

UNIVERSIDAD DE CUENCA



FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS ESCUELA DE INGENIERÍA AMBIENTAL

TÍTULO

“Evaluación de la eficiencia de paneles solares como sistema de captación de energía para edificaciones del área urbana de Cuenca.”

Trabajo de titulación previo a la obtención
del título de Ingeniero Ambiental

AUTORES:

Ismael Fernando Izquierdo Torres

C.I. 0104821889

Mario Gustavo Pacheco Portilla

C.I. 1400757157

TUTOR:

Arq. Esteban Felipe Zalamea León, PhD.

C.I. 0102125952

ASESOR:

Ing. Luis Gerardo González Morales, PhD - Investigador Prometeo

C.I. 1729711059

CUENCA-ECUADOR

2017



RESUMEN

Este estudio evalúa la eficiencia de paneles fotovoltaicos como sistema de captación de energía para el Centro Histórico de Cuenca. Primero, se evaluó la eficiencia de paneles monocristalinos con mediciones in-situ en diciembre de 2016 y tres días de enero de 2017 para inclinaciones y orientaciones frecuentes de techumbres del Centro Histórico. Segundo, se evaluó la pérdida de eficiencia por acumulación de suciedad durante 21 días en enero de 2017. Tercero, se ejecutó una regresión lineal con valores simulados en TRNSYS y mediciones in-situ. Cuarto, se evaluaron técnica y económicamente los sistemas fotovoltaicos para dos edificaciones; se efectuó también un análisis ambiental, considerando demandas energéticas de cuatro zonas del Centro Histórico. Los resultados de la primera evaluación indican que la configuración óptima fue hacia el Este a 14° , con una eficiencia promedio de 13.33 %, mejor que la menos favorable, Norte a 18.26° , en un 18.2 %. La segunda evaluación mostró una pérdida promedio de eficiencia de 2.77 % para un periodo de 14 días de acumulación de suciedad. En la tercera evaluación, un $R^2 = 0.528$ indicó que la simulación en TRNSYS refleja más de la mitad de la variación de las mediciones in-situ. El análisis técnico y económico mostró que la edificación de mayor consumo energético presenta mayor rentabilidad. El análisis ambiental determinó que en teoría puede evitarse la emisión de entre 644.15 y 683.91 tCO₂eq/año al incorporar paneles fotovoltaicos. Este estudio demuestra que la incorporación de tecnologías fotovoltaicas en el Centro Histórico de Cuenca es factible y rentable.

Palabras clave: *energía renovable, paneles fotovoltaicos, eficiencia, orientación, inclinación, acumulación de suciedad, simulación, TRNSYS*



ABSTRACT

This study assesses the efficiency of solar photovoltaic panels as energy systems for the Centro Histórico of Cuenca. First, the efficiency of monocrystalline solar panels was assessed by in-situ measurements during December 2016 and three days of January 2017, for frequent inclinations and orientations of the Centro Histórico's typical roofing. Second, a 21-day evaluation of efficiency loss by dirt accumulation was carried out during January 2017. Third, a linear regression between a TRNSYS power simulation and in-situ measurements was performed. Fourth, a technical and economic evaluation of photovoltaic systems was conducted for two buildings of the Centro Histórico as well as an environmental analysis, considering the energy demands of four zones of the Centro Histórico. Results show that the optimal configuration is East at 14° with an average efficiency of 13.33 %, higher than the least favorable configuration, North at 18.26°, by 18.2 %. The second evaluation showed an average efficiency loss of 2.77 % for a 14-day period of dirt accumulation. Moreover, a $R^2 = 0.528$ from the linear regression showed that the TRNSYS simulation explains more than half of the variation of the in-situ measurements. Technical and economic analysis revealed that the building with higher energy consumption presents a higher profitability. Additionally, the environmental analysis showed that emissions between 644.15 and 683.91 tCO₂eq/year could be avoided by using photovoltaic panels. This study demonstrates that the incorporation of photovoltaic technologies in the Centro Histórico of Cuenca is feasible and profitable.

Key words: renewable energy, photovoltaic panels, efficiency, orientation, inclination, dirt accumulation, simulation, TRNSYS.



ÍNDICE DE CONTENIDO

RESUMEN2

ABSTRACT3

GLOSARIO DE UNIDADES.....9

1. INTRODUCCIÓN17

2. OBJETIVOS20

 General:.....20

 Específicos20

3. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....21

 3.1 Movimientos de la Tierra, solsticios y equinoccios21

 3.2 Movimiento aparente del sol.....23

 3.3 Energía solar, medición de radiación solar24

 3.4 Radiación incidente.....25

 3.5 Efecto fotovoltaico.....26

 3.6 Tecnologías fotovoltaicas29

 3.7 Estrategias para mejorar la eficiencia de celdas fotovoltaicas32

 3.8 Eficiencias Alcanzadas33

 3.9 Factores que afectan el desempeño de un sistema fotovoltaico.....34

 3.10 Software disponible para modelamiento solar fotovoltaico.....37

 3.11 Tipos de instalaciones fotovoltaicas39

 3.12 Smart-Grid.....40

 3.13 Sistemas conectados a la red.....41

 3.14 Dimensionamiento de voltaje y corriente para entrada al inversor.....43

 3.15 Sistemas aislados a la red.....44

 3.16 Instalaciones a nivel mundial.....46

 3.17 Análisis de ciclo de vida, beneficios ambientales y reducción de emisiones49

 3.17.1 Definición de límites del sistema.....50

 3.17.2 Inventario de ciclo de vida.....51

 3.17.3 Evaluación de impactos de ciclo de vida:51

 3.17.4 Interpretación54

 3.18 Integración de sistemas fotovoltaicos en entornos urbanos.....54

4. METODOLOGÍA.....56



Actividad 1:.....58

Actividad 2:.....62

Actividad 3:.....63

Actividad 4:.....64

Actividad 5:.....67

5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN69

Resultados de la Actividad 1:.....69

 Resultados en orientación Este:69

 Resultados en orientación Sur:70

 Resultados en orientación Oeste:71

 Resultados en orientación Norte:.....72

Resultados de la Actividad 2:.....75

Resultados de la Actividad 3:.....77

Resultados de la Actividad 4:.....80

Resultados de la Actividad 5:.....86

6. CONCLUSIONES.....99

7. RECOMENDACIONES E INVESTIGACIONES FUTURAS103

REFERENCIAS105

ANEXO 1121

ANEXO 2133

ANEXO 3137

ANEXO 4138

ANEXO 5139

ANEXO 6140

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1: Movimiento terrestre y equinoccios.....21

Fig. 2: Solsticios y equinoccios.....22

Fig. 3: Trayectoria solar en distintas coordenadas geográficas del planeta.22

Fig. 4: Altura y azimut.23

Fig. 5: Espectro de la radiación solar.24

Fig. 6: Masas de aire.26



Fig. 7: Material semiconductor dopado con fósforo y boro.....27

Fig. 8: Niveles de absorción de energía y generación de los pares e-h.27

Fig. 9: Tipos de contactos en celdas de silicio monocristalino.31

Fig. 10: Recubrimiento antirreflejo para celdas solares.....31

Fig. 11: Conexión de una instalación fotovoltaica a la red pública con dos medidores.....41

Fig. 12: Conexión de una instalación fotovoltaica a la red pública con un medidor bidireccional.42

Fig. 13: Variación en la instalación de inversores para sistemas fotovoltaicos.43

Fig. 14: Esquema de instalación de un sistema aislado a la red.....45

Fig. 15: Definición de límites del sistema para análisis de ciclo de vida.50

Fig. 16: Planos de soporte izquierdo para un panel solar de 0.654 m² (Las dimensiones están en centímetros).57

Fig. 17: Soporte izquierdo y derecho para paneles de 0.65 m², con regulación de su inclinación a: 0°, 14°, 18.26°, 26.56°y 45°.58

Fig. 18: Paneles monocristalinos montados sobre soportes de hierro con bases cilíndricas de cemento.58

Fig.19: Inclinaciones propuestas para la evaluación de eficiencia de paneles monocristalinos.59

Fig. 20: Configuración para conexión al equipo HIOKI PW 3337-03 para los canales CH1, CH2, CH3.....61

Fig. 21: Paneles monocristalinos con acumulación de suciedad durante 21 días.....77

Fig. 22: Gráfica de radiación global para la estación CTS y para la estación del PROMAS80

Fig. 23: Modelo de producción energética fotovoltaica en software TRNSYS, para diferentes orientaciones e inclinaciones.....81

Fig. 24: Fracción del modelo de TRNSYS para un panel monocristalino ubicado de manera horizontal (0°).....82

Fig. 25: Comparación de salida de potencia medida y simulada para un panel horizontal 82

