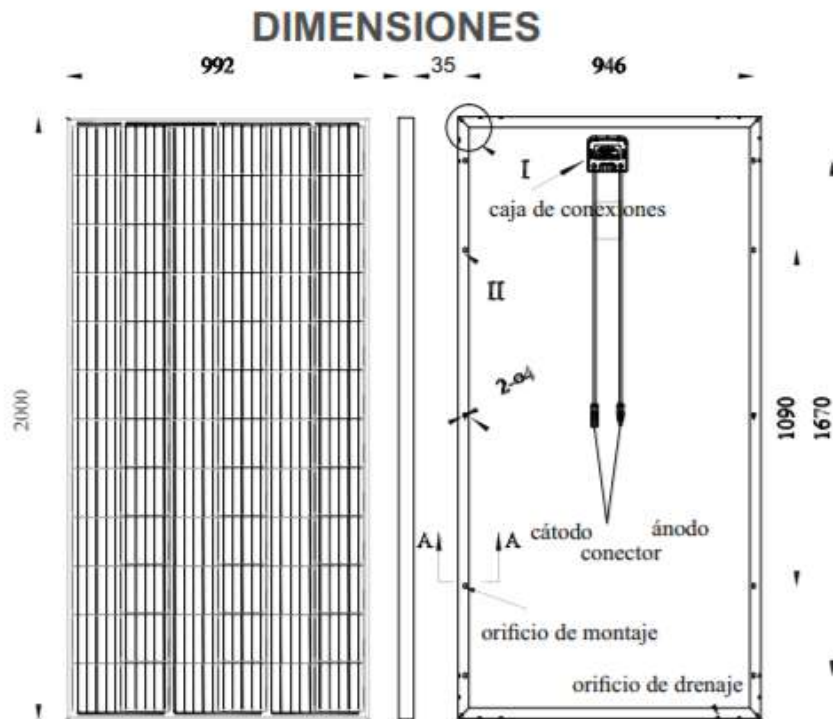


Figura 2.7 Dimensiones panel AE SMM6-72.
Fuente: AE SOLAR (AE Solar, 2020)

- $P_c = 330 \text{ [W]} = 7920 \text{ [Wh/d]}$
- $A = L * b = 2 * 0,992 = 1,98 \text{ [m}^2\text{]}$

Como primer paso se calculó la eficiencia del panel con la ecuación 1.13.

$$\eta = \frac{P_c}{1000 \left[\frac{W}{m^2} \right] * A} = \frac{330 \text{ [W]}}{1000 \left[\frac{W}{m^2} \right] * 1,98 \text{ [m}^2\text{]}} = 16,7 \%$$

Posterior se estimó el área de captación necesaria para satisfacer la demanda planteada, haciendo uso de la ecuación 1.14.

$$S_{cap} = \frac{E_{d,neto}}{G_T * \eta} = \frac{42452,98 \text{ [Wh/d]}}{6713,5 \left[\frac{Wh}{m^2 * d} \right] * 0,167} = 37,86 \text{ [m}^2\text{]}$$

Puesto que para el sitio de implantación se tiene solo 31 [m²] de área disponible, desde ya se establece que la demanda a cubrir será de forma parcial al menos para cierta cantidad de meses al año.

Espaciamiento entre paneles

Para el espaciamiento entre paneles se determinó la separación “d” con la (ecuación 1.15) y la distancia mínima “Dmin” con la (ecuación 1.16).

$$d = \frac{L * \sin(\beta)}{\tan(61^\circ - \lambda)} = \frac{2 * \sin(13^\circ)}{\tan[61^\circ - (-2,16^\circ)]} = 0,227 [m]$$

$$D_{min} = d + L * \cos(\beta) = 0,227 + 2 * \cos(13^\circ) = 2,18 [m]$$

Partiendo de que el área disponible de implantación es 31 [m²], con la ecuación 1.17 se estimó el máximo número de paneles a instalar en el sitio incluyendo el espaciamiento óptimo para evitar efecto sombra.

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{S}{D_{min} * b} = \frac{31 [m^2]}{2,18 * 0,992 [m^2]} = 14,4 \cong 14 \text{ Paneles}$$

Considerando las alternativas de diseño en la Tabla 2.1, se estableció un número óptimo de 12 paneles fotovoltaicos para el diseño del sistema, lo cual está dentro del número máximo de paneles que caben en la superficie destinada y cuya área de implantación es 25,95 [m²].

Dado que cada panel produce 330 [W] = 7920 [Wh/d], con la ecuación 1.18 se calculó el total de generación eléctrica y que porcentaje de la demanda planteada se puede cubrir.

$$G_{neta} = \eta * N_{netos} * Pc = 0,167 * 12 * 7920$$

$$G_{neta} = 15871,68 \left[\frac{Wh}{d} \right]$$

$$\% = \frac{G_{neta,te\acute{o}rica} * 100\%}{E_{d,neta}} = \frac{15871,68 \left[\frac{Wh}{d} \right] * 100}{42452,98 \left[\frac{Wh}{d} \right]}$$

$$\% = 37,4$$

Según los datos teóricos, se estaría satisfaciendo diariamente la demanda pico planteada en un 37,4% respectivamente del mes más crítico.

2.9.4 Error relativo

Para la estimar la variación de generación comparando datos teóricos y simulados, se hace uso de la ecuación 1.19 que emplea valores anuales.

$$Ed_{\text{Teórico}} : 15871,68 \text{ [kWh/d]} \times 365 \text{ [d/año]} = 5,793 \text{ [MWh/año]}$$

$$Ed_{\text{simulado}} : 5,301 \text{ [MWh/año]}$$

$$Error = \left| \frac{V_{\text{teórico}} - V_{\text{simulado}}}{V_{\text{teórico}}} \right| * 100$$

$$Error = \left| \frac{5,793 - 5,301}{5,793} \right| * 100 = 8,49 \%$$

2.9.5 Influencia de Temperatura

Para las consideraciones de temperatura se hace uso de la Figura 2.8, donde se establece un rango crítico de evaluación entre -25 y 75 [°C]. Para efectos del cálculo se consideró un rango de -10 a 70 [°C] que es el más común de operación crítica. (POSTED ON, 2014)

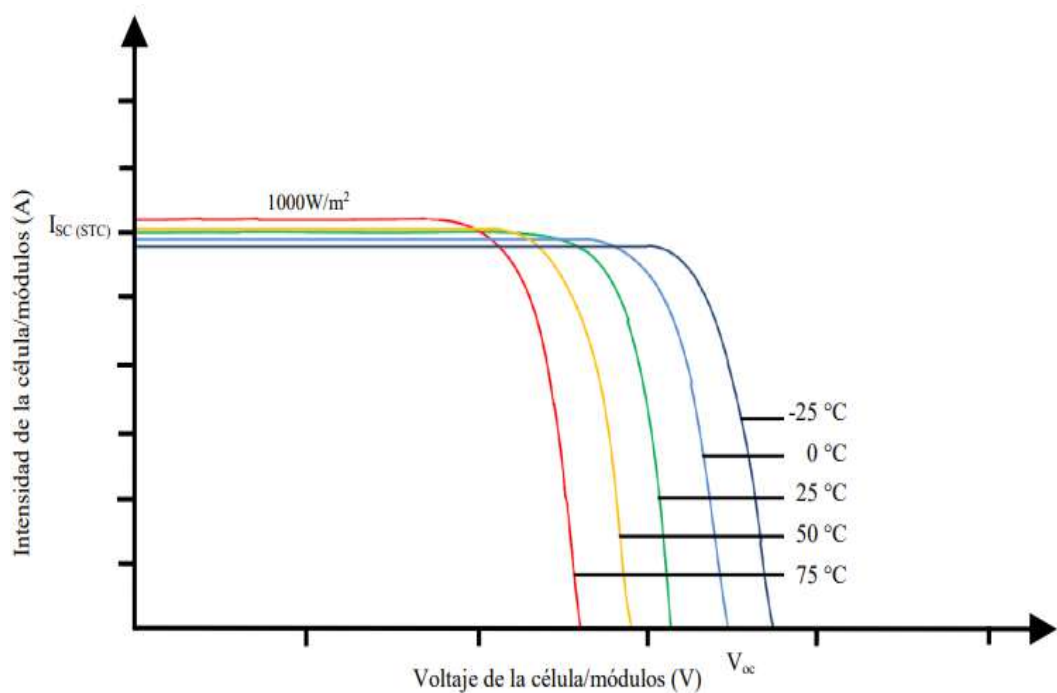


Figura 2.8 Corriente según la temperatura “Serie”.

Fuente: Influencia de irradiancia y temperatura sobre PFV (POSTED ON, 2014)

Para la estimación de los cálculos de tensión se verificó que el rango de voltaje cumpla con las condiciones de operación del inversor, además de considerar el rango de temperatura previamente mencionado. Los datos a continuación se fundamentan con el data-sheet del módulo fotovoltaico. (AE Solar, 2020)

$$V_{mpp} = 38,72[V]$$

$$V_{OC} = 46,74[V]$$

$$I_{SC} = 9,38[A]$$

$$B \text{ según } V_{OC} = -135,5[mV/^{\circ}C]$$

$$\alpha \text{ según } I_{SC} = 4,69[mA/^{\circ}C]$$

- Tensión máxima del módulo fotovoltaico se estimó con la ecuación 1.21.

$$V_{mpp(-10)} = V_{mpp} + \beta(T - 25)$$

$$V_{mpp(-10)} = 38,72 [V] + (-0,135) (-10 - 25)$$

$$V_{mpp(-10)} = 43,44 [V]$$

- Tensión mínima del módulo fotovoltaico se estimó con la ecuación 1.21.

$$V_{mpp(70)} = V_{mpp} + \beta(T - 25)$$

$$V_{mpp(70)} = 38,72 [V] + (-0,135) (70 - 25)$$

$$V_{mpp(70)} = 32,64 [V]$$

- Tensión máxima del módulo en el vacío se estimó con la ecuación 1.20.

$$V_{OC(-10)} = V_{OC} + \beta(T - 25)$$

$$V_{OC(-10)} = 46,74 [V] + (-0,135) (-10 - 25)$$

$$V_{OC(-10)} = 51,46 [V]$$

- Corriente máxima del módulo fotovoltaico se estimó con la ecuación 1.22.

$$I_{SC(70)} = I_{SC} + \alpha(T - 25)$$

$$I_{SC(70)} = 9,38 [A] + (0,0047) (70 - 25)$$

$$I_{SC(70)} = 9,6 [A]$$

Comprobación

Para paneles conectados en serie-paralelo, la suma de tensiones y corrientes deben estar en el rango de operación del inversor ABB UNO-DM-4.0 kW-TL-PLUS-Q. Considerando las siguientes relaciones, se determinó el número mínimo de paneles conectados en serie y paralelo. Los datos empleados se encuentran en el data-sheet del inversor en el apéndice “D-2”.

- Rango de tensión: 130 – 530 [V]
- Corriente máxima de entrada: 20 [A]

Para el número mínimo de paneles conectados en serie se hizo uso de la ecuación 1.23.

$$N_{serie-mínimos} \geq \frac{V_{inv-min}}{V_{mpp(70)}} = \frac{130 [V]}{32,64 [V]} = 3,98 \cong 4$$

Posterior para estimar el número máximo de paneles conectados en serie se hizo uso de la ecuación 1.24.

$$N_{serie-máximos} < \frac{V_{inv-máx}}{V_{mpp(-10)}} = \frac{530 [V]}{43,44 [V]} = 12,2 \cong 12$$

Finalmente se determinó el número máximo de paneles conectados en paralelo con la ecuación 1.25.

$$N_{paralelo-máximo} \leq \frac{I_{inv-máx}}{I_{SC(70)}} = \frac{20 [A]}{9,6 [A]} = 2,08 \cong 2$$

Por lo tanto, se estableció un valor óptimo de paneles en serie (#6), que se pueden conectar a una entrada del inversor. Considerando que se emplearán 12 paneles fotovoltaicos, se establecieron 2 cadenas de paneles, conectados en paralelo al inversor.

2.9.6 Dimensionamiento del cableado

Dimensionar correctamente el cableado es de suma importancia dado que es el medio de circulación energética del sistema, además de que su correcta selección prolonga su vida útil y no excede en costos innecesarios. El sistema fotovoltaico se dividirá en dos tramos característicos de un sistema conectado a red.

1. **Tramo:** Conexión de los módulos fotovoltaicos y del generador al inversor en corriente C/C. Con la (Ec.1.26) se estimó la corriente neta “ I_N ”, con una corriente máxima del módulo “ I_{sc} ” = 9,38 [A].

$$I_N = 1,25 * (I_{sc})$$

$$I_N = 1,25 * 9,38 [A]$$

$$I_N = 11,73 [A]$$

2. **Tramo:** Conexión desde el inversor y de este al tablero principal en corriente C/A. Con la (Ec.1.27) se estimó la corriente del inversor “ I_{inv} ”, considerando lo siguiente:

- $V_{n\ ca} = 220 [V]$; $P_{inversor} = 4 [kW]$
- *Factor de Potencia* = $\cos(\varphi) = 0,995$

$$I_{inv\ ca} = \frac{\sum P_{inversor}}{\sqrt{3} * V_{n\ ca} * \cos(\varphi)}$$

$$I_{inv\ ca} = \frac{4 [kW]}{\sqrt{3} * 220 [V] * 0,995}$$

$$I_{inv\ ca} = 10,55 [A]$$

Para los dos tramos, la capacidad de corriente no supera los 12[A], por lo que según la Figura 2.9, se seleccionó un cable THHN AWG #12 flexible, que soporta hasta 30 [A] y cumple el estándar mínimo de conductividad en cables para viviendas.

Conductor de cobre para 0.6 kV aislado con policloruro de vinilo (PVC) 90 °C, y chaqueta de poliamida (nylon), resistente a la humedad, calor elevado, aceite y gasolina.

CONDUCTOR			Espesor de Aislamiento (mm)	Espesor de Chaqueta (mm)	Diámetro Externo Aprox (mm)	Peso total Aprox. (kg / km)	*Capacidad de Corriente (A)
CALIBRE (AWG o kcmil)	Sección Transversal (mm ²)	No. Hilos					
FORMACIÓN SÓLIDO Y CABLEADO CONCÉNTRICO							
FORMACIÓN UNILAY							
14	2.08	19	0.38	0.1	2.76	23.58	25
12	3.31	19	0.38	0.1	3.28	35.93	30
10	5.261	19	0.51	0.1	4.11	55.95	40
8	8.367	19	0.76	0.13	5.40	93.62	55
6	13.3	19	0.76	0.13	6.34	142.58	75
4	21.15	19	1.02	0.15	8.09	228.51	95
2	33.62	19	1.02	0.15	9.59	350.90	130
1	42.4	19	1.27	0.18	11.04	437.08	150
1/0	53.49	19	1.27	0.18	12.05	560.77	170
2/0	67.44	19	1.27	0.18	13.17	697.21	195
3/0	85.02	19	1.27	0.18	14.43	868.29	225
4/0	107.2	19	1.27	0.18	15.85	1083.04	260

Figura 2.9 Calibre AWG.

Fuente: Electro Cables (Electrocables, 2018)

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se detalla el análisis de viabilidad para la implementación del sistema fotovoltaico conectado a la red, en el entorno urbano planteado. Para ello se estableció un análisis global que contiene: descripción del sistema, descripción de equipos, generación, demanda a satisfacer y viabilidad económica, cuyos resultados concluyeron positivamente.

3.1 Orientación e inclinación del sistema fotovoltaico

Partiendo del hecho de que el sistema fotovoltaico a implementar estará ubicado en el sector Noroeste de la ciudad de Guayaquil (Ceibos-Urb. Las Cumbres), se estableció una orientación al norte cardinal de los paneles, esto gracias a que la ciudad tiene una ligera ubicación al sur ($-2,16^\circ$) y es óptimo orientar los paneles en dirección opuesta al hemisferio de implantación. Con relación al ángulo de inclinación del panel " β " se consideraron 3 parámetros importantes que son la latitud del sitio, la declinación que es función dependiente del día del año en que se analice y el ángulo horario que depende de la hora del día. Cabe recalcar que para una inclinación fija se establecieron 3 escenarios, el solsticio de invierno ($\beta=13^\circ$), solsticio de verano ($\beta=7,4^\circ$) y el equinoccio ($\beta=23,32^\circ$), donde el solsticio de invierno al ser el día de menor radiación solar aprovechable, fue el escenario considerado para el diseño. Esto a fin de que, con las condiciones menos favorables, el diseño pueda cumplir con los requerimientos mínimos de generación eléctrica establecidos, además de que por cuestión de suciedad y acumulación de polvos la inclinación de los paneles debe ser de mínimo 10° .

3.2 Dimensionamiento y descripción del sistema fotovoltaico

Desde el punto de vista teórico, para dimensionar el sistema fotovoltaico se planteó una demanda a satisfacer de 42,45 [kWh/día]. Esta demanda se estableció con un levantamiento de información de los dispositivos de

consumo en la vivienda, haciendo énfasis en el tiempo de uso diario, coincidencia de uso con otros equipos, potencia nominal de consumo y tipo de corriente. Cabe recalcar que esto se validó con las planillas de consumo eléctrico que en el caso más crítico reflejó un consumo diario real de 31,57 [kWh], que del caso teórico planteado difiere en un 25,6%. La diferencia reportada considera las pérdidas de generación por temperatura (11,8%), acoplamientos eléctricos (2%), suciedad o polvo (0,3%) y pérdidas por cableado e inversor (3,5%), además de un 8% de posible incremento de consumo eléctrico a futuro.

Mediante el software PVsyst con licencia de prueba (PVsyst, 2021), se logró iterar las alternativas que optimicen el espacio disponible con la mayor generación eléctrica posible. Se seleccionaron 3 potenciales soluciones, las cuales fueron comparadas y analizadas bajo distintos criterios técnicos y económicos, concluyendo que la alternativa ganadora es la opción “C” que integra 12 paneles fotovoltaicos de 330 [W] conectados a un inversor de 4,0 [kW].

La configuración de conexión establece 2 hileras de paneles conectados en serie (cada una, 6 paneles: total 232,32 [V]), que a su vez se conectan en paralelo al inversor, con corriente de 18,76 [A]. Con esta configuración se busca maximizar el voltaje y reducir las pérdidas por corriente, teniendo una generación neta del sistema fotovoltaico de 5,301 [MWh/año]. Esta configuración acompañada al sistema MPPT³ del inversor, creará un balance entre tensión y corriente, que permitirá entregar la máxima potencia de operación. En la Tabla 3.1 se detallan las especificaciones de los equipos empleados, donde se validan los rangos de operación mencionados y en la Figura 3.1 se observa la ubicación del sistema.

³ **MPPT**: Máximun Power Point Tracker (Seguidor de punto de máxima potencia)



Figura 3.1 Ubicación de paneles fotovoltaicos.

Tabla 3.1 Especificación de los dispositivos seleccionados.

Dispositivo	Cantidad	Especificaciones
 <p>INVERSOR DE RED ABB UNO-DM-4.0-TL-PLUS-Q INVERSOR MONOFASICO/BIFASICO POTENCIA : 4KVA TENSION DE SALIDA : 220-230VAC TRACKER MPPT : 2</p>	1	Inversor Solar UNO-DM-4.0-TL-PLUS-Q <ul style="list-style-type: none"> • Potencia máxima de entrada: 4250 [W] • Numero de MPPT independientes: 2 • Rango de tensión entrada: 130-530 [V] • Rango de corriente máxima: 20 [A], para cada MPPT. • Eficiencia 97% - 50/60 [Hz]
	12	Módulo fotovoltaico monocristalino AE SMART HOT-SPOT-FREE – Serie AE SMM6-72 - 330W <ul style="list-style-type: none"> • Potencia nominal máxima: 330 [W] • Voltaje de potencia máxima: 38,72 [V] • Corriente de potencia máxima: 8,52 [A] • Eficiencia del módulo: 17 [%]

3.3 Análisis estructural y planos eléctricos

Planos estructurales

En la etapa del diseño estructural del soporte para paneles fotovoltaicos se utilizó del software “Inventor Profesional 2021” de licencia estudiantil. Dicha estructura se sometió a un análisis de esfuerzos, donde cada carga puntual hace referencia al peso de un panel fotovoltaico $20 \text{ [kg]} = 196 \text{ [N]}$. Cabe recalcar que para mejor resistencia estructural se usó Aluminio 6061 endurecido, cuyo factor de seguridad bajo análisis de carga estática (Von Mises para material dúctil) obtuvo un mínimo de 4.5 como se muestra en la Figura 3,2, garantizando que la estructura no falle.

Es importante mencionar que, al tratarse de un material dúctil, la placa que sostiene los paneles solares tendrá un espesor de 3 [mm], además, para las barras del soporte se estableció un perfil de tubo cuadrado estructural de 5x5 [mm] con un espesor de 2 [mm] (perfiles comerciales). Cabe mencionar que la estructura soporte se empotraría en el techo. El plano de dimensiones detalladas se encuentra en el apéndice “E-1” del documento.

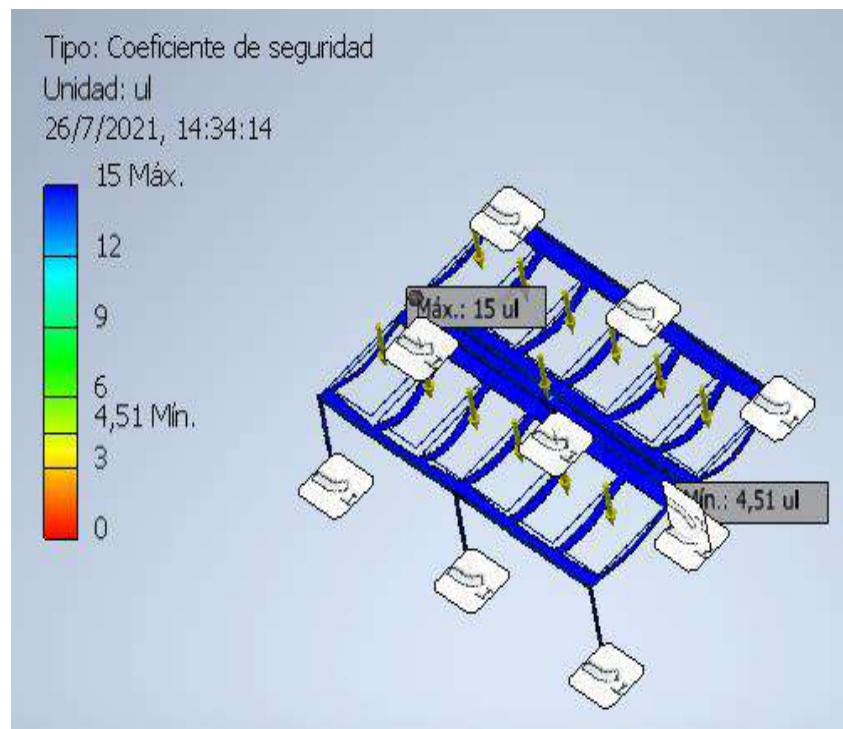


Figura 3.2 Factor de seguridad estructural para el soporte.

Tabla 3.2 Especificaciones de la simulación estructural del soporte.

Propiedades del material: Aluminio 6061	
Densidad	2,7 [g/cm ³]
Límite de elasticidad	275 [MPa]
Masa	191, 43 [kg] (sin paneles)
Área	24,56 [m ²]
Centro de gravedad	X= -3; Y= 0,4 [m]; Z= -2 [m]
Peso de 12 paneles (20 kg/cu)	240 [N]
Magnitud de reacciones	4694,67 [N]
Magnitud de par reacción	10573,9 [N.m]
Coefficiente de seguridad	Min: 4,5

Según la Tabla 3.2, techo de la vivienda estaría soportando una masa de 431,43 [kg], debe señalarse que el presente trabajo no considera el análisis de carga entre el sistema y la losa.

Planos eléctricos

Para la descripción de conexión eléctrica se estableció un diagrama unifilar básico donde se recalcan 2 tramos. El 1er tramo bifásico desde los paneles al inversor con corriente C/C emplea un cable THHN-AWG#12 flexible con recubrimiento de PVC ideal para exteriores, y el 2do tramo bifásico desde el inversor al tablero de distribución principal y posterior a las cargas, emplea un cable THHN-AWG#12 flexible para corriente C/A.

Según la regulación del ARCONEL Nro-003/18, es ideal integrar medidas de protección para el sistema, por ello se planteó la instalación de un disyuntor 2P-20 [A] situado en el tablero general de distribución, pero no es recomendable pues el inversor ya cuenta con protección interna, y sobreponer una protección externa puede repercutir en su operación óptima, además de involucrar un análisis más detallado que no está incluido en el alcance del proyecto. El plano unifilar se encuentra en el apéndice "E-2".

3.4 Análisis de demanda y generación

Resultados de las simulaciones con PVsyst V7.2

Como se estableció, la alternativa “C” escogida con una configuración de 12 PFV⁴ y 1 inversor generaría 5,301 [MWh/año]. Hablando de valores promedio se producirían 442 [kWh/mes], estando encima del consumo neto de la mayoría de los meses al año, concluyendo así que si habrá un ahorro significativo anual. La alternativa “A” con 7,33 [MWh/año] se descartó por su elevada inversión y extenso retorno de 16,3 años, en cambio la Alternativa “B” con una generación de 5,01 [MWh/año] se descartó por su alto retorno 14,5 años, siendo ligeramente más económica que la opción “C”.

La Tabla 3.3 contiene ciertos parámetros, donde criterios como pérdidas por rendimiento térmico, cableado y acoples, fueron usados para el cálculo teórico. Las simulaciones detalladas se encuentran en el apéndice “B-1”.

Tabla 3.3 Resultados de la simulación para alternativa “C”.

Resumen de resultados		
Descripción	Resultados	Unidades
Energía efectiva producida	5.301	MWh/año
Rendimiento específico	1335	kWh/kWp/año
Coefficiente de rendimiento	83.15%	-
Pérdidas de matriz fotovoltaica		
Factor de pérdida térmica	20	W/m ² K
Pérdidas de cableado de CC	1.5 %	at ST
Pérdida de calidad del módulo	-0.8%	-
Pérdidas por desajuste de módulos	2.0%	at MPP
Pérdida por falta de coincidencia de cadenas	0.1%	-

Curva mensual de producción

La curva de producción eléctrica mensual de la alternativa seleccionada se estimó utilizando las salidas de simulación en PVsyst y los valores de consumo eléctrico domiciliario del último año, estableciendo una comparación detallada mes a mes de la generación fotovoltaica, planteando un escenario donde se consume energía eléctrica de la red en los meses de

⁴ PFV: Paneles fotovoltaicos.

julio, agosto, septiembre, y en los restantes el excedente se inyecta a la red, fuera del ahorro con el autoconsumo. Los datos se detallan en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Tabla globalizada de producción energética.

DATOS MENSUALES DE PRODUCCIÓN			
	Energía efectiva a la salida de la matriz.	Consumo por mes	Excedente al mes
	MWh	MWh	kWh
Enero	0,394	0,301	0,093
Febrero	0,387	0,334	0,053
Marzo	0,497	0,384	0,113
Abril	0,496	0,401	0,095
Mayo	0,484	0,391	0,093
Junio	0,453	0,409	0,044
Julio	0,457	0,5	-0,043
Agosto	0,508	0,688	-0,18
Septiembre	0,493	0,947	-0,454
Octubre	0,466	0,415	0,051
Noviembre	0,427	0,359	0,068
Diciembre	0,426	0,334	0,092

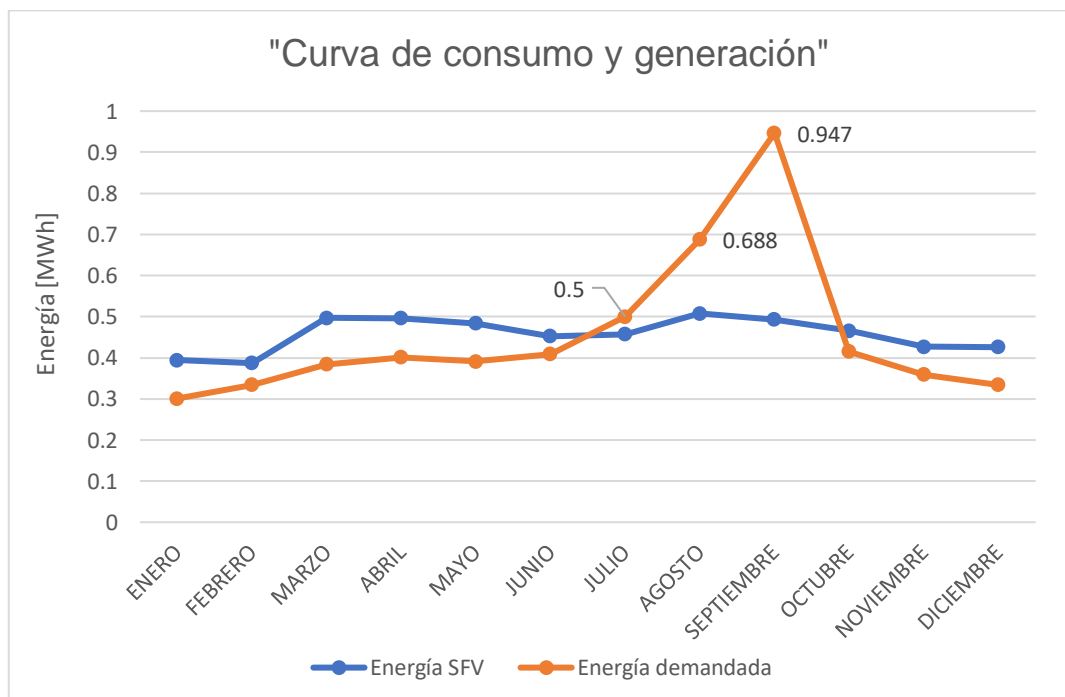


Figura 3.3 Curva de consumo y generación eléctrica anual.