Fig. 26: Regresión lineal de la base de datos de salida de potencia medida y simulada para un panel horizontal83

Fig. 27: Comparación de salida de potencia medida y simulada para un panel orientado hacia el Este a 14°85

Fig. 28: Regresión lineal de la base de datos de salida de potencia medida y simulada para panel orientado hacia el Este a 14°.....85



Fig. 29: Impacto visual de las cubiertas del Centro Histórico al incorporar paneles monocristalinos88

Fig.30: Impacto visual de las cubiertas del Centro Histórico al incorporar paneles monocristalinos89

Fig. 31: Área de estudio comprendida por las zonas 0102, 0103, 0202, y 0203, utilizada para el análisis técnico, económico y ambiental.90

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Valores de radiación expresada en W/m² para las masas de aire.....26

Tabla 2: Niveles de absorción de energía y generación de los pares e-h.28

Tabla 3: Resumen de tecnologías solares actuales.29

Tabla 4: Eficiencias de celdas solares bajo diferentes configuraciones.33

Tabla 5: Comparación de emisiones por fuente energética.53

Tabla 6: Metodología para la medición de eficiencia de paneles solares monocristalinos en base a su inclinación.59

Tabla 7: Resistencias empleadas como cargas variables.....60

Tabla 8: Metodología para la medición de eficiencia de paneles solares monocristalinos en base a su orientación.....63

Tabla 9: Metodología para la evaluación de eficiencia de paneles monocristalinos en función de la acumulación de suciedad.64

Tabla 10: Componentes utilizados dentro del modelo de TRNSYS para sistemas fotovoltaicos.66

Tabla 11: Métricas para la evaluación económica y ambiental de un sistema fotovoltaico.68

Tabla 12: Razones promedio para determinar la mejor inclinación en la orientación este.69

Tabla 13: Razones promedio para determinar la mejor inclinación en la orientación sur. .70

Tabla 14: Razones promedio para determinar la mejor inclinación en la orientación oeste.71

Tabla 15: Razones promedio para determinar la mejor inclinación en la orientación norte.72

Tabla 16: Eficiencia y producción diaria de energía promedio de paneles orientados hacia el este a diferentes inclinaciones.73



Tabla 17: Eficiencia y producción diaria de energía promedio de paneles orientados hacia el sur a diferentes inclinaciones.73

Tabla 18: Eficiencia y producción diaria de energía promedio de paneles orientados hacia el oeste a diferentes inclinaciones.74

Tabla 19: Eficiencia y producción diaria de energía promedio de paneles orientados hacia el norte a diferentes inclinaciones.74

Tabla 20: Razones promedio para determinar la mejor orientación de paneles fotovoltaicos.75

Tabla 21: Eficiencia y producción diaria de energía promedio de paneles ubicados en distintas orientaciones e inclinaciones.76

Tabla 22: Promedio de razones y producción diaria de energía promedio de paneles expuestos a la acumulación de suciedad durante 21 días.78

Tabla 23: Tabla de consumos diarios de 12 viviendas del Centro Histórico de Cuenca.90

Tabla 24: Cálculo del VAN y de la TIR para dos sistemas fotovoltaicos.....93

Tabla 25: Consumo anual en GWh y reducción de emisiones en tCO₂eq/año para las zonas 0102, 0103, 0202, y 0203 del Centro Histórico de la ciudad de Cuenca para el año 2016.96

Tabla 26: Cálculo del Periodo de Retorno Energético (PRE) y Energía de Retorno de Inversión (ERI) para paneles monocristalinos.97



GLOSARIO DE UNIDADES

Carga eléctrica (Q), Unidad SI (Coulomb C): Cantidad de potencia que debe ser entregada en un punto dado para un sistema eléctrico.

Carga eléctrica de batería (Ah), Unidad SI (Amperio-hora Ah): Indica la cantidad de carga eléctrica que pasa por los terminales de una batería, si ésta proporciona una corriente eléctrica de 1 amperio durante 1 hora.

Consumo de energía (kWh), Unidad SI (Kilo-Watt-hora kWh): Potencia eléctrica utilizada por toda o por una parte de una instalación durante un período determinado de tiempo.

Corriente eléctrica (A), Unidad SI (Amperio A): Es el flujo de electrones a través de un conductor. Es la tasa a la cual la carga está fluyendo.

Irradiancia (I), Unidad SI (W/m^2): Densidad de potencia de la luz solar.

Longitud de difusión (L_N), Unidad SI (μm): Describe la distancia que recorre un electrón en un semiconductor hasta volver a recombinarse.

Potencia (W), Unidad SI (Watt W): Es el trabajo o transferencia de energía realizada en la unidad de tiempo. Es el trabajo o transferencia de energía realizada en la unidad de tiempo.

Resistencia (R), Unidad SI (Ohm Ω): Cualidad de un material de oponerse al paso de una corriente eléctrica

Tensión eléctrica (V), Unidad SI (Voltio V): La diferencia de potencial entre dos puntos para que la corriente eléctrica circule al existir un conductor que los vincule.



Cláusula de Derecho de Autor

Yo, Ismael Fernando Izquierdo Torres, autor de la tesis “EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE PANELES SOLARES COMO SISTEMA DE CAPTACIÓN DE ENERGÍA PARA EDIFICACIONES DEL ÁREA URBANA DE CUENCA”, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Ambiental. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor/a

Cuenca, 12 de mayo de 2017

Ismael Fernando Izquierdo Torres

C.I: 0104821889



Cláusula de propiedad intelectual

Yo, Ismael Fernando Izquierdo Torres, autor de la tesis "EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE PANELES SOLARES COMO SISTEMA DE CAPTACIÓN DE ENERGÍA PARA EDIFICACIONES DEL ÁREA URBANA DE CUENCA", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 12 de mayo de 2017

Ismael Fernando Izquierdo Torres

C.I: 0104821889



Cláusula de Derecho de Autor

Yo, Mario Gustavo Pacheco Portilla, autor de la tesis "EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE PANELES SOLARES COMO SISTEMA DE CAPTACIÓN DE ENERGÍA PARA EDIFICACIONES DEL ÁREA URBANA DE CUENCA", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Ambiental. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor/a

Cuenca, 12 de mayo de 2017

Mario Gustavo Pacheco Portilla

C.I: 1400757157



Cláusula de propiedad intelectual

Yo, Mario Gustavo Pacheco Portilla, autor de la tesis "EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE PANELES SOLARES COMO SISTEMA DE CAPTACIÓN DE ENERGÍA PARA EDIFICACIONES DEL ÁREA URBANA DE CUENCA", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 12 de mayo de 2017

A handwritten signature in blue ink, consisting of several overlapping loops and lines, positioned above a horizontal line.

Mario Gustavo Pacheco Portilla

C.I: 1400757157



Dedicatoria

A Susana, Adrián, Jaime, Dalia, Jacque, y a toda mi familia por fomentar mi crecimiento personal y profesional; a Tamy por ser la persona de quien me siento orgulloso y que me motiva a ser mejor cada día.



Dedicatoria

A Rosa y Claudio, mis padres; a Claudio, Danilo, Walter y Nixon, mis hermanos. Por sus sacrificios, por creer en mí. Puedo no ser el mejor hijo ni el mejor hermano, pero lo que soy, lo que aspiro, y todo lo bueno que puedo llegar a ser, tiene su origen en ustedes.



AGRADECIMIENTOS

A Luis González, no solo por la gran ayuda que brindó a este trabajo, sino por su calidad de persona. Más que un asesor usted ha sido un amigo.

*A Marco Tulio Ramírez, por ser quien salvó este trabajo, incluso antes de iniciar (*risas y aplausos*)*

Al Programa de Manejo de Agua y suelo (PROMAS) de la Universidad de Cuenca, en especial a Fabián Astudillo por la confianza ciega que depositó en nosotros.

A los que están, a los que ya no, a los que llegaron, a los que se fueron, o se quedaron.

A los conocidos, a los amigos de antes, a los amigos nuevos.

A todos quienes de alguna forma se vieron involucrados o interesados en este trabajo: laboratoristas, personal del VLIR-CPM, profesores y amigos del Programa Vanguardia, a quienes nos visitaron en la terraza durante las mediciones, a los que preguntaban que qué era lo que hacíamos, a quienes ayudaron a salir de dudas, a los que decían que de gana hicimos un trabajo “tan largo”, incluso a aquellos que decían, y no sabemos si aún dicen, que los ambientales no somos ingenieros.

A quienes nos han hecho confirmar la premisa de que no importa la profesión que se tenga, sino las ganas e interés que se ponga en lo que te apasiona.

En fin, agradecemos a todos quienes creen que el conocimiento no debe ser negado, sino compartido, sin importar de qué campo provenga.

PD: A la querida burocracia, que nos hizo desarrollar un alto grado de paciencia, esperamos tengan tramites tan ágiles como los que ustedes ofrecen.



1. INTRODUCCIÓN

En 2011, Razykov et al. enunciaban que el consumo energético mundial era de diez Tera Vatios (TW), y pronosticaba que para el año 2050, esta demanda ascendería a 30 TW, implicando que el mundo necesitaría cerca de 20 TW de energía libre de CO₂ hasta la mitad del presente siglo para estabilizar la concentración de este gas en la atmósfera. Un escenario para lograr este objetivo establece que se requiere que los sistemas de energía solar fotovoltaica y otras fuentes renovables sean empleadas para generación de electricidad (10 TW), el hidrógeno sea empleado para suplir demandas de transporte (10 TW), y que los combustibles fósiles sean empleados para calentamiento residencial e industrial (10 TW). Según Kazmerski (2006), el inicio del siglo XXI constituye un punto crítico para los sistemas fotovoltaicos por la importancia actual y futura de estas tecnologías.

La limitada disponibilidad y los precios fluctuantes de los combustibles fósiles a nivel mundial, sumado a problemas como el calentamiento global por actividades antropogénicas, de las cuales las ciudades representan el 70 % de las emisiones de CO₂, han hecho necesario recurrir a distintas fuentes energéticas para solventar esta creciente demanda y afrontar problemáticas de interés global (IRENA, 2016; Riyahi Alam, Behfar, & Shahmoradi, 2008). Así, la cuota de energía solar fotovoltaica es cada vez mayor a nivel mundial. Hasta el final del año 2016, los países líderes mundiales en producción de energía solar fotovoltaica fueron: China, Alemania, Japón, Estados Unidos e Italia, con capacidades instaladas que varían entre 43.5 y 18.9 GW (Sawin, Seyboth, & Sverrisson, 2016). Sin embargo, los países con mayor capacidad instalada están generalmente fuera de las áreas de mayor potencial fotovoltaico (SolarPanelGuide, 2016).

Por otra parte, los países próximos al ecuador terrestre, por su ubicación y estacionalidad no marcada (Rutledge et al., 2011), tienen un potencial muy alto de aprovechamiento de energía solar al disponer de niveles de radiación óptimos y poco variables a lo largo del año (IRENA, 2015). Sorpresivamente, la mayoría de los países ubicados en esta zona tienen una producción de energía solar fotovoltaica mínima. Por ejemplo, en Ecuador la producción de este tipo de energía representa el 0.14 % de lo que el país genera (ARCONEL, 2016).



La International Renewable Energy Agency (IRENA), establece que al ser las ciudades los mayores consumidores de energía, ellas pueden tomar acciones para enfrentar estas situaciones de alta demanda. Específicamente para producción de energía para ciudades como Cuenca, recomiendan el aprovechamiento de las grandes áreas de techumbre para el emplazamiento de sistemas de captación de energía, yendo más allá de la eficiencia energética en edificaciones, implicando un incremento del uso de energías renovables (IRENA, 2016).

Los daños ambientales producidos por edificaciones, han sido recurrentes desde el inicio de la Revolución Industrial dado que la interacción entre la forma y energía de las edificaciones habían sido puestos a un lado, llevando a un concepto en el que el confort ha sido relegado al uso de dispositivos de alto consumo energético y que contribuyen al aumento de la huella ecológica. Es a partir de los años 80 que el daño ambiental producido por edificaciones es reconocido, y se empieza a considerar el concepto de sostenibilidad (Manzano, F. et al., 2015). Cada ciudad y sus edificaciones tienen diferentes características ya sean de consumo o del tipo de construcción, por lo que la necesidad de casos de estudio específicos es relevante para conocer su potencial de generación energética (Riyahi Alam et al., 2008).

En el caso de ciudades ecuatoriales como Cuenca, no existen criterios claros en cuanto a inclinación y orientación de paneles fotovoltaicos, asumiéndose como óptima cualquier inclinación cercana a la horizontal y orientada contraria a su latitud (Gharakhani Siraki & Pillay, 2012). Sin embargo, en esta configuración puede no contemplarse el efecto de la suciedad sobre el rendimiento del sistema. Sucede lo contrario en otras latitudes donde estos parámetros han sido estudiados ampliamente, ajustándose al hemisferio donde se encuentren, e incluso planteándose variaciones dependiendo de la época del año (Bakirci, 2012).

Por otra parte, dentro del mercado de las energías renovables existen tendencias que apuntan a un uso masivo de tecnologías fotovoltaicas, con los beneficios que esto supone. Por ejemplo, la disminución de costos de sistemas fotovoltaicos ha generado un incremento mundial de este tipo de instalaciones, provocando que hasta finales de 2015, de 8.1 millones de empleos, directos e indirectos, en el sector de las energías renovables, 2.8



millones fueron gracias a tecnología solar fotovoltaica, representando un crecimiento de 11 % respecto al año 2014 (Ferroukhi, Khalid, Renner, & López Peña, 2013).

Adicionalmente, otra tendencia es la continua baja en los precios de estos sistemas, viéndose reflejado en los costos de producción de energía, tal es el caso de que hasta finales de 2016, los precios más bajos ofertados para producción eléctrica con sistemas fotovoltaicos fue el del consorcio JinkoSolar-Marubeni, establecido en 0.0242 \$/kWh para un proyecto en la localidad de Swaihan, Abu Dhabi; y de 0.0291 \$/kWh ofertado por Solarpack para un proyecto en Chile (Mahapatra, 2016). Sin embargo, en términos más generales un caso no tan optimista, pero económicamente viable, es California en donde las proyecciones muestran que el precio del kWh tanto para empresas públicas como a nivel residencial para el año 2020 será de \$ 0.06 y de \$ 0.09, respectivamente; mientras que para el año 2030 se tendrá un valor de \$ 0.03 y de \$ 0.05, respectivamente (Cinnamon, 2017).

De esta forma pueden verse de los beneficios del uso de energía solar fotovoltaica, cuyo potencial debe ser investigado y posteriormente aprovechado para el desarrollo sostenible de la ciudad y del país, en concordancia con el objetivo de asegurar el acceso a energía sostenible, moderna y confiable dentro de las metas del desarrollo sostenible planteadas por las Naciones Unidas (United Nations, 2015).

Para el caso de edificaciones preexistentes dentro de la zona céntrica de la ciudad de Cuenca, se plantea el presente estudio con la finalidad de determinar la influencia de la orientación e inclinación de las placas solares en la eficiencia de producción de energía, y en base a ello poder proyectar su incorporación a la estructura de las cubiertas, como estrategia de autoconsumo y posible suministro a la red.



2. OBJETIVOS

General:

Evaluar la eficiencia de paneles solares monocristalinos mediante mediciones in-situ y el modelado en software, en condiciones de inclinaciones y orientaciones frecuentes de techumbres de edificaciones bajas típicas del Centro Histórico de la ciudad de Cuenca, para determinar los rendimientos.

Específicos

1. Evaluar la eficiencia de los paneles solares monocristalinos para generación eléctrica al variar su inclinación y orientación en condiciones de radiación de Cuenca.
2. Comparar eficiencias para determinar la ubicación óptima de los paneles solares en la cubierta de las edificaciones del Centro Histórico de Cuenca.
3. Determinar la influencia de la acumulación de suciedad en la eficiencia de paneles solares monocristalinos.
4. Ejecutar simulaciones en el software TRNSYS, y compararlas con mediciones in-situ.
5. Evaluar técnica, económica y ambientalmente la configuración del sistema fotovoltaico propuesto.

3. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

3.1 Movimientos de la Tierra, solsticios y equinoccios

Debido a los movimientos de rotación, traslación y precesión de la Tierra, los rayos solares llegan de manera diferente a cada ubicación geográfica del planeta. La Tierra alcanza una inclinación cercana a los 23.5° respecto a su eje vertical paralelo al sol durante los solsticios (Lee Jin You et al., 1998). Es importante hacer referencia al día solar o sinódico, que es el periodo de tiempo que transcurre desde que el sol se encuentra situado en el punto más alto sobre la vertical del observador (cenit, cénit o zenit) y regresa al mismo punto (Beckers, 2004), y en promedio se calcula que es de 24 horas, que durante todo un año puede variar hasta en 15 minutos; y un año solar o tropical que es el intervalo de tiempo entre dos equinoccios vernales sucesivos, igual a 365.2422 días solares (Nebraska Astronomy Applet Project, 2016).