Como se observa en la Figura 3.3 durante los meses de octubre hasta junio, existe la posibilidad de vender energía a la red, pues la producción fotovoltaica será mayor que la energía consumida por el usuario. Se puede apreciar que el consumo excede la generación en los meses de julio, agosto y septiembre.

Por medio del cálculo teórico se estimó que la eficiencia del panel será alrededor del 16,7%, logrando una generación neta de 5,79 [MWh/año]. Por otra parte, el valor estimado de generación usando PVsyst es de 5,301 [MWh/año]; a partir de estos resultados se tiene un error relativo del 8,49%. Este margen de error entre valores teóricos y simulados es producto de la variación de los datos de radiación solar disponible en el sitio, debido a que se emplearon valores promedio de 5 fuentes, además de la cantidad de pérdidas consideradas por temperatura y suciedad.

3.5 Análisis de sombras y ubicación

Con la ayuda del software PVsyst se validaron 2 lugares de implantación, obteniendo resultados muy similares con una variación máxima de 21 [kWh/año], es decir la mitad de lo que se consume en un día normal. Estos resultados fueron similares gracias a que el lugar propuesto es óptimo de forma que no tiene ninguna obstrucción cercana que le genere sombras y comprometa su eficiencia.

3.6 Análisis de costos

Utilizando la herramienta de análisis económico de PVsyst y los valores de precio referenciales de cada elemento del sistema, se puede determinar el periodo de retorno para lo cual se realiza un análisis nivelado de energía mes a mes llamado método LCOE⁵. El método valida el costo de energía producido durante un periodo de vida útil establecido del sistema, estimando la rentabilidad a largo plazo. A continuación, en la Tabla 3.5 se muestran los

⁵ LCOE: Levelized Cost of Electricity (Costo nivelado de la electricidad)

valores referenciales de cada elemento para todas las alternativas, con respectivo periodo de retorno.

Tabla 3.5 Detalle de costos.

	Alternativa "A"	Alternativa "B"	Alternativa "C"
Paneles fotovoltaicos	\$ 3840	\$ 2620	\$ 2820
Inversor (es)	\$ 3800	\$ 1399	\$ 1399
Soportes (estructura)	\$ 1008	\$ 630	\$ 756
Cableado	\$ 30	\$ 30	\$ 30
Accesorios	\$ 300	\$ 300	\$ 300
Instalación global	\$ 900	\$ 550	\$ 650
TOTAL Inversión	\$ 9878	\$ 5529	\$ 5955
Mantenimiento anual (0,7%)	\$40	\$40	\$ 40
Periodo de reembolso	16,3 años	14,5 años	12,8 años
Valor neto de ganancia a 20 años	\$ 3086,35 (retorno 31,2%)	\$ 3067,36 (retorno 55,5%)	\$ 4112,15 (retorno 69,1%)

La alternativa seleccionada fue la "C", a continuación, en la Tabla 3.6 se presenta en detalle el desglose de la inversión requerida.

Tabla 3.6 Cotización económica del sistema.

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
12	PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO HOT-SPOT FREE DE 330WP/24V. PANEL RESISTENTE AL CALOR Y A LA SOMBRA. 30% MÁS DE RENDIMIENTO. HIGH PERFORMANCE.	\$ 235	\$ 2 820
1	INVERSOR DE RED ABB UNO-DM-4.0-TL-PLUS-Q, INVERSOR MONOFASICO/BIFASICO; POTENCIA: 4KVA; TENSION DE SALIDA: 220-230VAC; TRACKER MPPT: 2	\$ 1 399	\$ 1 399
12	ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA PANELES SOLARES - ALUMINIO ANODIZADO	\$ 63	\$ 756
1	INSTALACION +TRANSPORTE +PUESTA EN MARCHA	\$ 650	\$ 650
1	ACESSORIOS	\$ 330	\$ 330
1	MANTENIMIENTO (anual 0,7%)		\$40
TOTAL SIN IMPUESTOS			\$ 5955.00
IVA-12%			-
TOTAL BRUTO			\$ 5955.00

Por otra parte, para la carga anual se considera el costo de mantenimiento, el cual se estima en un 0,7% de la inversión, que está en un rango aceptable para sistemas fotovoltaicos (0,5% al 1%). La tarifa al ser el valor económico atribuible a la energía eléctrica generada, para Ecuador al no existir alguna regulación a nivel residencial que establezca un valor fijo de venta eléctrica proveniente de sistemas fotovoltaicos, como se denota en la Figura 3.4 se ha establecido un costo actual de 10,4 [cntvs/kWh], el cual se estimó con el pago mensual de cada planilla y su consumo eléctrico, durante el último año.

The screenshot shows the 'Tarifas' (Tariffs) tab in the PVsyst software. It is divided into three main sections:

- Estrategia para colocar precios:** This section contains radio buttons for 'Tarifa fija' (selected) and 'Tarifa variable'. Below these are checkboxes for 'Tarifa horaria horas de punta/horas valle', 'Tarifa estacional', and 'Tarifa del archivo CSV'. There is also an 'Importar' button and a help icon.
- Tarifa de alimentación:** This section has a label 'Tarifa fija de alimentación' and a text input field containing the value '0.104' followed by the unit 'USD/kWh'.
- Ahorro autoconsumo:** This section has two text input fields: 'Tarifa de consumo' with the value '0.104' and unit 'USD/kWh', and 'Evolución de tarifas' with the value '3.0' and unit '%/año'.

Figura 3.4 Tarifa de simulación PVsyst.

Con respecto a las variaciones económicas proyectadas en el Ecuador, se consideró una inflación -1,47 [%/año], con una tasa de descuento del 10 [%/año], detalladas en la Figura 3.5. Además, gracias a los incentivos gubernamentales, no se consideran valores de impuesto sobre la renta, ni el IVA.

En cuanto al tema de financiamiento, se estableció la obtención de un préstamo bancario del total de la inversión con un interés anual fijo del 16% en un periodo de 36 meses, considerando el peor de los casos.

Inversión y cargos Parámetros financieros Tarifas Resultados financieros Balance de carbono

Período de simulación

Vida del proyecto años Año de inicio

Variaciones proyectadas

Inflación %/año Tasa de descuento %/año

Variación de producción (envejecimiento)

Lineal %/año Resultados de la herramienta de enveje

Gastos dependientes de ingresos

Impuesto sobre la renta %/año Dividendos %/año

Otro impuesto sobre la renta %/año

Amortización

Ninguno Línea recta Saldo decreciente

Activos amortizables 5'275.00 USD

Valor de rescate USD

Total canjeable 5'275.00 USD

Período de amortización años

Financiamiento


Inversión 5'955.00 USD ?

Fondos propios USD

Subsidios USD

Préstamos +

ELR años % ✖



■ Préstamo
100 %

Figura 3.5 Parámetros financieros.

En base a la simulación económica detallada en el apéndice “B-1”, considerando el peor de los escenarios, con una inversión neta de \$5955, costo anual de \$40 para mantenimiento y periodo de 20 años de vida útil del sistema, se tendrá un retorno de inversión a los 12,8 [años]. Resultados que indican una rentabilidad positiva del proyecto a largo plazo, con una ganancia neta de \$4112,15 en el lapso establecido.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- El presente proyecto se realizó con el propósito de implementar alternativas viables de generación eléctrica domiciliaria, a fin de incentivar la confianza de los usuarios hacia tecnologías que aprovechan la radiación solar con fines energéticos, reduciendo a su vez la contaminación medioambiental.
- Una fortaleza de este proyecto se fundamenta en el análisis integral a detalle entre la demanda eléctrica domiciliaria y la máxima generación eléctrica a obtener en una determinada área. Considerándose un punto débil la parte de distribución, interconexión domiciliaria y protección eléctrica, pues son puntos importantes que deben analizarse con un ingeniero eléctrico bajo requisitos de la legislación vigente del ARCONEL Nro. 003/18.
- El sistema fotovoltaico al ser de tipo fijo con una inclinación óptima de 13° , considerando el peor escenario posible para el solsticio de invierno, aprovechará una irradiación solar promedio de $6,71 \text{ [kWh/m}^2\text{*d]}$. Puesto que para las condiciones menos favorables el sistema fotovoltaico cumple con la demanda planteada, para el resto de los escenarios habrá mayor generación eléctrica.
- Un punto importante para el dimensionamiento del sistema es conocer la demanda energética domiciliaria, por ello el levantamiento de información sobre los equipos de la vivienda permitió establecer una curva de consumo diario, cuyo valor pico de $36,08 \text{ [kWh]}$ sirvió como base evaluar la mejor alternativa cuya configuración y área de captación estimada, cumple lo requerido.

- En la generación eléctrica del sistema, las limitaciones del área disponible para captación solar son importantes para el diseño. En este caso la alternativa a implementar ocupa un área de 25,95 [m²], satisfaciendo teóricamente un 37,4% de la demanda crítica planteada 42,45 [kWh/d].
- Se concluye que la mejor alternativa integra 12 paneles AE-Solar de 330 [W] y un inversor ABB de 4,0 [kW] con tecnología MPPT2, que según la simulación produciría 5,3 [MWh/año], al compararla con la generación teórica calculada de 5,79 [MWh/año], refleja un error relativo del 8,49% asociado a la calidad de datos de radiación solar y pérdidas consideradas.
- Mediante una simulación de sombras y de ubicación se validó el lugar de implantación para el sistema, donde se analizaron 2 potenciales lugares cuya variación mínima de 21 [kWh/año] estableció que la orientación ideal es hacia el norte cardinal y que las sombras no influyen en la generación para este caso en específico.
- La alternativa “C” con una inversión inicial de \$ 5955 USD, a un periodo establecido de 20 años de vida útil, refleja un retorno de inversión a los 12,8 [años], además de una ganancia neta de \$ 4112 USD. Este resultado obtenido con el software PVsyst mediante el método LCOE, permitió concluir con una viabilidad económica positiva a largo plazo.
- Visto desde el enfoque medio ambiental, se establece adicionalmente que el sistema contribuirá con 1,17 Ton CO₂ al año, en reducción de gases de efecto invernadero. Concluyendo que el proyecto cumple con los estándares de diseño para generación fotovoltaica conectada a red.

4.2 Recomendaciones

- Al momento de determinar la demanda energética de una vivienda es importante hacer un levantamiento físico de los equipos ligado al

consumo eléctrico, estableciendo su potencia de consumo, tipo de corriente, tiempo y horario de uso.

- Desde el punto de vista de eficiencia, se recomienda considerar que los paneles solares tengan una cierta separación mínima de 25 cm con respecto a la superficie de ubicación. Esto se considera a fin de que exista la suficiente ventilación que tienda a climatizar los paneles evitando caídas de generación eléctrica por baja eficiencia a causa de factores térmicos.
- Para evaluar económicamente un proyecto de generación fotovoltaica se sugiere usar un programa especializado que relacione la generación con el tema de retorno económico.
- Se recomienda la correcta selección de cableado pues esto permite la óptima distribución de energía hacia la vivienda, sin afectar el sistema en momentos de sobre tensión o marcadas fluctuaciones de energía.
- Para la selección de equipos se recomienda emplear marcas reconocidas en el mercado nacional, que tengan un periodo de vida útil aceptable y se ajusten a un presupuesto establecido.

BIBLIOGRAFÍA

- AE Solar. (2020). *Solergy Ecuador*. Obtenido de <https://solergyecuador.com.ec/docsoler/CATALOGO%20HOT%20SPOT%20FREE%20330W%20ESP.pdf>
- Alonso, J. (Enero de 2019). *SUNFIELDS*. Recuperado el 5 de Julio de 2021, de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>
- ARCONEL. (22 de Octubre de 2018). *ARCONEL*. Recuperado el 08 de Junio de 2021, de <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/11/ARCONEL-003-18MICROGENERACION.pdf>
- ARCONEL. (2018 de Octubre de 2018). *ARCONEL*. Recuperado el 08 de Junio de 2021, de <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/Codificacion-Regulacion-No.-ARCONEL-003-18.pdf>
- Barragán Escandón, E., Terrados Cepeda, J., Parra González, A., & Zalamea León, E. (2019). *Las energías renovables a escala urbana*. Universidad Nacional de Colombia, Bogotá. Bogotá: Dossier central. Recuperado el 07 de Junio de 2021, de <http://www.scielo.org.co/pdf/biut/v29n2/0124-7913-biut-29-02-39.pdf>
- Castejón, A., & Santamaría, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas* (1ra ed.). Madrid, España: Editex commons.
- CDTS. (2013). *Introducción al estudio de fuentes renovables de energía*. Guayaquil - Ecuador: ESPOL.
- CIEPI. (1973). *Código Eléctrico Ecuatoriano*. Pichincha - Ecuador: INECEL.
- Diaz Corcobado , T., & Carmona Rubio, G. (2010). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. McGraw Hill.
- Durrenberger, M. (15 de Febrero de 2017). *New England Clean Energy*. Recuperado el 06 de Junio de 2021, de <https://newenglandcleanenergy.com/energymiser/2017/02/15/different-types-of-utility-meters-for-solar/>

- Electrocables. (2018). *Electro Cables* . Obtenido de Beneficios y dimensiones del THHN UNILAY: <https://www.electrocable.com/index.php/es/descargas/catalogos-y-fichas.html>
- Emmanuel.P.Agbo, Collins.O.Edet, Thomas.O.Magu, Armstrong.O.Njo, Chris.M.Ekpo, & HitlerLouis. (Mayo de 2021). Solar energy: A panacea for the electricity generation crisis in Nigeria. *HELIYON*, 7(5), 21. doi:<https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e07016>
- Guastay Cajo, W., & Llanes Cedeño, E. (17 de Agosto de 2020). *EL USO DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA COMO ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL EN EL ECUADOR*. Universidad Internacional SEK, Quito. doi:10.47460/uct.v24i104.363
- Luque , A., & Hegedus, S. (2003). *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. England: John Wiley.
- MEER. (2018). *ARCONEL*. Obtenido de <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/plan-maestro-de-electrificacion/>
- Noguera-Salas, O., Ricardo Alfonso Pinto-García, & Jhon Edison Villarreal-Padilla . (2018). La eficiencia de los nuevos materiales fotosensibles. 15(1), 10. doi:<https://doi.org/10.15332/iteckne.v15i1.1959>
- Perez. (2010). *Guayaquil Aer*. Guayaquil: Meeonorm.
- Planas, O. (13 de Mayo de 2015). *Energía Solar*. Obtenido de <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/radiacion-solar>
- Planas, O. (13 de Mayo de 2015). *Energía Solar*. Obtenido de <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/efecto-fotovoltaico>
- POSTED ON. (9 de Noviembre de 2014). *Ingelibre : Información, apuntes y tutoriales para Ingenieros*. Recuperado el 5 de Julio de 2021, de <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>
- PVsystem. (29 de 04 de 2021). *Photovoltaic Software PVsystem*. Obtenido de Descarga del software con licencia de prueba: <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>
- Rosero, E. (8 de Abril de 2020). *AEEREE*. Recuperado el 7 de Junio de 2021, de <http://aeeree.org/planes-energeticos-para-el-desarrollo-de-la-fotovoltaica-en-latinoamerica-y-espana/>

Salinas, C. (2011). *La energía proveniente del sol*. Dept. Ing. Industrial. Atacama - Chile: MediaWik.