Gracias a los movimientos terrestres existen climas diferenciados en distintas zonas geográficas del planeta, presentándose fenómenos anuales conocidos como solsticios y equinoccios. Los equinoccios ocurren cuando la eclíptica y el ecuador celeste se cruzan. Cuando se da el movimiento descendente del sol hasta cruzar el ecuador celeste se produce el Equinoccio Otoñal, cercano al 21-22 de septiembre para el hemisferio norte y el 20-21 de marzo para el hemisferio sur (Fig. 1). En contraparte, cuando el movimiento se da de forma ascendente y cruza el ecuador celeste se denomina Equinoccio de Primavera o Vernal (Fig. 1) y se da alrededor del 21 de marzo en el hemisferio norte y el 21-22 de septiembre en el hemisferio sur. Durante los equinoccios, en todas las coordenadas de la tierra se tendrá 12 horas de luz solar y 12 de oscuridad (Lee Jin You et al., 1998; Pérez, 2015).

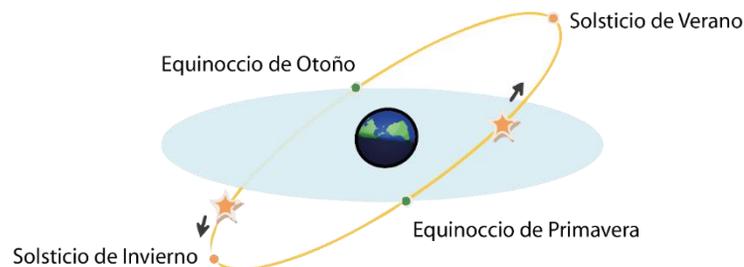


Fig. 1: Movimiento terrestre y equinoccios.
Fuente: Elaboración propia.

De la misma forma, para que se den los solsticios, la Tierra se debe encontrar a la distancia angular máxima con respecto del sol, que es 23.5° debido a la inclinación del eje terrestre (Lee Jin You et al., 1998). En el solsticio de verano (21-22 de junio) el Polo Norte terrestre apunta hacia el sol con un ángulo de 23.5° ; es decir, todo el día expuesto al sol; y en el solsticio de invierno (21-22 de diciembre) el Polo Norte apunta lejos del sol con un ángulo de 23.5° ; es decir, todo el día en oscuridad (Cruz Lazo, 2010; Véliz Gómez, 2013). Tanto los solsticios como los equinoccios se muestran en la Fig. 2, donde se aprecian que partes de la Tierra quedan cubiertas y expuestas por la luz del sol.

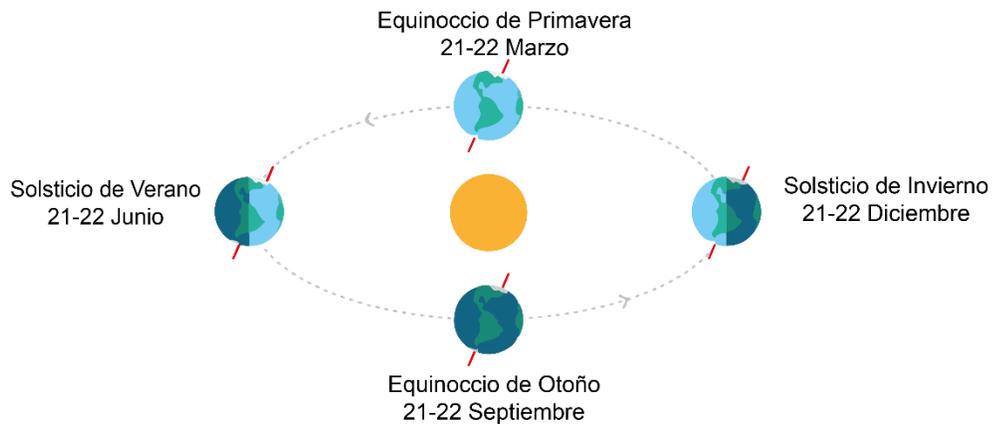


Fig. 2: Solsticios y equinoccios.
Fuente: Modificado a partir de timeanddate.com (2017).

En la Fig. 3 se puede apreciar las trayectorias solares durante los solsticios y los equinoccios en distintas ubicaciones geográficas, donde, en zonas cercanas al ecuador terrestre el sol no tiene grandes variaciones por lo que no se presenta estacionalidad marcada como en las otras locaciones.

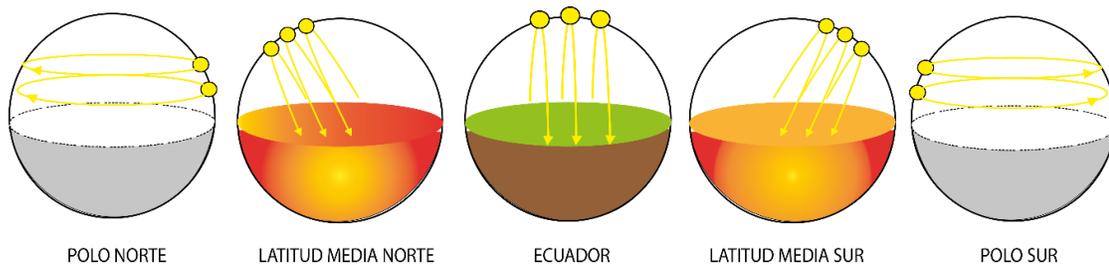


Fig. 3: Trayectoria solar en distintas coordenadas geográficas del planeta.
Fuente: Elaboración propia.

3.2 Movimiento aparente del sol

La perspectiva de movimiento del Sol observado desde la Tierra, genera la sensación de movimiento a favor de las manecillas del reloj; es decir, el movimiento de este a oeste. Este fenómeno, percibido desde el punto de vista del observador, se conoce como movimiento aparente del Sol. Durante un año, el recorrido que realiza el sol es diferente día a día; sin embargo, las variaciones entre los puntos en el horizonte donde se observa el alba y el ocaso son casi imperceptibles en un periodo tan corto como un día, por lo que da la impresión de que el sol siempre sigue su misma trayectoria. En áreas geográficas más lejanas a la línea ecuatorial este movimiento es mucho más marcado y es el responsable de que existan las estaciones.

Para determinar la posición del sol en un día y momento específico es necesario tomar lectura de la altura y azimut/acimut (Lee Jin You et al., 1998) como se puede observar en la Fig. 4. La altitud es la distancia angular medida desde el sol perpendicularmente al horizonte; tiene un valor máximo de 90° en el cenit/zenit y de 0° al amanecer y atardecer. Por otra parte el acimut/azimut es la distancia angular medida a lo largo del horizonte en sentido horario, generalmente es medida desde el Norte (0°) en sentido de las agujas del reloj (Pérez, 2015; Véliz Gómez, 2013). Para ubicar al sol con su altura y azimut se emplean diagramas en dos dimensiones, entre los más conocidos están los diagramas estereográficos y las cartas solares cilíndricas (Beckers, 2004; Véliz Gómez, 2013).

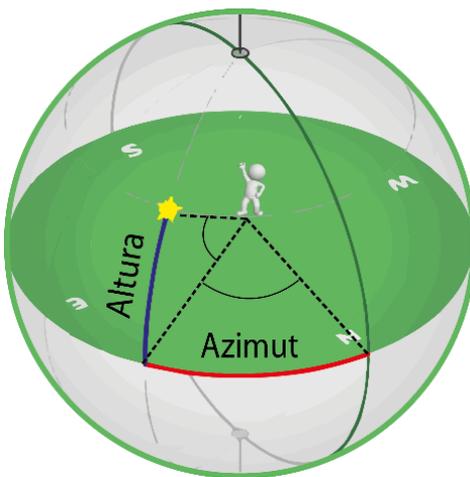


Fig. 4: Altura y azimut.
Fuente: Elaboración propia.

3.3 Energía solar, medición de radiación solar

La radiación electromagnética generada por la reacción en el interior del sol llega a la Tierra en forma de luz ultravioleta (UV), luz visible, y radiación infrarroja cada una de diferente longitud de onda (Cruz Lazo, 2010; Honsberg & Bowden, 2016). La intensidad solar que incide contra la Tierra de manera perpendicular alcanza un valor aproximado de 1367 W/m^2 en la atmósfera y es conocido como “Constante Solar” (G_{cs}); su valor fluctúa $\pm 3 \text{ W/m}^2$, debido a que la órbita terrestre es elíptica (Mertens, 2014; Miles, Hynes, & Forbes, 2005; Zirin, 2010), aunque Cruz Lazo (2010) menciona un valor de 1353.05 W/m^2 adoptado por el Centro Mundial de Radiación, y también recomendado en bibliografía de Duffie & Beckman (2013). En la Fig. 5 se puede observar el espectro de la radiación solar en la parte superior de la atmósfera y en la superficie, así como también las bandas de absorción de diferentes moléculas presentes en la atmósfera.

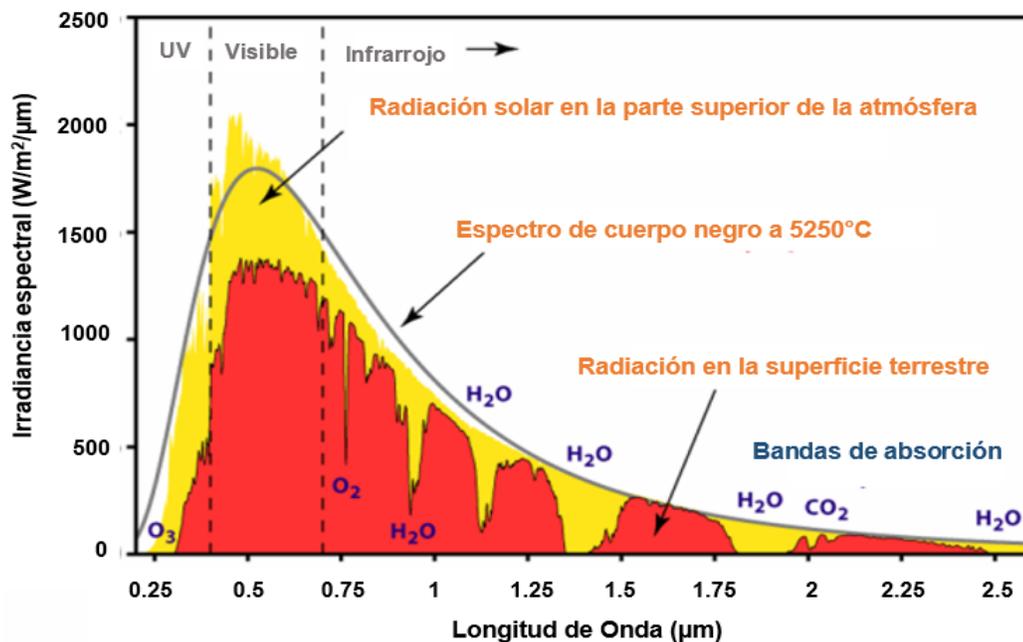


Fig. 5: Espectro de la radiación solar.
Fuente: Baghzouz (2011).

La radiación solar se la expresa en forma de radiación global, directa y difusa; siendo la radiación global la suma de la directa más la difusa; sin embargo, también se habla de radiación reflejada a más de las tres anteriores, pero en la mayoría de los casos esta es contemplada dentro de la difusa.



Al realizar un balance de la energía proveniente del sol se tiene que: 100 % es la energía que ingresa al planeta, 22.7 % es absorbida por la atmósfera, 22.6 % es reflejada por la atmósfera cuando se encuentra con nubes, 48 % es la cantidad de energía de la radiación de onda corta absorbida por la superficie y 6.7 % es la energía que refleja la superficie. Sin embargo, considerando todas las variables que intervienen en el balance, se ha documentado un desbalance de 0.2 % tanto a nivel de la atmósfera como de la superficie, lo que significa que el planeta está reteniendo energía y por ende incrementando su temperatura global (NASA, 2014, 2016; Stephens et al., 2012; Stephens & L'Ecuyer, 2015).

3.4 Radiación incidente

Existen dos factores importantes de la incidencia de los rayos de sol: el primero es la pérdida de intensidad de la radiación debido al ángulo de incidencia sobre la superficie; el segundo factor se da por la inclinación del sol respecto a la tierra, haciendo que el espesor del filtro atmosférico sea mayor, así la radiación pierde intensidad cuando el sol está más inclinado sobre la superficie terrestre (Jiménez, 1999; Paulescu, Paulescu, Gravila, & Badescu, 2013).

La radiación del sol debe atravesar una capa de aire antes de impactar la superficie, dicha capa de aire se la denomina masa de aire (Cruz Lazo, 2010; Riordan, Hulstrom, & Myers, 1990). Por ejemplo, el término masa de aire AM1 hace referencia a que el sol se encuentra de manera perpendicular al plano terrestre; entonces cuando el sol no tenga esta inclinación significa que los rayos solares tienen que atravesar una masa de aire mayor y por ende se absorberá mayor energía por parte de la atmósfera (Mertens, 2014). En la Fig. 6 se muestra la explicación gráfica de las masas de aire y en la Tabla 1 se muestran los valores correspondientes para cada una.

Tabla 1: Valores de radiación expresada en W/m^2 para las masas de aire.
 Fuente: Elaboración propia
 Datos: Tran (2015); Ulacia (2015).

Masa de aire	(Tran, 2015)	(Ulacia, 2015)
AM0	1353	1353
AM1	969.7	980
AM1.5	ASTM E 892* 963.8 CEI/IEC 904-3** 1000	840
AM2		765

*ASTM American Society for Testing Materials
 ** International Electrotechnical Commission

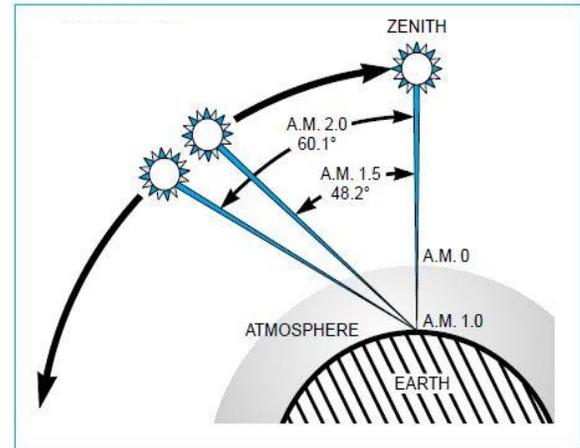


Fig. 6: Masas de aire.
 Fuente: AZO Materials (2014).

Con motivo de comparación, las celdas solares son usualmente iluminadas con un espectro de simulador de masas (AM); AM0 es empleado para aplicaciones espaciales y el AM1.5 en aplicaciones terrestres; pues el espectro AM0 es el incidente al exterior de la atmósfera terrestre ($1367 W/m^2$); y AM1.5 es el espectro incidente promedio global en la superficie del planeta ($963 W/m^2$) que se lo redondea a un valor de $1000 W/m^2$ como valor estandarizado (Miles et al., 2005).

3.5 Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico es la conversión de la radiación incidente, generalmente proveniente del sol, en energía eléctrica; esta conversión se realiza mediante dispositivos de unión de semiconductores p-n (Kalogirou, 2013; Miles et al., 2005). En las uniones p-n la energía se desplazan del sitio que posea mayor cantidad de electrones, capa n, hacia el sitio carente de ellos, capa p, produciéndose así la circulación de energía (Chenming, 2009; Climate & Project, 2006). Los elementos que se emplean para dopar (introducir impurezas al material) la capa n y p suelen ser arsénico o fósforo para la capa n y el boro para la capa p (Chenming, 2009) como se puede apreciar en la Fig. 7.

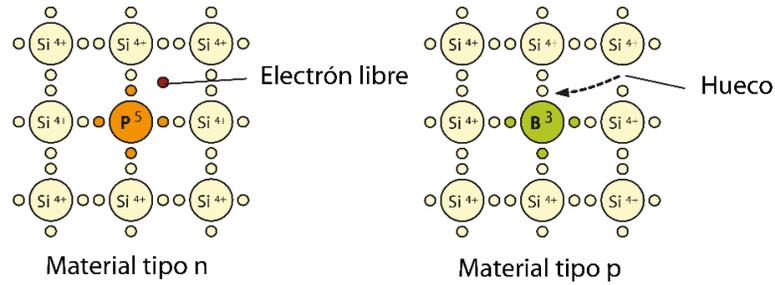


Fig. 7: Material semiconductor dopado con fósforo y boro.
Fuente: Elaboración propia.

La absorción de energía dentro de las celdas de silicio tradicionales, en las cuales la capa n cuenta con un espesor menor a un micrón mientras que la capa p tiene 100 micrones o más (Duxbury et al., 2007) se lleva a cabo en diferentes niveles que se muestran en la Fig. 8 y su explicación correspondiente en la Tabla 2. Los fotones serán absorbidos siempre y cuando tengan energías iguales o próximas a la banda de energía del material semiconductor; a su vez la absorción de la luz y la penetración en material semiconductor dependerá del espectro de radiación, por ejemplo, la luz azul tiene profundidades de penetración de menos de $1\ \mu\text{m}$ y el infrarrojo de más de $100\ \mu\text{m}$ (Archer & Hill, 2001).