Sana Energy. (2020). *Diseño de Sistema Solar en Guayaquil - Ecuador*. San Antonio - Texas: Sana Energy Corp.

ZAMBRANO, C. M. (Septiembre de 2015). Energías renovables, tendencia en Ecuador. *UEES*, 10. Recuperado el 07 de Junio de 2021, de <http://repositorio.uees.edu.ec/bitstream/123456789/2278/1/Energ%C3%ADas%20renovables%20tendencia%20en%20Ecuador%20-%20Mariela%20Hernaes.pdf>

APÉNDICES

APÉNDICE A.- Levantamiento de la demanda eléctrica del domicilio.

SECCIONES DE LA CASA	Cantidad [unidades]	Potencia de consumo [W]	Tiempo de uso diario [h]	Tipo de corriente [A/C - DC]	Consumo diario [Wh]
SUITE TRASERA					
Focos ahorradores en lámparas fluorescente mini	8	15	6	AC	720
Focos ahorradores en cuartos fluorescente	2	20	4	AC	160
Focos ahorradores en baños LED	2	9	2	AC	36
Detector de humo	2	0.5	24	AC	24
LUMINARIA DE PATIO TRASERO					
Foco de patio LED	1	9	13	AC	117
Sensores de luz	1	0.5	24	AC	12
Lámparas automáticas	2	6	13	AC	156
CUARTO DE MANUALIDADES					
Focos LED	1	9	4	AC	36
Televisor Plasma	1	280	6	AC	1680
DVD	1	0.5	24	AC	12
Modem	1	1	24	AC	24
Router	1	50	24	AC	1200
Detector de humo	1	0.5	24	AC	12
DORMITORIOS					
Focos LED	4	9	6	AC	216
Aire acondicionado inverter 18000 BTU (Solo Invierno)	2	455	5	AC	4550
Focos de baños LED	4	9	6	AC	216
Focos dormitorios LED	2	9	5	AC	90
Televisor Plasma	1	280	2	AC	560
Modem	1	1	24	AC	24
Router	1	50	24	AC	1200
COCINA					
Focos de entrada LED	3	9	4	AC	108
Focos ahorradores fluorescente	2	25	8	AC	400
Sanduchera	1	750	1	AC	750
Horno tostador OSTER	1	1200	0.25	AC	300
microondas	1	1	24	AC	24
Refrigerador	1	60	24	AC	1440
Licuada	1	700	0.25	AC	175
Extractor de jugo	1	500	0.5	AC	250
Sartén eléctrico	2	1400	1	AC	2800
Ventilador	1	50	2	AC	100
Calentador eléctrico	1				0
CUARTO DE LAVADO / EMPLEADA					
Focos ahorradores fluorescente	2	25	4	AC	200
Lavadora	1	1016	0.75	AC	762

Plancha	1	1200	0.5	AC	600
Lavadora	1	1016	0.75	AC	762
COMEDOR					
Focos ahorradores fluorescentes	2	20	1	AC	40
SALA					
Aire acondicionado inverter 18000 BTU	1	455	4	AC	1820
Focos ahorradores fluorescentes	4	20	4	AC	320
Laptop ASUS	1	120	4	AC	480
ANTE SALA					
Focos ahorradores fluorescentes	3	20	6	AC	360
Foco de baño LED	1	9	4	AC	36
CUARTO PLANTA BAJA					
Aire acondicionado inverter 18000 BTU	1	455	5	AC	2275
Computadora DELL	1	400	2	AC	800
Focos LED	2	9	6	AC	108
TV pantalla plana	1	95	5	AC	475
ENTRADA DE LA CASA					
Focos ojo de buey	2	8	3	AC	48
Sensores de luz	3	0.5	24	AC	36
Focos LED	2	9	1	AC	18
PORTICO					
Sensores de luz	1	0.5	24	AC	12
Lámparas automáticas	2	6	13	AC	156
SUITE FRONTAL (ARRIENDO)					
Focos ahorradores fluorescentes mini	10	15	4	AC	600
Aire acondicionado inverter 12000 BTU	2	300	4	AC	2400
Foco de baño LED	1	9	2	AC	18
BODEGA					
Focos LED	3	9	0.25	AC	6.75
Bomba	1	373	6	AC	2238

Total consumo diario [Wh]	31962,75 Wh
Total mensual [Wh]	958882,5 Wh

APÉNDICE B-1.- Resultado de las simulaciones en PVsyst - Alternativa C.



PVsyst V7.2.0

VC2. Simulation date:
22/08/21 13:29
with v7.2.0

Project: Materia Integradora- SIMULACIÓN

Variant: Orientación 1

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Cuatro Hermanas	Latitude -2.16 °S	Albedo 0.20
Ecuador	Longitude -79.95 °W	
	Altitude 47 m	
	Time zone UTC-5	
Meteo data		
Cuatro Hermanas		
CUMBRES-PROMEDIO-MATERIA INTEGRADORA - Sintético		

System summary

Grid-Connected System	Tables on a building	User's needs
PV Field Orientation	Near Shadings	Monthly values
Fixed plane	Linear shadings	
Tilt/Azimuth 13 / 29 °		
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 12 units	Nb. of units 1 Unit	
Pnom total 3960 Wp	Pnom total 4000 W	
	Pnom ratio 0.990	

Results summary

Produced Energy 5.30 MWh/year	Specific production 1339 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 83.07 %
		Solar Fraction SF 39.96 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	4
Main results	5
Loss diagram	6
Special graphs	7
Cost of the system	8
Financial analysis	9



Project: Materia Integradora- SIMULACIÓN

Variant: Orientación 1

PVsyst V7.2.0

VC2, Simulation date:
22/08/21 13:29
with v7.2.0

General parameters

Grid-Connected System														Tables on a building			
PV Field Orientation														Sheds configuration		Models used	
Orientation																Transposition Perez	
Fixed plane																Diffuse Perez, Meteorom	
Tilt/Azimuth 13 / 29 °																Circumsolar separate	
Horizon														Near Shadings		User's needs	
Free Horizon														Linear shadings		Monthly values	
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug	Sep	Oct.	Nov.	Dec.	Year					
301	304	384	401	381	409	500	688	947	415	359	334	5433	kWh/mth				

PV Array Characteristics

PV module				Inverter			
Manufacturer AE Solar				Manufacturer ABB			
Model AE 330DGLM6-60 (1500)				Model UNO-DM-4.0-TL-PLUS			
(Original PVsyst database)				(Original PVsyst database)			
Unit Nom. Power 330 Wp				Unit Nom. Power 4.00 kWac			
Number of PV modules 12 units				Number of inverters 1 Unit			
Nominal (STC) 3960 Wp				Total power 4.0 kWac			
Modules 2 Strings x 6 In series				Operating voltage 90-500 V			
At operating cond. (50°C)				Pnom ratio (DC:AC) 0.99			
Pmpp 3600 Wp							
U mpp 186 V							
I mpp 19 A							
Total PV power				Total inverter power			
Nominal (STC) 4 kWp				Total power 4 kWac			
Total 12 modules				Nb. of inverters 1 Unit			
Module area 20.2 m ²				Pnom ratio 0.99			
Cell area 18.1 m ²							

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss	
Module temperature according to irradiance		Global array res. 151 mΩ		Loss Fraction -0.4 %	
Uc (const) 20.0 W/m ² K		Loss Fraction 1.5 % at STC			
Uv (wind) 0.0 W/m ² K/m/s					
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss		IAM loss factor	
Loss Fraction 2.0 % at MPP		Loss Fraction 0.1 %		ASHRAE Param: IAM = 1 - bo(1/cos ² - 1)	
				bo Param. 0.05	



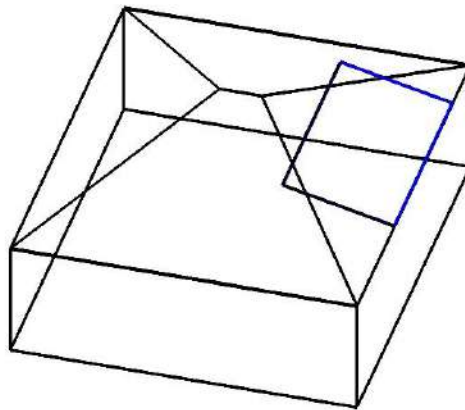
PVsyst V7.2.0
VC2. Simulation date:
22/08/21 13:29
with v7.2.0

Project: Materia Integradora- SIMULACIÓN

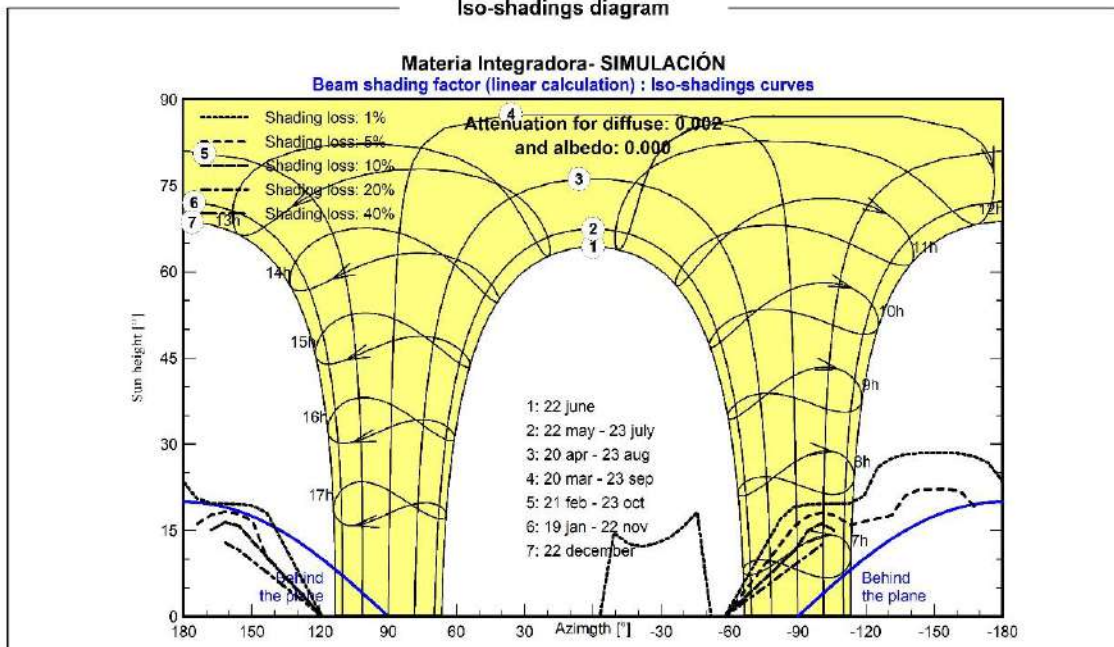
Variant: Orientación 1

Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram





Project: Materia Integradora- SIMULACIÓN

Variant: Orientación 1

PVsyst V7.2.0

VC2, Simulation date:
22/08/21 13:29
with v7.2.0

Main results

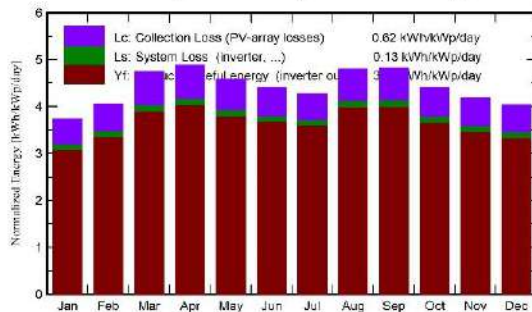
System Production

Produced Energy	5.30 MWh/year	Specific production	1339 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	83.07 %
		Solar Fraction SF	39.96 %

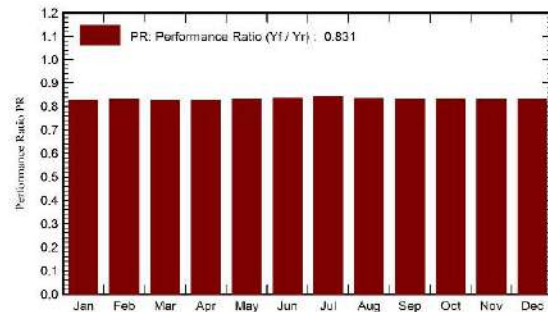
Economic evaluation

Investment		Yearly cost		LCOE	
Global	5'955.00 USD	Annuities	2'620.20 USD/yr	Energy cost	0.14 USD/kWh
Specific	1.50 USD/Wp	Running Costs	46.11 USD/yr		
		Payback period	12.8 years		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	125.3	76.60	24.68	116.0	111.7	0.394	0.301	0.123	0.257	0.178
February	119.7	73.90	24.36	113.6	109.7	0.387	0.304	0.125	0.248	0.179
March	149.5	83.40	24.56	147.0	142.7	0.497	0.384	0.162	0.319	0.222
April	144.1	75.30	24.62	146.7	142.9	0.496	0.401	0.171	0.309	0.230
May	135.1	72.50	24.98	142.1	138.4	0.484	0.391	0.165	0.303	0.226
June	123.6	64.80	24.24	132.2	128.8	0.453	0.409	0.166	0.272	0.243
July	125.4	71.30	23.66	132.6	129.0	0.457	0.500	0.204	0.238	0.296
August	143.5	72.90	23.86	148.9	145.2	0.508	0.688	0.265	0.226	0.423
September	144.1	75.90	23.82	144.9	141.0	0.493	0.947	0.330	0.146	0.617
October	140.5	74.10	23.86	136.6	132.4	0.466	0.415	0.174	0.276	0.241
November	134.0	73.20	23.70	125.6	121.2	0.427	0.359	0.148	0.264	0.211
December	135.8	79.10	24.70	125.1	120.5	0.426	0.334	0.140	0.271	0.194
Year	1620.6	893.00	24.26	1611.4	1563.5	5.488	5.433	2.171	3.130	3.262