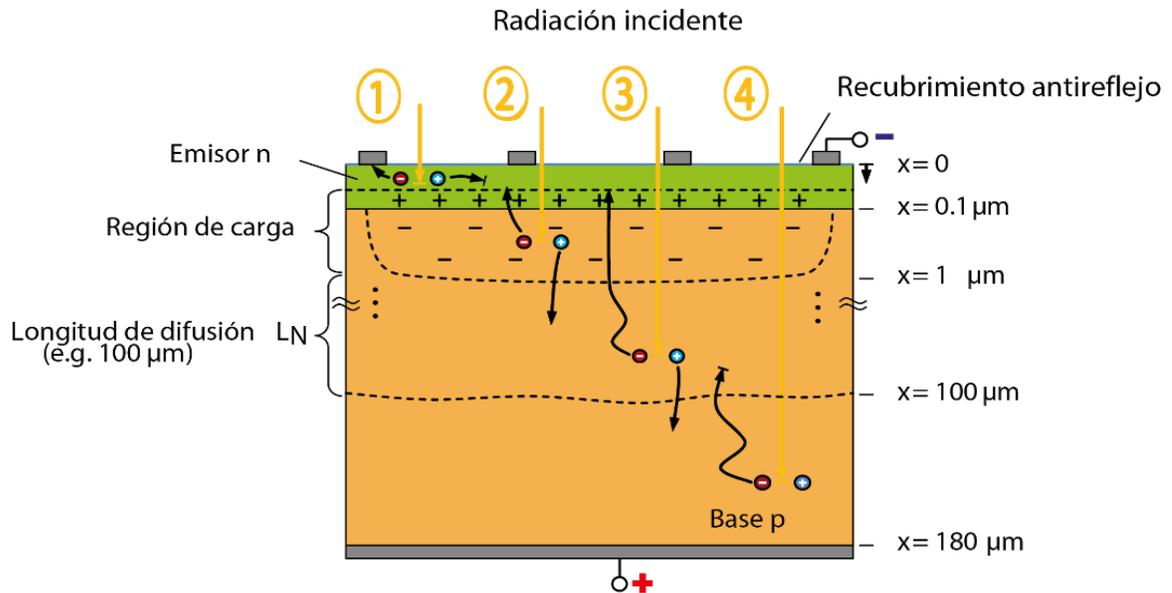


Fig. 8: Niveles de absorción de energía y generación de los pares e-h.
Fuente: Modificado de Mertens (2014).

Tabla 2: Niveles de absorción de energía y generación de los pares e-h.
Fuente: Elaboración propia con datos tomados de Mertens (2014); Shockley & Read (1952).

Nivel de Absorción	Tipo	Explicación
1	Absorción en el emisor n	Debido al alto grado de dopaje y la longitud de difusión L_N demasiado pequeña, es muy probable que el par e-h (electron-hole) se recombine de nuevo antes de llegar a la región de carga. El borde superior de la capa n se la denomina con frecuencia capa muerta porque es la zona con más probabilidad de recombinación lo que no contribuye a la generación de fotocorriente.
2	Absorción en la región de carga	Debido a la zona de agotamiento el campo eléctrico que se genera hace que las cargas vayan en direcciones diferentes, donde los electrones van a la capa n y los portadores minoritarios (holes) van en dirección contraria. En esta capa la probabilidad de recombinación es muy baja, por lo que prácticamente todo contribuye a la fotocorriente.
3	Absorción dentro de la longitud de difusión de los electrones	Los fotones son absorbidos en la capa p fuera de la región de carga. Si el electrón generado bajo estas circunstancias llega a la región de carga, este es transportado a la capa n, lo cual es muy probable ya que el par e-h fue generado cerca de la región de carga dentro de la longitud de difusión.
4	Absorción fuera de la longitud de difusión de los electrones	En este caso los fotones son absorbidos en la base de la capa p y aquí se da rápidamente la recombinación antes de que los electrones puedan llegar a la región de carga. Este nivel de absorción no contribuye a la fotocorriente pero si al incremento de temperatura de la celda.

Dentro de los materiales empleados en tecnologías fotovoltaicas se deben considerar características como su banda de energía, directa e indirecta, y la profundidad de penetración y el coeficiente de absorción del espectro de la luz incidente. La mayoría de las celdas solares no pueden utilizar más del 55 % de la energía del sol debido a que dicha energía es inferior o superior a la banda de energía del material fotovoltaico (Palanna, 2009; Sukumar Laik, 2009).

3.6 Tecnologías fotovoltaicas

La búsqueda de una mayor eficiencia en cuanto a la absorción de energía solar, la composición, estructura y apariencia de las celdas fotovoltaicas, la tendencia al ahorro y reciclaje de materiales ha llevado a la investigación de múltiples tecnologías, entre las cuales se tienen las mencionadas en la Tabla 3.

Tabla 3: Resumen de tecnologías solares actuales.

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de Duxbury et al. (2007); Hirshman (2015); Hirshman, Hering, & Schmela (2015)

TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS ACTUALES	
Tecnologías Establecidas	
Tipo	Principales exponentes
Silicio monocristalino	Gintech (Taiwan), JA Solar Holdings- Suntech (China), Motech (Taiwan-China), SolarPark Korea (Korea del Sur)
Silicio policristalino	Vikram Solar Pvt. Ltd-Sova Solar Limited (India), Tamesol (España)
Thin-film o película delgada	
<ul style="list-style-type: none"> • Silicio amorfo • CdTe 	Unisolar (Filipinas), United Solar Ovonic (USA) First Solar (USA-Alemania-Malasia)
Multicapas semiconductores (tándem)	SpectraLab (Canadá)
Tecnologías Emergentes	
Tipo	Principales exponentes
Thin-film o película delgada	
<ul style="list-style-type: none"> • CuInGaSe (CIGS) • Silicio reciclado 	Nanosolar, Miasole (USA) (USA-Alemania)
Tecnología en investigación en laboratorio	
Tipo	Principales exponentes
Dye cells/Grätzel cell	(Finlandia-Canadá-USA-Suiza-Nueva Zelanda)
Celdas orgánicas (OPV)	(Bélgica- USA)
Quantum Dots (nano-partículas)	(Bélgica- USA)



Complementario a la Tabla 3, se destaca la producción fotovoltaica de la Unión Europea, seguida de Japón y en tercer lugar América del Norte. Adicionalmente, el potencial de generación de productos fotovoltaicos muestra a China como el mayor productor con un 50 %, Taiwán con 15 %, Unión Europea 10 %, Japón cerca del 10 %, y Estados Unidos menos del 5 % (G. Boyle, 2012).

La tecnología empleada en el presente estudio es la de módulos solares de silicio monocristalino, por lo que se presenta una descripción más detallada de esta tecnología. En 1954 el potencial de las celdas de silicio comenzó a explorarse, iniciando con la producción de una celda de silicio de 6 % de eficiencia (Chapin, Fuller, & Pearson, 1954). Actualmente la mayoría de celdas manufacturadas son del tipo policristalinos y monocristalinos y cuentan con eficiencias entre el 10 al 16 % (Miles et al., 2005); siendo las celdas policristalinas las que poseen menor eficiencia, cercana al 12 % (Chikate & Sadawarte, 2015; First Solar Inc, 2011). Para ambos casos se han observado eficiencias mayores en pruebas de laboratorio, como es el caso de una celda individual de silicio monocristalino (4 cm²) llegando hasta 25 % y un 23 % en celdas de mayor área (778 cm²) (M. A. Green, Emery, Hishikawa, & Warta, 2011, 2015). Sin embargo, se espera que el futuro de la energía fotovoltaica sea el uso de celdas de película delgada (thin-film).

El silicio requiere un gran espesor para absorber la mayoría de la radiación solar, el cual es susceptible al daño por radiación, por lo que se pretende reducir el espesor de las obleas para minimizar el uso de materiales y permitir la expansión del mercado de la tecnología fotovoltaica (Hagedorn, 1989; Miles et al., 2005); muchas de estas optimizaciones aún se encuentran en etapas de investigación y desarrollo.

El proceso mediante el cual se fabrican las celdas de silicio inicia con el corte de obleas, que para el caso de celdas monocristalinas, se las obtiene de lingotes de silicio cristalino, y para celdas policristalinas se las corta de bloques solidificados. La tecnología de silicio monocristalino es más compleja, requiere mayor energía y altos costos en comparación a la tecnología de los policristalinos (Kalogirou, 2013; U.S. Department of Energy, 2012).

La creación de obleas de silicio para uso solar es menos exigente en cuanto a la pureza del material en comparación al que emplean las industrias de microelectrónica, que generalmente son los proveedores del silicio empleado en celdas solares. Esto ha llevado

a los productores de las celdas a considerar purificar ellos mismos el silicio. El proceso inicia con la obtención de la materia prima que es arena natural de playa; sin embargo, la conversión hasta llegar a tener silicio de alta calidad tiene costos elevados y un gran consumo de energía (Sendy, 2016). Con las obleas cortadas y purificadas se procede a dopar el material con fósforo y boro creando las capas n y p , respectivamente. A cada capa se le coloca contactos eléctricos; en la capa n , que es la que recibe la radiación directamente, se colocan contactos frontales de plata que no produzcan sombra y que permitan la mayor transmisión de luz (Fig. 9); mientras que en la parte posterior de la capa p se utiliza pasta de aluminio como material conductor (Van Kerschaver & Beaucarne, 2006).