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



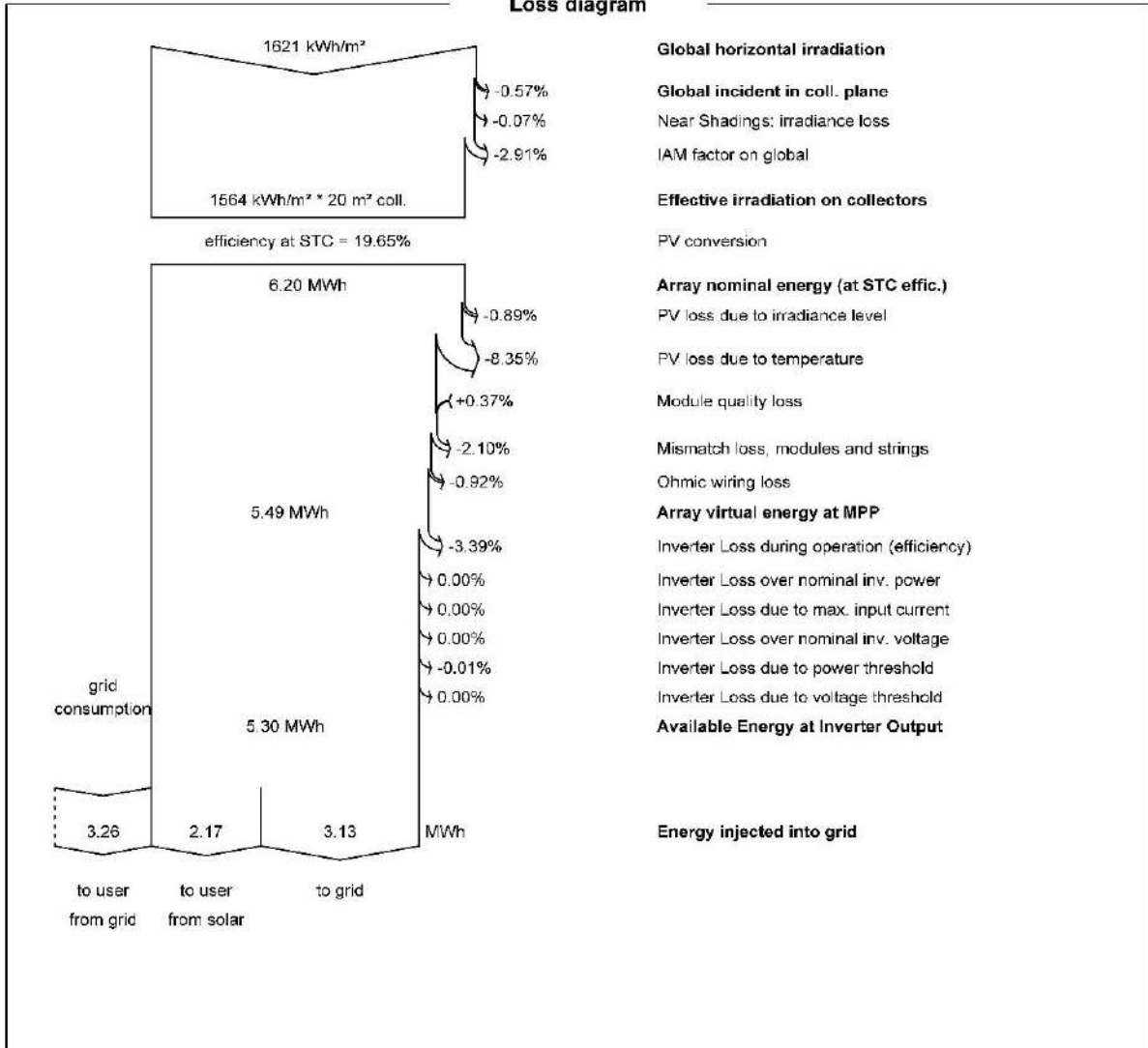
Project: Materia Integradora- SIMULACIÓN

Variant: Orientación 1

PVsyst V7.2.0

VC2, Simulation date:
22/08/21 13:29
with v7.2.0

Loss diagram





PVsyst V7.2.0
 VC2, Simulation date:
 22/08/21 13:29
 with v7.2.0

Project: Materia Integradora- SIMULACIÓN

Variant: Orientación 1

Cost of the system

Installation costs

Item	Quantity units	Cost USD	Total USD
PV modules			
AE 330DGLM6-60 (1500)	12	235.00	2'820.00
Supports for modules	12	63.00	756.00
Inverters			
UNO-DM-4.0-TL-PLUS	1	1'399.00	1'399.00
Other components			
Accessories, fasteners	1	300.00	300.00
Wiring	1	30.00	30.00
Installation			
Global installation cost per module	12	50.00	600.00
Global installation cost per inverter	1	50.00	50.00
Total			5'955.00
Depreciable asset			5'275.00

Operating costs

Item	Total USD/year
Maintenance	
Salaries	40.00
Total (OPEX)	40.00
Including inflation (1.47%)	46.11

System summary

Total installation cost	5'955.00 USD
Operating costs (incl. inflation 1.47%/year)	46.11 USD/year
Unused energy	2171 kWh/year
Energy sold to the grid	3130 kWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.142 USD/kWh



Project: Materia Integradora- SIMULACIÓN

Variant: Orientación 1

PVsyst V7.2.0

VC2, Simulation date:
22/08/21 13:29
with v7.2.0

Financial analysis

Simulation period			
Project lifetime	20 years	Start year	2022
Income variation over time			
Inflation			1.47 %/year
Production variation (aging)			-0.50 %/year
Discount rate			10.00 %/year
Income dependent expenses			
Income tax rate			0.00 %/year
Other income tax			0.00 %/year
Dividends			0.00 %/year
Depreciation			
Depreciable assets			5'275.00 USD
Salvage value			0.00 USD
Total redeemable			5'275.00 USD
Depreciation period			20 years
Financing			
Loan - Redeemable with fixed amortization - 3 years		5'955.00 USD	Interest rate: 16.00%/year
Electricity sale			
Feed-in tariff			0.10 USD/kWh
Duration of tariff warranty			20 years
Annual connection tax			0.00 USD/kWh
Annual tariff variation			0.0 %/year
Feed-in tariff decrease after warranty			50.00 %
Self-consumption			
Consumption tariff			0.10 USD/kWh
Tariff evolution			+3.0 %/year
Return on investment			
Payback period			12.8 years
Net present value (NPV)			4'174.05 USD
Return on investment (ROI)			70.1 %



Project: Materia Integradora- SIMULACIÓN

Variant: Orientación 1

PVsyst V7.2.0

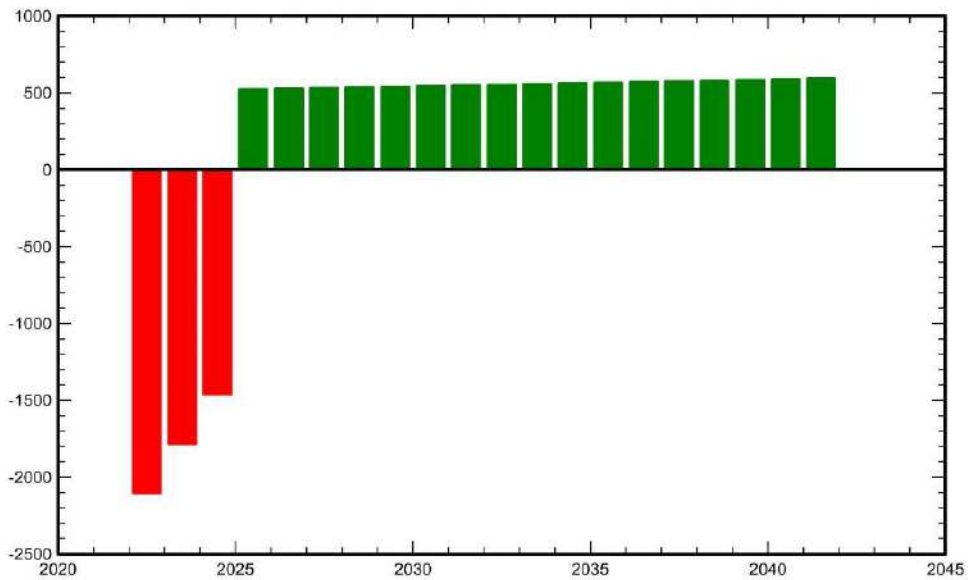
VC2, Simulation date:
22/06/21 13:29
with v7.2.0

Financial analysis

Detailed economic results (USD)

	Electricity sale	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2022	326	1'985	635	40	264	0	0	-2'335	226	-2'109	-2.1%
2023	324	1'985	318	41	264	0	0	-2'019	233	-3'896	1.2%
2024	322	1'985	0	41	264	17	0	-1'704	239	-5'360	10.0%
2025	321	0	0	42	264	15	0	279	246	-4'835	18.8%
2026	319	0	0	42	264	13	0	277	253	-4'306	27.7%
2027	317	0	0	43	264	11	0	274	260	-3'772	36.7%
2028	316	0	0	44	264	8	0	272	266	-3'233	45.7%
2029	314	0	0	44	264	6	0	270	273	-2'690	54.8%
2030	313	0	0	45	264	4	0	268	280	-2'143	64.0%
2031	311	0	0	46	264	2	0	265	287	-1'591	73.3%
2032	309	0	0	46	264	0	0	263	294	-1'034	82.6%
2033	308	0	0	47	264	0	0	261	300	-473	92.1%
2034	306	0	0	48	264	0	0	258	307	92	101.5%
2035	304	0	0	48	264	0	0	256	314	662	111.1%
2036	303	0	0	49	264	0	0	254	321	1'236	120.8%
2037	301	0	0	50	264	0	0	251	327	1'815	130.5%
2038	299	0	0	51	264	0	0	249	334	2'398	140.3%
2039	298	0	0	51	264	0	0	247	341	2'986	150.1%
2040	296	0	0	52	264	0	0	244	348	3'578	160.1%
2041	295	0	0	53	264	0	0	242	354	4'174	170.1%
Total	6'201	5'955	953	922	5'275	76	0	-1'629	5'803	4'174	170.1%

Yearly net profit (USD)



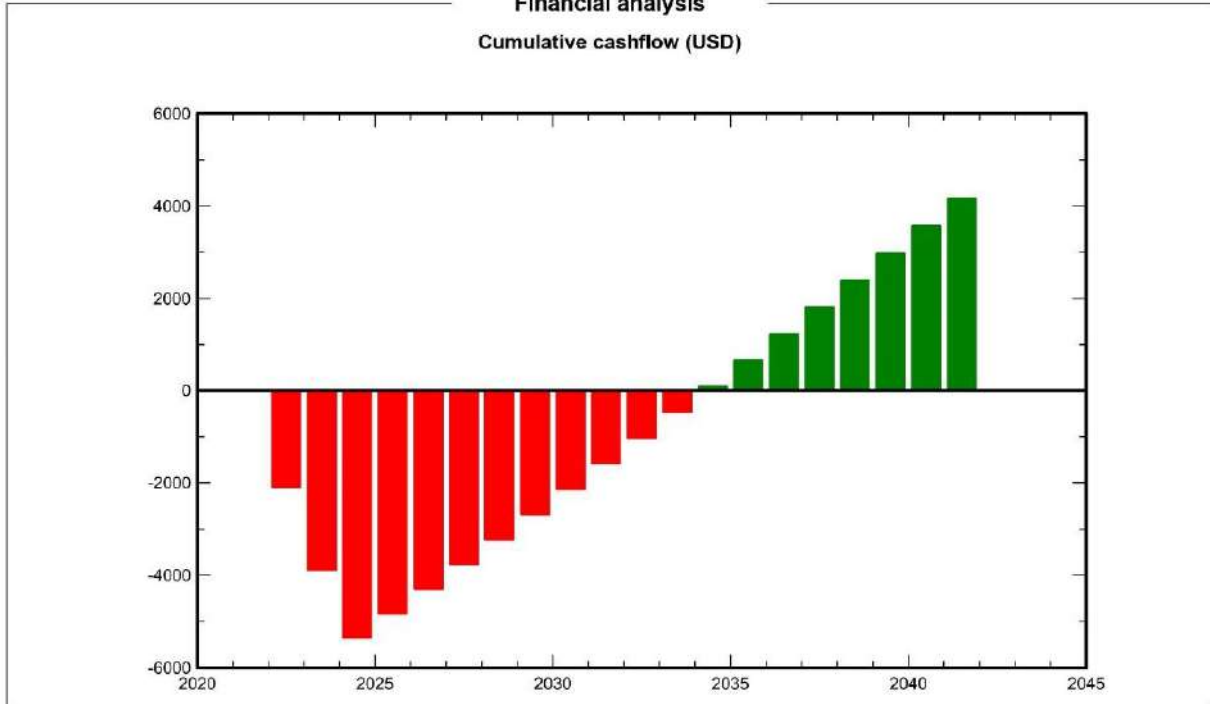


Project: Materia Integradora- SIMULACIÓN

Variant: Orientación 1

PVsyst V7.2.0
VC2, Simulation date:
22/08/21 13:29
with v7.2.0

Financial analysis
Cumulative cashflow (USD)



APÉNDICE B-2.- Resultado de las simulaciones en PVsyst - Alternativa A.



PVsyst V7.2.0

VC2, Simulation date:
10/08/21 21:52
with v7.2.0

Project: Materia Integradora- SIMULACIÓN

Variant: Analisis Economico Ultimo

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Cuatro Hermanas		Latitude	-2.16 °S	Albedo	0.20
Ecuador		Longitude	-79.95 °W		
		Altitude	47 m		
		Time zone	UTC-5		
Meteo data					
Cuatro Hermanas					
CUMBRES-PROMEDIO-MATERIA INTEGRADORA - Sintético					

System summary

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings			
PV Field Orientation		Near Shadings		User's needs	
Fixed plane		No Shadings		Monthly values	
Tilt/Azimuth	13 / -67 °				
System information					
PV Array					
Nb. of modules	16 units	Inverters		2 units	
Pnom total	6.00 kWp	Nb. of units		6.00 kWac	
		Pnom total		1.000	
		Pnom ratio			

Results summary

Produced Energy	7.91 MWh/year	Specific production	1319 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	82.17 %
				Solar Fraction SF	40.64 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6
Cost of the system	7
Financial analysis	8



Project: Materia Integradora- SIMULACIÓN

Variant: Analisis Economico Ultimo

PVsyst V7.2.0

VC2, Simulation date:
10/08/21 21:52
with v7.2.0

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings											
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used									
Orientation		No 3D scene defined		Transposition		Perez							
Fixed plane				Diffuse		Perez, Meteornorm		Circumsolar				separate	
Tilt/Azimuth		13 / -87 °											
Horizon		Near Shadings		User's needs									
Free Horizon		No Shadings		Monthly values									
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
301	304	384	401	391	409	500	668	947	415	359	334	5433	kWh/mth

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Eco Green Energy	Manufacturer	SMA
Model	EGE 166-M-60-HC 375 Wp	Model	Sunny Boy 3000 U-206
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	375 Wp	Unit Nom. Power	3.00 kWac
Number of PV modules	16 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	6.00 kWp	Total power	6.0 kWac
Modules	2 Strings x 8 In series	Operating voltage	175-400 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.00
Pmpp	5.48 kWp		
U mpp	248 V		
I mpp	22 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	6 kWp	Total power	6 kWac
Total	16 modules	Nb. of inverters	2 units
Module area	29.6 m ²	Pnom ratio	1.00
Cell area	26.5 m ²		

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.		Loss Fraction				
Uc (const)	20.0 W/m ² K	185 mΩ		-0.8 %				
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s	Loss Fraction		1.5 % at STC				
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction		Loss Fraction						
2.0 % at MPP		0.1 %						
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