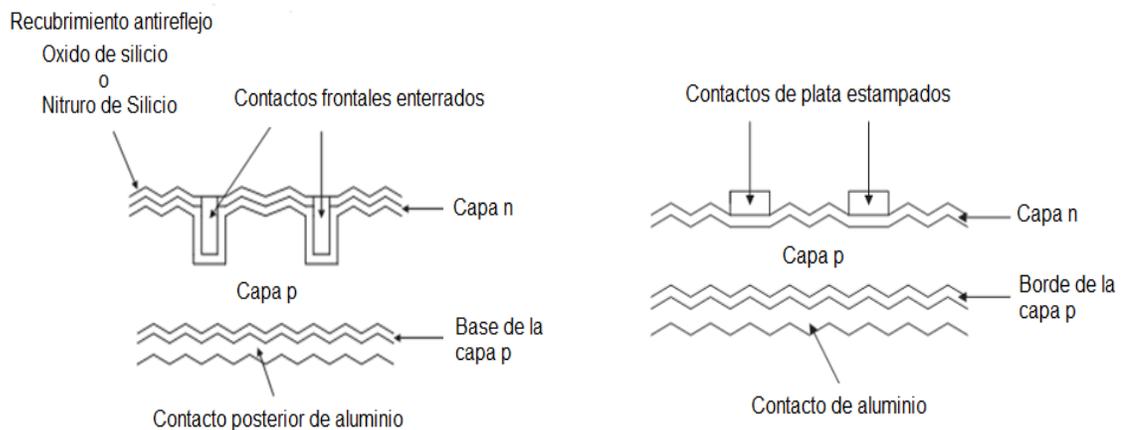


Fig. 9: Tipos de contactos en celdas de silicio monocristalino. Fuente: Modificado de Miles et al. (2005).

La superficie de la capa n tiene textura para favorecer la refracción a altos ángulos y mejorar la trayectoria de la luz a través del silicio, y a su vez disminuir la reflexión adicionando un recubrimiento antirreflección (dióxido de titanio u oxido de silicio) sobre los contactos (K. Ali, Khan, & Mat Jafri, 2014)(Fig. 10).

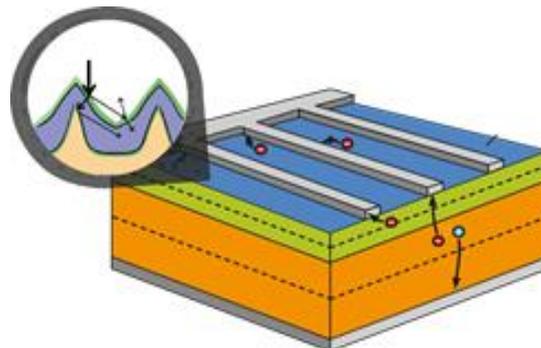


Fig. 10: Recubrimiento antirreflejo para celdas solares. Fuente: Elaboración propia.



3.7 Estrategias para mejorar la eficiencia de celdas fotovoltaicas

Adicionalmente al resumen de tecnologías presentadas en la Tabla 3, de acuerdo a GCEP Global Climate & Energy Project (2006) y Duxbury et al. (2007), se tienen:

- Células foto-electroquímicas o células solares sensibilizadas por colorantes (DSSC)
- Dispositivos planos orgánicos multicapa (dispositivo apilado)
- Hetero-uniones orgánicas (donantes y aceptores de electrones mezclados a escala nanométrica)
- Hetero-uniones orgánicas-inorgánicas
- Estructuras macromoleculares fotosintéticas artificiales (celdas de madera)
- Tecnologías de thin-film o película delgada
 - Quantum dots
 - Celdas orgánicas

Las celdas de película delgada o *thin-film*, son capas semiconductoras de un espesor reducido (μm) llegando a ser hasta 100 veces más delgadas que las celdas de silicio tradicional. Los semiconductores empleados en esta tecnología pueden absorber el espectro de radiación con un menor espesor de celda; los más comunes son el telururo de cadmio (CdTe), silicio amorfo (a-Si) y aleaciones de diseleniuro de cobre indio-galio (CIGS) (U.S. Department of Energy, 2012); se han obtenido eficiencias entre el 7 % y 13 % en prototipos experimentales, y de alrededor de 9 % en módulos comerciales (Energy Informative, 2015). Las celdas de película delgada de plástico poseen eficiencias muy bajas, según lo reportado para el año 2007, entre el 4 y 5 % (Koster, Mihailetschi, & Blom, 2007).

Por otra parte las celdas de tinte sensibilizado (Dye-sensitized solar cells), emplean moléculas de colorante absorbidas sobre una nanoestructura de sustrato (Martin A. Green, 2002), alcanzando eficiencias de alrededor del 11.1 % (U.S. Department of Energy, 2012); mientras que las celdas orgánicas (OPV), emplean polímeros o moléculas semiconductoras y han alcanzado eficiencias sobre el 8 % usando tecnologías poco costosas como la impresión y laminación (Shaheen, Ginley, & Jabbour, 2005).



La tecnología de *quantum dots* o puntos cuánticos usa nano-partículas que poseen características similares a los materiales semiconductores y tienen la posibilidad de generar múltiples excitones (homólogos a los pares e-h en semiconductores inorgánicos) (U.S. Department of Energy, 2012).

3.8 Eficiencias Alcanzadas

Wolfe (2013), compara la eficiencia de celdas unitarias (9 cm²) en configuración simple, tándem (más capas para asegurar la absorción de fotones de diferente nivel de energía), celdas de nivel intermedio (poseen una capa más además de la capa conductora y la capa de valencia, que se encuentra en el medio de estas dos) y las celdas infinitas en tándem. La Tabla 4 muestra los valores alcanzados para cada caso.

Tabla 4: Eficiencias de celdas solares bajo diferentes configuraciones.
Fuente: Modificado de Wolfe (2013).

Tipo de celda solar	Máxima eficiencia (%)
Celda individual	40.7
Dos celdas en conjunto (tándem)	55
Celda W o de nivel intermedio de energía	63.1
Celdas infinitas en conjunto (tándem)	86.8

Macdonald (2015) menciona una celda de silicio negro de 22.1 % de eficiencia, comparada a la de silicio tradicional (40 %). El silicio negro se lo consigue cambiando la textura de las celdas mediante la incorporación de azufre (LaMonica, 2012). En 2014, el centro IMEC mostró la investigación sobre celdas orgánicas libres de fullereno (molécula de carbono para formar nanotubos) de 160 cm² con una eficiencia próxima al 5 % y un módulo semitransparente con una eficiencia superior al 4.5 %. En condiciones de luz interior la eficiencia más alta alcanzada fue de 24 % (IMEC, 2014a). Adicionalmente, también en 2014, IMEC publicó resultados de celdas de perovskita, trióxido de titanio y de calcio (CaTiO₃), con eficiencias de 3.8 % obtenidos en 2009 y de 20.1 % en 2014. Estas celdas son de tinte sensibilizado (*dye-sensitized solar cell DSSC*) con alta eficiencia en absorción de luz, por lo que son de gran utilidad para ajustar el color y transparencia de las celdas o también ser aplicadas sobre celdas tradicionales de silicio llegando a eficiencias de 25-30 % (IMEC, 2014b).



Por otra parte, las celdas de silicio amorfo hidrogenado han mostrado que pueden perder entre el 4 y 5 % de eficiencia debido a la difusión de *hidrógeno*, lo que causa que se rompan las uniones Si-Si (efecto StaeblerWroski) (Prasad & Shenoy, 1996). El uso de arseniuro de Galio (GaAs) ha mostrado que en arreglos sobre fachadas y cubiertas de edificaciones es capaz de incrementar un 50 % en la producción de energía en comparación a un arreglo de módulos de silicio tradicional (Kapusta, 2014).

La razón principal de no poder alcanzar el 100 % de eficiencia, es porque ningún semiconductor es capaz de absorber todo el espectro de la luz solar (Macdonald, 2015). De acuerdo a lo mencionado por Balaji, Babu, & Shafarna (2012), para el caso de las celdas de silicio se pierde 18 % de la energía entrante porque los fotones poseen energías menores a la banda de energía del silicio; un 49 % es perdida en forma de calor o de radiación reemitida por tener energías superiores a la banda de energía; es decir, en celdas de silicio ideales se podría aprovechar un 33 % del espectro de la radiación.