Project: Materia Integradora- SIMULACIÓN

Variant: Analisis Economico Ultimo

PVsyst V7.2.0

VC2, Simulation date:
10/08/21 21:52
with v7.2.0

Main results

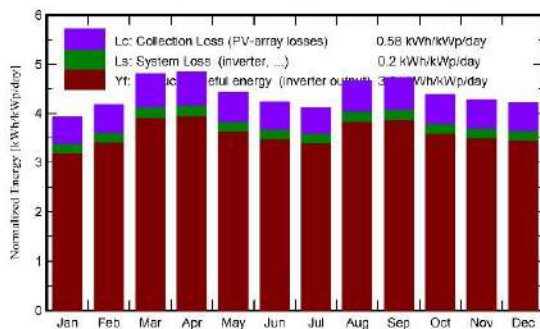
System Production

Produced Energy	7.91 MWh/year	Specific production	1319 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	82.17 %
		Solar Fraction SF	40.64 %

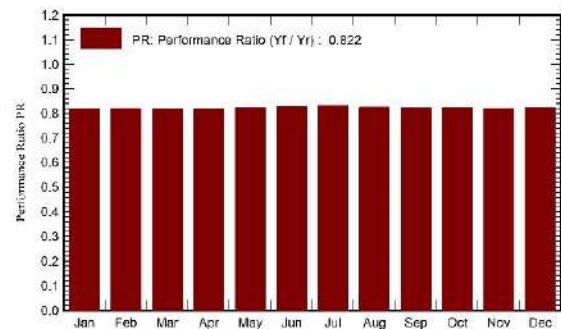
Economic evaluation

Investment		Yearly cost		LCOE	
Global	9'878.00 USD	Annuities	4'398.26 USD/yr	Energy cost	0.17 USD/kWh
Specific	1.65 USD/Wp	Running Costs	46.11 USD/yr		
		Payback period	16.3 years		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	125.3	76.60	24.68	121.7	117.7	0.632	0.301	0.127	0.471	0.174
February	119.7	73.90	24.36	117.0	113.2	0.608	0.304	0.130	0.446	0.174
March	149.5	83.40	24.56	148.8	144.5	0.769	0.384	0.164	0.566	0.220
April	144.1	75.30	24.62	145.0	141.1	0.750	0.401	0.169	0.543	0.232
May	135.1	72.50	24.98	137.2	133.3	0.714	0.391	0.162	0.516	0.229
June	123.6	64.80	24.24	126.8	123.0	0.663	0.409	0.164	0.464	0.245
July	125.4	71.30	23.66	127.4	123.5	0.670	0.500	0.207	0.429	0.293
August	143.5	72.90	23.86	144.5	140.4	0.753	0.688	0.275	0.439	0.413
September	144.1	75.90	23.82	141.6	137.6	0.736	0.947	0.349	0.349	0.596
October	140.5	74.10	23.96	135.7	131.5	0.707	0.415	0.173	0.497	0.242
November	134.0	73.20	23.70	128.3	124.0	0.667	0.359	0.148	0.482	0.211
December	135.8	79.10	24.70	130.7	126.5	0.681	0.334	0.141	0.503	0.193
Year	1620.6	893.00	24.26	1604.9	1556.3	8.351	5.433	2.208	5.704	3.225

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



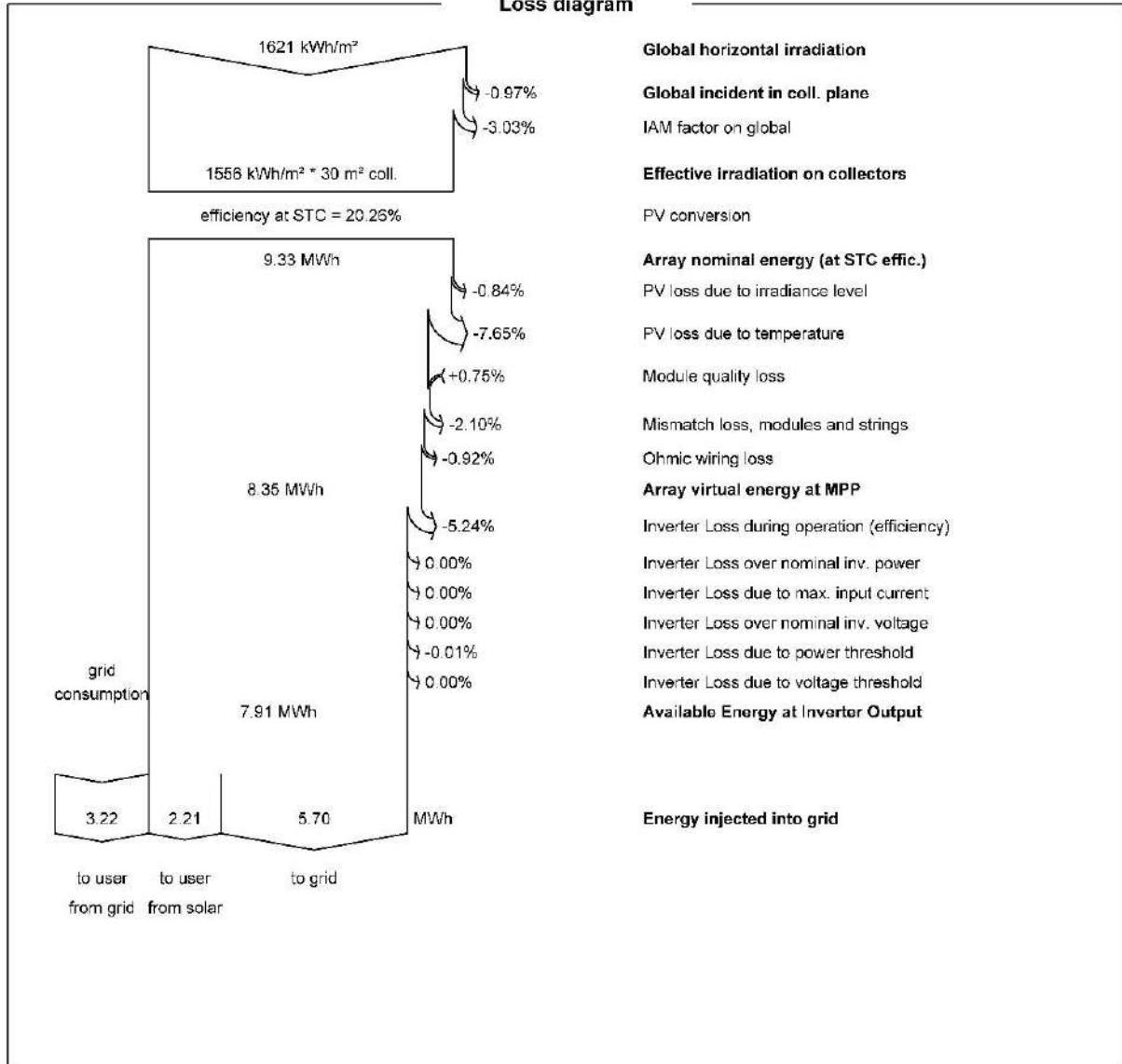
Project: Materia Integradora- SIMULACIÓN

Variant: Analisis Economico Ultimo

PVsyst V7.2.0

VC2. Simulation date:
10/08/21 21:52
with v7.2.0

Loss diagram



APÉNDICE B-3.- Resultado de las simulaciones en PVsyst - Alternativa B.



PVsyst V7.2.0

VC2, Simulation date:
10/08/21 21:47
with v7.2.0

Project: **Materia Integradora- SIMULACIÓN**

Variant: **Analisis Economico Ultimo**

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Cuatro Hermanas		Latitude	-2.16 °S	Albedo	0.20
Ecuador		Longitude	-79.95 °W		
		Altitude	47 m		
		Time zone	UTC-5		
Meteo data					
Cuatro Hermanas					
CUMBRES-PROMEDIO-MATERIA INTEGRADORA - Sintético					

System summary

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings			
PV Field Orientation		Near Shadings		User's needs	
Fixed plane		No Shadings		Monthly values	
Tilt/Azimuth		13 / -67 °			
System information					
PV Array					
Nb. of modules		10 units		Inverters	
Pnom total		3750 Wp		Nb. of units	
				1 Unit	
				Pnom total	
				4000 W	
				Pnom ratio	
				0.938	

Results summary

Produced Energy	5.01 MWh/year	Specific production:	1335 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.18 %
				Solar Fraction SF	38.78 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6
Cost of the system	7
Financial analysis	8



Project: Materia Integradora- SIMULACIÓN

Variant: Analisis Economico Ultimo

PVsyst V7.2.0

VC2, Simulation date:
10/08/21 21:47
with v7.2.0

General parameters

Grid-Connected System					No 3D scene defined, no shadings								
PV Field Orientation					Sheds configuration				Models used				
Orientation					No 3D scene defined				Transposition Perez				
Fixed plane									Diffuse Perez, Meteonorm				
Tilt/Azimuth 13 / -67 °									Circumsolar separate				
Horizon					Near Shadings				User's needs				
Free Horizon					No Shadings				Monthly values				
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
301	304	384	401	391	409	500	688	947	415	359	334	5433	kWh/mth

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	ABB
Model	TSM-DE14A-(II)-375	Model	UNO-DM-4.0-TL-PLUS
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	375 Wp	Unit Nom. Power	4.00 kWac
Number of PV modules	10 units	Number of inverters	1 Unit
Nominal (STC)	3750 Wp	Total power	4.0 kWac
Modules	2 Strings x 5 In series	Operating voltage	90-580 V
At operating cond. (50°C)		Phom ratio (DC:AC)	0.94
Pmpp	3381 Wp	Total inverter power	
U mpp	180 V	Total power	4 kWac
I mpp	19 A	Nb. of inverters	1 Unit
Total PV power		Phom ratio	0.94
Nominal (STC)	4 kWp	Total PV power	
Total	10 modules	Nominal (STC)	
Module area	19.4 m²	Total	
Cell area	17.5 m²	Module area	
		Cell area	

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res. 160 mΩ		Loss Fraction -0.8 %				
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction 1.5 % at STC						
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction 2.0 % at MPP		Loss Fraction 0.1 %						
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



Project: Materia Integradora- SIMULACIÓN

Variant: Analisis Economico Ultimo

PVsyst V7.2.0

VC2, Simulation date:
10/08/21 21:47
with v7.2.0

Main results

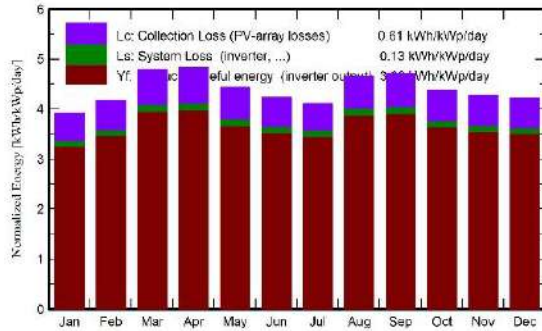
System Production

Produced Energy	5.01 MWh/year	Specific production	1335 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	83.18 %
		Solar Fraction SF	38.78 %

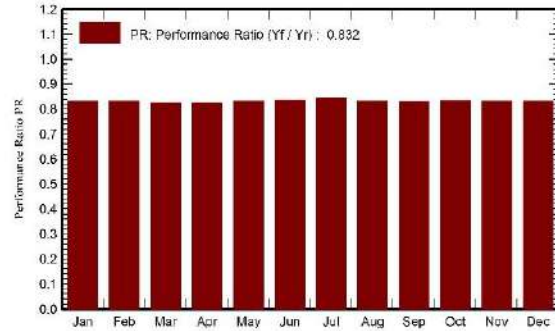
Economic evaluation

Investment		Yearly cost		LCOE	
Global	5'529.00 USD	Annuities	2'461.83 USD/yr	Energy cost	0.16 USD/kWh
Specific	1.47 USD/Wp	Running Costs	46.11 USD/yr		
		Payback period	14.5 years		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	125.3	76.60	24.68	121.7	118.5	0.393	0.301	0.122	0.257	0.179
February	119.7	73.90	24.36	117.0	114.0	0.378	0.304	0.124	0.241	0.180
March	149.5	83.40	24.56	148.8	145.4	0.477	0.384	0.158	0.302	0.226
April	144.1	75.30	24.62	145.0	141.9	0.465	0.401	0.164	0.285	0.237
May	135.1	72.50	24.98	137.2	134.2	0.443	0.391	0.158	0.270	0.233
June	123.6	64.80	24.24	126.8	123.8	0.412	0.409	0.160	0.238	0.249
July	125.4	71.30	23.66	127.4	124.3	0.417	0.500	0.197	0.205	0.303
August	143.5	72.90	23.86	144.5	141.3	0.467	0.688	0.257	0.195	0.431
September	144.1	75.90	23.82	141.6	138.5	0.456	0.947	0.316	0.125	0.631
October	140.5	74.10	23.96	135.7	132.4	0.439	0.415	0.168	0.256	0.247
November	134.0	73.20	23.70	128.3	124.9	0.414	0.359	0.144	0.255	0.215
December	135.8	79.10	24.70	130.7	127.4	0.423	0.334	0.138	0.271	0.196
Year	1620.6	893.00	24.26	1604.9	1586.6	5.185	5.433	2.107	2.899	3.326

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



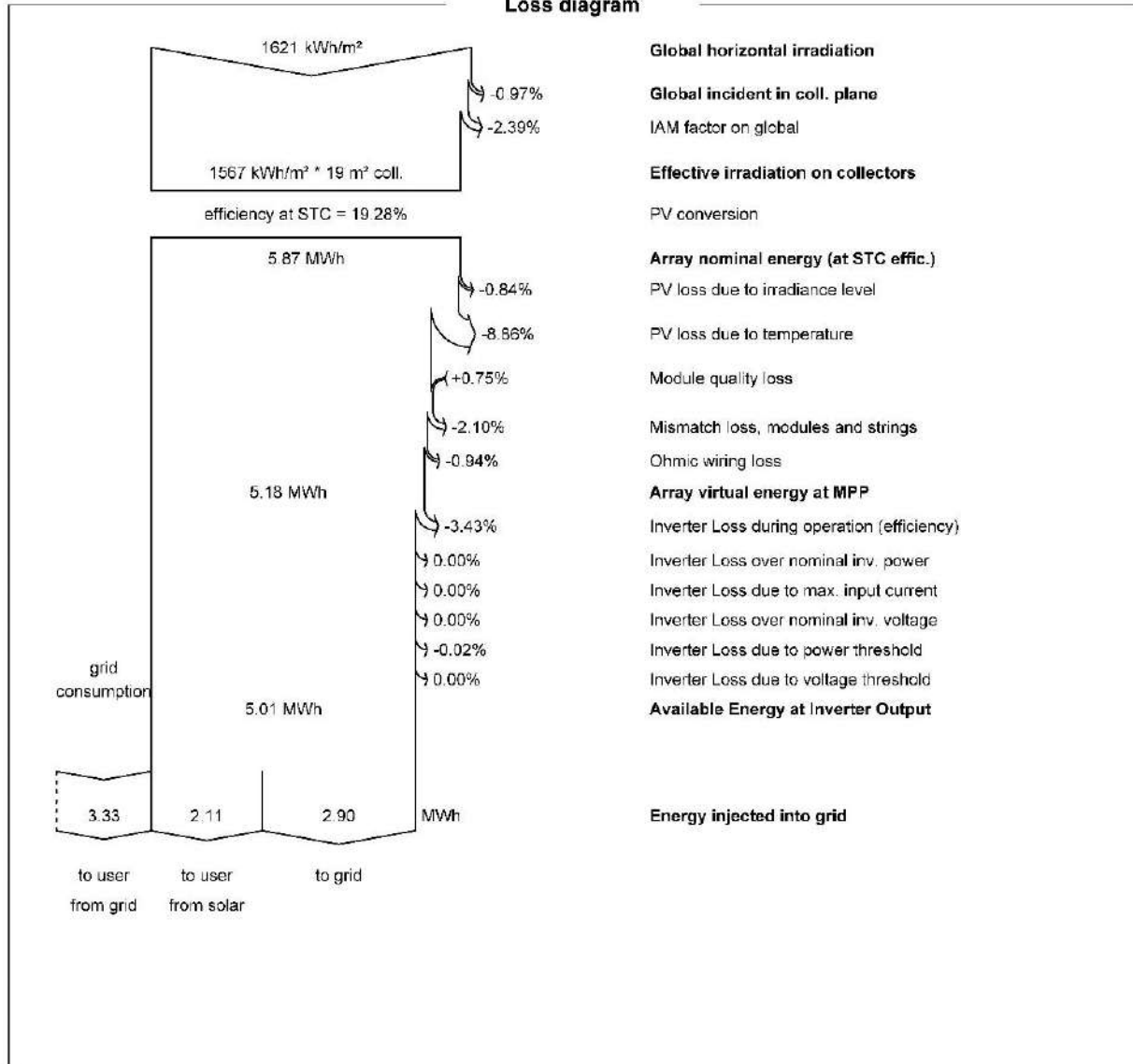
Project: Materia Integradora- SIMULACIÓN

Variant: Analisis Economico Ultimo

PVsyst V7.2.0

VC2, Simulation date:
10/08/21 21:47
with v7.2.0

Loss diagram



APÉNDICE C-1.- Proformas - Empresa Helios Strategia Ecuador.



GENERADORA HELIOSTRATEGIA DEL ECUADOR C.A
 Calle Mariano Paredes y Pasaje N72A
 Sector Ponceano Alto - QUITO - ECUADOR
 alexandre.gay@heliostrategiaecuador.com
 + 593 9 83 57 01 50
 RUC : 1792571405001

Referencia cliente

00262 / GRANDA ESPINOSA MARIO CESAR

Proforma de pedido N°

2107EC-0012

Dirección de Entrega
 GUAYAQUIL

Dirección de Facturación

GRANDA ESPINOSA MARIO CESAR CdlA. La garzota 2 GUAYAS, GUAYAQUIL RUC: 0706166477

Observaciones / Referencias

KIT SOLAR LLAVE EN MANO CONECTADO DE 6,08KWP/6KVA

Teléfono

0998222541

Fecha:

2021-07-21

Contacto: Alexandre Gay

+593 9 83 57 01 50 0000077
 alexandre.gay@heliostrategiaecuador.com

Forma de pago:

50% ANTICIPO-40% ENTREGA-10% FIN DE OBRA

Item	Descripción	Cant.	P.U sin IVA	Valor sin IVA
2.3.31	Kit solar fotovoltaico residencial 6,08 kWp Kit solar fotovoltaico residencial 6,08 Kw. - 16 paneles solares Trina Solar de 380Wp - 2 inversores AC/DC 220/240VAC SMA 3KVA - Tablero de protecciones AC - Seccionadores DC + SPD DC/AC - Cable DC 4MM² - Sistema de integración de los paneles ESDEC EVO techo de hormigon - Conectores MC4 - Monitoreo WFI	Total = 1	7,441.00	7,441.00
2.3.31	Kit solar fotovoltaico residencial 6,08 kWp Kit solar fotovoltaico residencial 6,08 Kw. - 16 paneles solares Trina Solar de 380Wp - 1 inversor AC/DC 220/240VAC SMA 6KVA - Tablero de protecciones AC - Seccionadores DC + SPD DC/AC - Cable DC 4MM² - Sistema de integración de los paneles ESDEC EVO techo de hormigon - Conectores MC4 - Monitoreo WFI	Total = 1	6,559.00	6,559.00
2.10.3	Opción : Instalación eléctrica y mecánica kit solar residencial -Instalación de los paneles FV -Instalación estructura al techo -Instalación inversores -Alquiler de todas las máquinas necesarias para la instalación - Herramientas, equipo de protección personal, etc. -Canaleta para el camino de los cables -Trabajos de conexión DC -Trabajos de conexión de la tierra -Trabajos de conexión hasta el tablero general + Breaker de protección -Trabajos de conexión de los inversores	Total = 1	2,128.00	2,128.00

IVA

12%

Valor sin IVA

\$16,128.00

Valor con IVA

\$18,063.36

Subtotal sin IVA

\$16,128.00

Total IVA 12%

\$255.36

Valor Total

\$16,383.36

APÉNDICE C-2.- Proformas - Empresa Proluxes.

Guayaquil 19 de julio de 2021.
 Estimado,
MARIO GRANDA ESPINOSA
 Ciudad.-
 De acuerdo a lo solicitado, presentamos nuestra oferta comercial



ENERGÍA GENERADA POR EL SISTEMA (KWP)	6,08 Kwp
---------------------------------------	-----------------

ITEM	CODE	FOTO	DESCRIPCION	CANT	PRECIO ESPECIAL	TOTAL
1	PV0012		Inversor Solar Monofásico On Grid SMA SUNNY BOY 5.0 Wifi. Protección IP65 contra polvo y lluvia. Frecuencia 60Hz. Eficiencia 97.4%. Certificaciones CE/IEC62019/CQC	1	\$ 4620,00	\$ 4.620,00
2	PV0057		Panel Solar Monocristalino M6L(72)-380W	16	\$ 162,00	\$ 2.592,00
3	SISTEMA DE HERRAJES PARA MONTAJE EN CUBIERTA. ACCESORIOS DE FIJACIÓN PARA 30 PANELES SOLARES.			1	\$ 902,40	\$ 902,40
4	INSTALACIÓN. Montaje y conexión de 16 paneles solares. Suministro de cableado e interconexión. Suministro de tubería y cableado a inversores. Montaje y conexión de 1 inversor. Configuración y Puesta en Marcha.			1	\$ 3009,60	\$ 3.009,60
5	ADECUACIONES ELÉCTRICAS. Interconexión de Sistema Fotovoltaico hacia Tableros de Distribución Principal. (Incluye tubería, cableado, soportería, obra civil, trabajos en gypsum)			1	\$ 1137,60	\$ 1.137,60
6	Gestión de Medidor Bidireccional.			1	\$ 420,00	\$ 420,00
					SUBT IVA 12%	\$ 10.089,60
					SUBT IVA 0%	\$ 2.592,00
					IVA 12%	\$ 1.210,75
					TOTAL	\$ 13.892,35

CONDICIONES COMERCIALES:

ÁREA NECESARIA PARA INSTALACIÓN (M2): **34**
 MARCA: **ORION / SMA**
 FORMA DE PAGO: **CÓNTADO/TARJETA DE CREDITO/TRANSFERENCIA**
 TIEMPO DE ENTREGA: **60 DÍAS**
 TIEMPO DE INSTALACIÓN: **3 A 4 SEMANAS DE HABER RECIBIDO EQUIPOS**
 GARANTÍA TÉCNICA: **5 AÑOS**
 LUGAR DE ENTREGA: **A CONVENIR**
 VIGENCIA DE OFERTA HASTA: **26 de julio de 2021**

*** LOS PRECIOS MOSTRADOS EN ESTA COTIZACIÓN SON ACORDE A LOS DERECHOS ARANCELARIOS ACTUALES, EN EL CASO DE UN CAMBIO DE DICHS IMPUESTOS SERÁN APLICADOS AL VALOR FINAL DEL PRODUCTO.

*** LOS PANELES OFRECIDOS ESTAN EXENTOS DE IVA

PROPUESTA INICIAL ESTIMADA EN BASE A INFORMACIÓN RECIBIDA, ESTA PROPUESTA PODRÁ SUFRIR CAMBIOS DEPENDIENDO DE LAS CONDICIONES TÉCNICAS EN EL SITIO.

***APLICA RESTRICCIONES

Atentamente:

FIRMA AUTORIZADA



EFREN RUANO POTES
 Director Comercial

✉ efren.ruano@proluxes.com
 ☎ 04 2928029
 📞 0989576195

Km. 5 Vía a Samborondón,
 Edif. Global Center, piso 2, oficina #203
 Samborondón - Ecuador



APÉNDICE C-3.- Proformas - Empresa Solergy Ecuador.

COTIZACION # SE-190721
RUC: 0993088447001

Guayaquil, 19 de Julio del 2021.


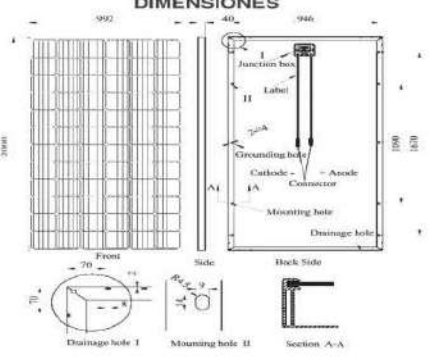


Sr.
Mario Granda



Ciudad:

Distinguido,

Nos es grato poner a vuestra consideración la presente cotización de 2 paneles AE Solar de 330 Ww con 12 años de garantía de producto y 30 años de desempeño de vida útil.

CANT.	DESCRIPCIÓN	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL \$
16	<p>PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO HOT-SPOTFREE DE 330WP/2W. PANEL RESISTENTE AL CALOR Y A LA SOMBRA, 30% MÁS DE RENDIMIENTO, HIGH PERFORMANCE, VARIACION DE POTENCIA: 5%, VOLTAJE CIRCUIT ABIERTO/OPTIMO: 46,74V /38,72V, CORRIENTE CORTOCIRCUITO/OPTIMO: 9,38A /9,52A., NUMERO DE CELDAS: 72, de 2000x992x40 mm. Procedencia ALEMANIA, Certificación de calidad: CE, TUV, ISO, SGS.</p>  <p>DIMENSIONES</p> 	\$ 235,00	\$ 3.760,00
15	<p>Cable rojo para instalación solar, Cables (AWG12)3.31mm²</p> 	\$ 2,76	\$ 41,40
15	<p>Cable negro para instalación solar, Cables (AWG12)3.31mm²</p> 	\$ 2,76	\$ 41,40
<p>Forma de pago: Depósito o transferencia. Tiempo de entrega: Al día siguiente después de la cancelación. Garantía: 12 años Validez de la cotización: 30 días</p>			
		Subtotal \$	\$ 3.842,80
		IVA 12% \$	\$ 461,14
		Total \$	\$ 4.303,94

Esperamos su orden, gracias.

Acerca de,

José Vilalba
Asesor Técnico Comercial

☎ 042 560658
✉ info@solergyecuador.com.ec

📍 Víctor M. Rendon 301 y P. Carbo, Guayaquil
🌐 www.solergyecuador.com.ec

APÉNDICE C-4.- Proformas - Empresa ProViento S.A.

PROVIENTO SA ENERGIAS RENOVABLES ECUADOR • Barcelona E14-136 •

Mario Granda
GYE
Ecuador



PROVIENTO SA ENERGIAS RENOVABLES
ECUADOR
Barcelona E14-136
Quito

Tel.: +593-2-2231844

Correo electrónico: ecuador@proviento.com
Internet: www.proviento.com.ec

Proyecto: Vivienda
Número del proyecto: ---

Emplazamiento: Ecuador / Guayaquil

Tensión de red: 220V (110V / 220V) 60Hz

Vista general del sistema

10 x Eco Green Energy Group Ltd. EGE270P-60 (Edificio 1: Superficie 1 (Norteeste))

Acimut: -121 °, Inclinación: 15 °, Tipo de montaje: Techo, Potencia pico: 2,70 kWp

 1 x SMA SB 3.0-1SP-US-41 - 240V

Datos de diseño fotovoltaicos

Cantidad total de módulos:	10	Rendimiento energético específico*:	1420 kWh/kWp
Potencia pico:	2,70 kWp	Pérdidas de línea (% de la energía):	---
Número de inversores fotovoltaicos:	1	Carga desequilibrada:	3,00 kVA
Potencia nominal de CA de los inversores fotovoltaicos:	3,00 kW	Consumo de energía anual:	6.000 kWh
Potencia activa de CA:	3,00 kW	Autoconsumo:	1.840 kWh
Relación de la potencia activa:	111,1 %	Cuota de autoconsumo:	48 %
Rendimiento energético anual*:	3.835 kWh	Cuota autárquica:	30,7 %
Factor de aprovecham. de energía:	100 %	Reducción de CO ₂ al cabo de 20 año(s):	26 t
Coefficiente de rendimiento*:	83,2 %		

Firma

*Importante: Los valores de rendimiento que se muestran constituyen solo una estimación y se generan de forma matemática. SMA Solar Technology AG no asume la responsabilidad del valor real del rendimiento, que puede diferir de los valores aquí mostrados debido a circunstancias externas como por ejemplo, módulos sucios o variaciones en su rendimiento.

Estimación de costes no vinculante

Proyecto: Vivienda
Número del proyecto:

Emplazamiento: Ecuador / Guayaquil

Costes de proyecto

Planta FV	Precio unitario	Total
10 Eco Green Energy Group Ltd. EGE270P-60	130,00 USD	1.300,00 USD
1 SMA SB 3.0-1SP-US-41 - 240V	1.765,00 USD	1.765,00 USD
1 Soportes + material de conexión	750,00 USD	750,00 USD
1 Instalación	1.050,00 USD	1.050,00 USD
Accesorios		
1 Sunny Home Manager 2.0	---	0,00 USD
Subtotal (neto)		4.865,00 USD
Descuento	15,00 %	-729,75 USD
Total (neto)		4.135,25 USD
IVA	12,00 %	496,23 USD
Total (bruto)		4.631,48 USD
Costes fijos		
Costes fijos anuales (en % de los costes de inversión)	0,50 % de las CAPEX	23,16 USD

APÉNDICE D-1.- Panel AE Solar HOT SPOT FREE 330 W.



Inspirando energía verde desde 2003

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS MONOCRISTALINOS AE SMART HOT-SPOT FREE Serie AE SMM6-72, 325W-340W

Probado por  **Fraunhofer CSP**

72 CELDAS	 RESISTENTE AL SOMBREADO	 RESISTENTE A PUNTO CALIENTE	 RESISTENTE AL PID	 RESISTENTES A LA CORROSIÓN DE LA SAL	 RESISTENTE A LA ARENA	 RESISTENTES AL AMONIACO	 ALTAMENTE ESTABLE Y RESISTENTE
---------------------	--	--	--	---	---	--	---

TEMPERATURE

Temperatura de punto caliente inferior a 85°C
La prueba IEC61215 muestra que con un porcentaje cero, un área pequeña y un porcentaje de área sombreada del 100%, respectivamente, los puntos calientes no excederán los 85 °C, que es la condición operativa máxima.

SEGURO

Reducción de temperatura instantánea, que elimina el peligro de materiales y asegura una mayor seguridad del módulo, evitando los riesgos de incendio causados por los puntos calientes.

CALIDAD ALEMANA

Los módulos fotovoltaicos de AE Solar se producen utilizando materiales de alta calidad, líneas robóticas automatizadas, tecnología y estándares alemanes.

GARANTÍA DE RENDIMIENTO

AE Solar asegura una alta inversión, seguridad y garantiza un desempeño lineal por 30 años y 12 años de garantía del producto.

CONFIABILIDAD

Los diodos de derivación evitan que las celdas no coincidan en las áreas sombreadas. La temperatura más baja de los módulos libres de puntos calientes eliminará la causa potencial de la degradación de la lámina posterior y, por lo tanto, aumentará la confiabilidad a largo plazo.

MAYORES RETORNOS DE INVERSIÓN

Esta nueva tecnología evita caídas instantáneas en la salida del módulo, aumentando así la tasa de rendimiento hasta en un 30% y los resultados para todo tipo de instalaciones.

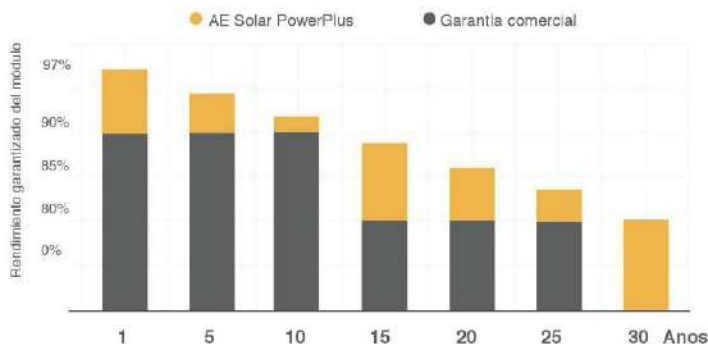
CLASIFICACIÓN POSITIVA

Un mayor rendimiento debido a la clasificación positiva desde 0 hasta +5Wp garantiza la alta eficiencia del sistema y la estabilidad del rendimiento.

CERTIFICADOS

De conformidad con las normas internacionales, los módulos fotovoltaicos de AE Solar se prueban y certifican bajo condiciones de esfuerzo extremo y pueden soportar influencias ambientales adversas.

NUESTRA GARANTÍA DE RENDIMIENTO



Deutsche
Qualität
Garantiert

DATOS TÉCNICOS

AE SMM6-72 Series 325W-340W

ESPECIFICACIONES

AE325SMM6-72 AE330SMM6-72 AE335SMM6-72 AE340SMM6-72

Potencia nominal máx.	P _{max} (Wp)	325	330	335	340
Voltaje de potencia máxima	V _{mp} (V)	38,54	38,72	38,85	39,09
Corriente de potencia máxima	I _{mp} (A)	8,43	8,52	8,62	8,70
Voltaje de circuito abierto	V _{oc} (V)	46,62	46,74	46,84	46,94
Corriente de cortocircuito	I _{sc} (A)	9,34	9,38	9,43	9,48
Eficiencia del módulo	(%)	16,75	17,01	17,26	17,52
Tolerancia de potencia	P _{max} (Wp)	0 / + 5			
Voltaje de sistema máximo, CC	(V)	1000			
Temperatura de funcionamiento	(°C)	-40 to +85			
Coefficientes de temp. de P _{max}	(%/°C)	-0.38			
Coefficientes de temp. de V _{oc}	(%/°C)	-0.29			
Coefficientes de temp. de I _{sc}	(%/°C)	0.050			
Temperatura nominal de funcionamiento de celda. (NOCT)	(°C)	45±2			

Los datos eléctricos se aplican a las condiciones de prueba estándar (STC): Irradiancia de 1000 W/m² con espectro AM 1.5 y una temperatura de celda de 25 °C.

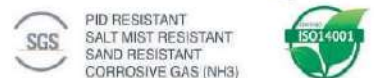
CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL

Tipo de celda	Monocristalina 156 x 156mm
No. de celdas	72 (6 x 12)
Dimensiones	2000 x 992 x 40mm
Peso	24 kg
Caja de conexiones	Clasificación IP 67
Cable de salida	1 x 4.0mm ² , 900mm mm de longitud o personalizada
Tipo de conector	MC 4 / Compatible con MC 4
Resistencia al granizo	Max. Ø 28 mm, at 23 m/s
Carga de viento	2400 Pa / 244 kg/m ²
Carga mecánica	5400 Pa / 550 kg/m ²

INFORMACIÓN DE EMBALAJE

Configuración del embalaje	56 piezas / doble pallet
Capacidad de carga	616 piezas / 40HQ
Tamaño / pallet (mm)	2040 x 1120 x 2335
Peso	1410 kg / pallet

CERTIFICADOS



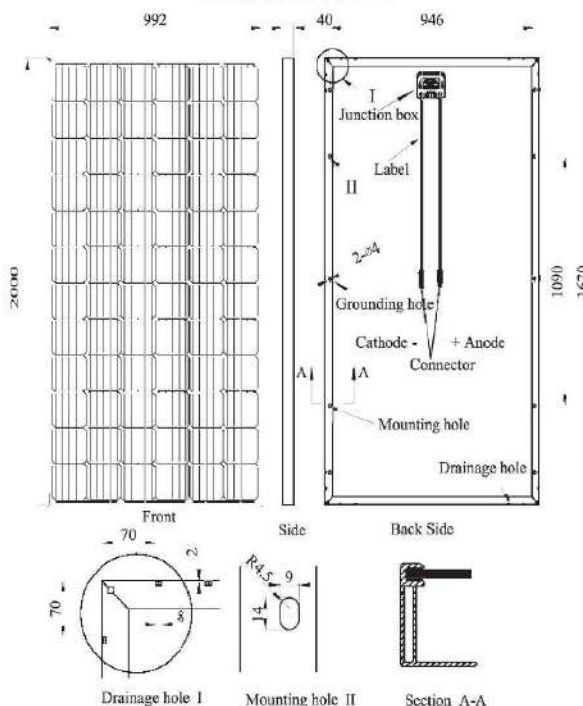
DISTRIBUIDO POR:

SOLERGY ECUADOR

042-560658 / 0987668943
 Víctor Manuel Rendón 301 y P. Carbo
 Guayaquil - Ecuador
www.solergyecuador.com.ec

AE SMM6-72 V.001
 Todos los derechos reservados. Las especificaciones incluidas en esta ficha de datos están sujetas a cambios sin previo aviso.

DIMENSIONES



AE Solar GmbH

Messerschmitting 54
 86343 Königsbrunn
 Germany

Tel: +49 8231 92 92 52 2
 Fax: +49 8231 97 82 68 9
 Email: sales@ae-solar.com
 Web: www.ae-solar.com



Solar inverter

UNO-DM-3.3/4.0/4.6/5.0

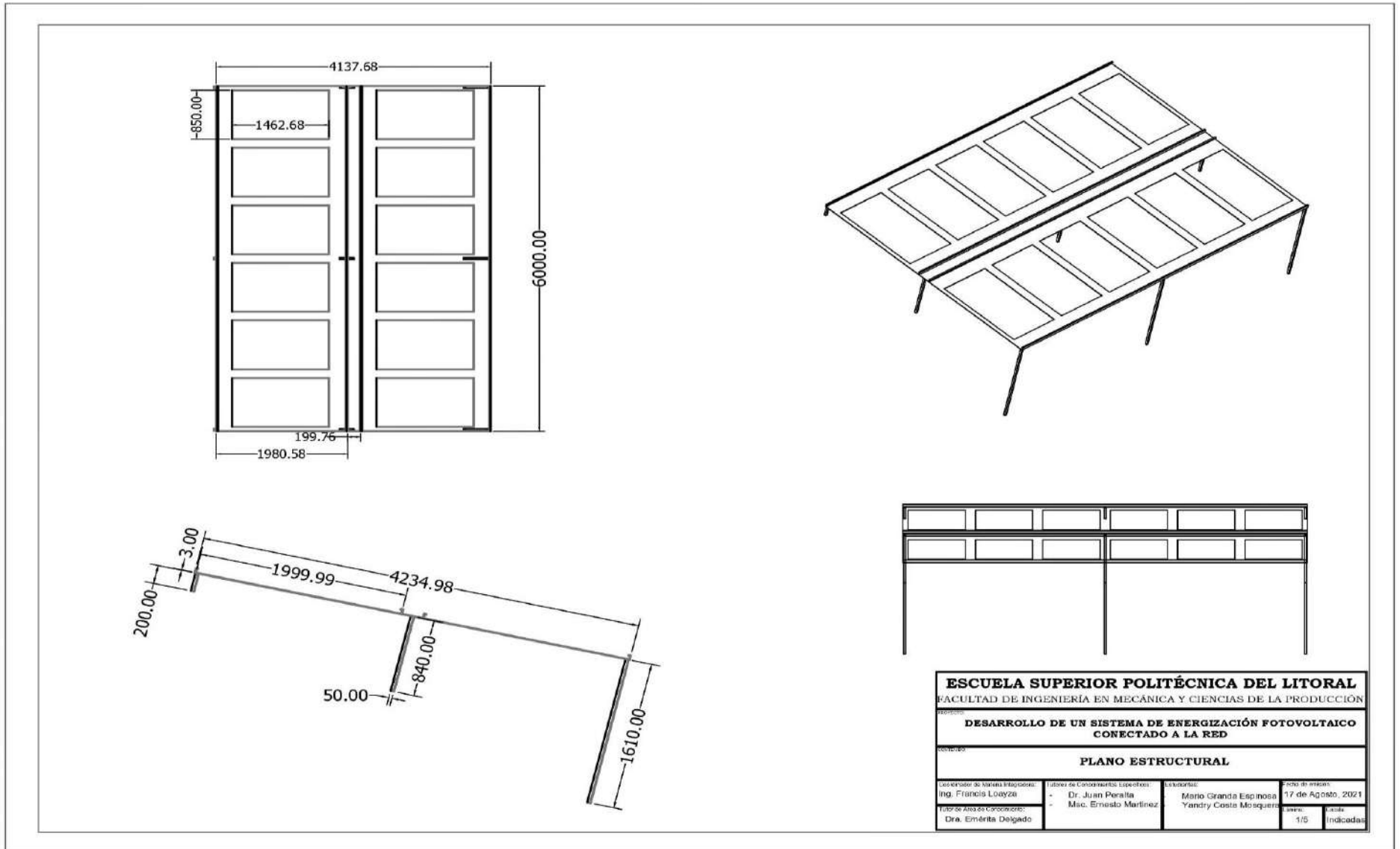
TL-PLUS-Q

The UNO-DM-TL-PLUS-Q single-phase inverter family, with power ratings from 3.3 to 5.0 kW, is the optimal solution for residential installations.

From 3.3 to 5.0 kW

Technical data and types				
Type code	UNO-DM-3.3-TL-PLUS-Q	UNO-DM-4.0-TL-PLUS-Q	UNO-DM-4.6-TL-PLUS-Q	UNO-DM-5.0-TL-PLUS-Q
Input side				
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max(abs)}$)	600 V			
Start-up DC input voltage (V_{start})	200 V (adj. 120...350 V)			
Operating DC input voltage range ($V_{min}...V_{max}$)	0.7 x V_{start} ...580 V (min 90 V)			
Rated DC input voltage (V_{dcr})	360 V			
Rated DC input power (P_{dcr})	3500 W	4250 W	4750 W	5150 W
Number of independent MPPT	2			
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPT(max)}$)	2000 W	3000 W	3000 W	3500 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{dcr}	170...530 V	130...530 V	150...530 V	170...480 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT P_{dcr}	Linear derating from Max to Null [530V ≤ V_{dcr} ≤ 580V]	Linear derating from Max to Null [530V ≤ V_{dcr} ≤ 580V]	Linear derating from Max to Null [530V ≤ V_{dcr} ≤ 580V]	Linear derating from Max to Null [480V ≤ V_{dcr} ≤ 580V]
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{dcr} , max unbalance example	2000 W [200 V ≤ V_{dcr} ≤ 530 V] the other channel: P_{dcr} = 2000 W [112 V ≤ V_{dcr} ≤ 530 V]	3000 W [190 V ≤ V_{dcr} ≤ 530 V] the other channel: P_{dcr} = 3000 W [90 V ≤ V_{dcr} ≤ 530 V]	3000 W [190 V ≤ V_{dcr} ≤ 530 V] the other channel: P_{dcr} = 3000 W [90 V ≤ V_{dcr} ≤ 530 V]	On MPPT 1: 3500 W [185 V ≤ V_{dcr} ≤ 480 V] On MPPT 2: P_{dcr} = 3500 W [145 V ≤ V_{dcr} ≤ 480 V] or 3500 W [305 V ≤ V_{dcr} ≤ 480 V] with no power on MPPT1
Maximum DC input current ($I_{dcr(max)}$) / for each MPPT ($I_{MPPT(max)}$)	20.0/10.0 A	32.0/16.0 A	32.0/16.0 A	30.5/19-11.5 A (MPPT 1 - MPPT 2)
Maximum input short circuit current for each MPPT	12.6 A	20.0 A	20.0 A	22.0 A
Number of DC input pairs for each MPPT	1			
DC connection type ²⁾	Quick Fit PV Connector			
Input protection				
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source			
Input over voltage protection for each MPPT-varistor	Yes			
Photovoltaic array isolation control	According to local standard			
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	25 A / 600 V			
Output side				
AC grid connection type	Single-phase			
Rated AC power (P_{ac} @ $\cos\phi=1$)	3300 W	4000 W	4600 W	5000 W
Maximum AC output power ($P_{ac(max)}$ @ $\cos\phi=1$)	3300 W	4000 W ²⁾	4600 W	5000 W
Maximum apparent power (S_{max})	3300 VA	4000 VA ²⁾	4600 VA	5000 VA
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	230 V			
AC voltage range ²⁾	180...264 V			
Maximum AC output current ($I_{ac(max)}$)	14.6 A	17.2 A	20.0 A	22.0 A
Contributory fault current	16.0 A	19.0 A	22.0 A	24.0 A
Rated output frequency (f_1) ³⁾	50/60 Hz			
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$) ³⁾	47...53/57...63 Hz			
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. ± 0.1 - 1 (over/under-excited)			
Total current harmonic distortion	< 3%			
AC connection type	Female connector from panel			
Output protection				
Anti-islanding protection	According to local standard			
Maximum external AC overcurrent protection	20.0 A	25.0 A	25.0 A	32.0 A
Output overvoltage protection - varistor	2 (L - N / L - PE)			

PLANO E-1.- Plano de la Estructura del Sistema Fotovoltaico.



PLANO E-2.- Plano Unifilar Eléctrico.