3.9 Factores que afectan el desempeño de un sistema fotovoltaico

Factores como la inclinación, orientación, y la temperatura del módulo fotovoltaico, tienen una gran influencia en el comportamiento del sistema, modificando su producción de energía. Agregado a esto se tiene el nivel de irradiancia, temperatura ambiente, suciedad, y las condiciones específicas de instalación (Alternative Energy Store Inc, 2010).

Elhab et al. (2012) trata acerca de la optimización de ángulos de inclinación y orientación de los paneles solares para Kuala Lumpur, Malaysia, buscando la configuración más adecuada para evitar periodos de sombra en los paneles y por ende, favorecer a la mejor eficiencia de los mismos. Para ello se analizaron superficies horizontales, superficies escalonadas y superficies inclinadas, considerando que la configuración en fila de los paneles no dificulte que un panel genere sombra a su adyacente. Los resultados mostraron que los efectos de sombra sobre los paneles son peores durante el mes de diciembre y se obtuvieron además tablas detalladas con la configuración para los tres casos: horizontales, escalonados y superficies con pendientes.

Kumar, Chaurasia, & Singh (2014) realizaron un estudio donde se estimó el ángulo óptimo de inclinación en una localidad de India durante el periodo comprendido de mayo a junio.



Se obtuvo que la salida de potencia medida a diferentes ángulos de inclinación, da lecturas muy similares; no obstante, las pérdidas se hacen más perceptibles mientras mayor sea el ángulo de inclinación. Por otra parte, para latitudes cercanas al ecuador, el ángulo óptimo de inclinación corresponde a valores cercanos a la latitud. Para este caso específico, el ángulo óptimo varía de 5-10°. Asimismo, se recomienda buscar los ángulos óptimos de inclinación, antes que invertir en sistemas de seguimiento que representan inversiones altas respecto al costo de implementación del sistema fotovoltaico. En techumbres inclinadas, las placas deben acoplarse a las condiciones de inclinación y orientación; aunque no siempre óptimas, deben localizarse y utilizarse las más favorables.

Adicionalmente, los efectos de la temperatura son un resultado natural en las características de módulos basados en celdas de silicio, tendiendo a producir voltajes mayores ante caídas de temperatura y viceversa. El aumento de temperatura de las celdas influye en el voltaje de circuito abierto, disminuyéndolo en forma lineal y aumentando ligeramente la corriente de cortocircuito, lo que conlleva a la caída de eficiencia. Por otra parte, el incremento de irradiancia hace que el voltaje de circuito abierto incremente logarítmicamente, como también hace que la corriente de corto circuito incremente de forma lineal, pero esto provoca también un aumento en la temperatura del módulo. Así, para mejorar la eficiencia del sistema se necesitan sistemas de enfriamiento para la superficie de los módulos que faciliten una mayor producción de energía en condiciones de alta temperatura (Chikate & Sadawarte, 2015). Para módulos de silicio cristalino, la eficiencia promedio aumenta en condiciones de baja irradiancia y disminuye a irradiancia alta; esta tendencia es inversamente proporcional a la temperatura del módulo (Ye, Ding, Reindl, & Aberle, 2013).

Meral & Dinçer (2011) mencionan que un módulo fotovoltaico que produce 100 W bajo condiciones estándar tiene una tolerancia de producción de ± 5 % de la medida especificada; es decir, produciría entre 95 y 105 W. Asumiendo una producción de 95 W, si este módulo opera sobre un techo normal se calentará substancialmente, llegando a temperaturas internas de 50 °C a 75 °C; al aplicar un factor de reducción por temperatura para módulos monocristalinos de 89 % (California Energy Commission, 2001), el panel del ejemplo con esta corrección pasaría a producir 85 W en condiciones de plena luz.

Otro factor de afección son las partículas sedimentables que pueden acumularse en la superficie del módulo fotovoltaico, bloqueando la entrada de luz y reduciendo la producción



de energía. A pesar de asumirse que mucha de la suciedad puede limpiarse durante periodos de lluvia, es más realista estimar la producción considerando la reducción de eficiencia por suciedad en periodos secos (Meral & Dinçer, 2011).

Entonces, si se considera el caso anterior, el módulo que sometido a la corrección de temperatura estima su producción en 85 W ahora debe someterse a otro factor de corrección por deposición de polvo de 93 % (California Energy Commission, 2001). De esta forma, la potencia de salida del módulo de “100 W” considerando los efectos de polvo y temperatura, es de aproximadamente 79 W. De acuerdo a Jiang & Lu (2015), la temperatura juega un rol importante en cuanto a deposición de partículas, mostrando que a mayor temperatura superficial de un panel es menor la densidad de partículas depositadas gracias a la fuerza de termoforesis.

Si bien la eficiencia de un sistema fotovoltaico se mide en condiciones controladas, muchas de las veces estas no contemplan la exposición a material particulado sobre los mismos. Es por ello que en los últimos años se ha visto una tendencia a analizar los efectos del polvo sobre estos sistemas, dándose a conocer que la exposición a polvo en cualquier instalación tiene un efecto negativo sobre la producción de energía (Rajput & Sudhakar, 2013).

En general, las afecciones por polvo a sistemas fotovoltaicos en términos de eficiencia pueden variar desde valores de reducción que van desde 5 % (Cáceres, Nasirov, Zhang, & Araya-Letelier, 2015) hasta valores de 35 % (Costa, Diniz, & Kazmerski, 2016). El problema con la exposición a material particulado produce tres efectos principales: uno económico, al incurrirse en costos por limpieza y mantenimiento; otro energético, al presentarse una disminución del rendimiento del sistema; y finalmente, uno estructural intrínseco del panel ya que este sufre alteraciones, como aumento de temperatura y corrosión, mayoritariamente atribuible a la naturaleza química del material particulado (Costa et al., 2016).

Costa, Diniz, & Kazmerski (2016) compilan los aspectos más relevantes de investigaciones realizadas respecto a los efectos de suciedad, y en algunos casos otros factores, sobre distintas tecnologías de transformación de energía solar, enfocándose en el desempeño, modelamiento y periodos de limpieza. En el ANEXO 1 se puede apreciar los resultados



obtenidos sobre acumulación de suciedad en tecnologías fotovoltaicas en distintas partes del mundo.

3.10 Software disponible para modelamiento solar fotovoltaico

Actualmente existen alrededor de 50 softwares de simulación, categorizados en herramientas de simulación, herramientas de evaluación económica, herramientas relacionadas a la industria fotovoltaica, herramientas de análisis y planificación, herramientas de monitoreo y control, mapas de radiación solar y algunos otros recursos *on line* (Sharma Dinesh, Verma, & Pratap Sing, 2014). A pesar de la gran cantidad de software disponible, los más empleados para sistemas fotovoltaicos son los siguientes (Guasch Murillo, 2003; Lalwani, Kothari, & Singh, 2010):

- ***Photo Voltaic systems (PVsyst)***: Empleado para simular sistemas conectados a red, sistemas autónomos y de bombeo; así como también la estimación de costos (PVsyst Website, 2012).
- ***Renewable Energy Technologies Screen (RETScreen)***: Tiene dos programas separados *RETScreen 4* y *RETScreen plus*. *RETScreen 4* está basado en Excel y puede usarse para determinar factibilidades tanto técnicas como financieras del potencial renovable, eficiencia energética y proyectos de cogeneración, además del estudios sobre emisiones evitadas a la atmósfera (Price, Bimose Tribal Council, & Sayers, 2014). *RETScreen plus* provee detalles de desempeño energético de proyectos en marcha, permitiendo seleccionar una amplia librería de datos climáticos (Ganoë, Stackhouse, & Deyoung, 2014; Government of Canada, 2016).
- ***Hybrid optimization Model for Electric renewables (HOMER)***: Empleado para el diseño de sistemas de generación autónomos y conectados a red. (Siraki & Pillay, 2010). Básicamente realiza tres funciones: análisis de sensibilidad, optimización y simulación en un sistema de generación distribuida. Posee tres funciones de modelamiento específicas: fuente de energía, almacenamiento y carga; tanto para sistemas basados en energías convencionales como renovables (OpenEI, 2014).



- ***TRaNsient Systems Simulation (TRNSYS)***: Sus simulaciones se enfocan en evaluar el desempeño de sistemas energéticos térmicos y eléctricos. Permite importar modelos de edificaciones para su simulación. TRNSYS es un programa robusto, intuitivo, altamente gráfico que permite al usuario el ensamblaje del sistema a simular en una forma sencilla (Guasch Murillo, 2003).
- ***Integrated Simulation Environment Language (INSEL)***: Provee al usuario de un diagrama de bloques para la simulación de información meteorológica, energía térmica, y constituyentes eléctricos, que representan una respuesta fuerte y útil para problemas de simulación dentro de sistemas fotovoltaicos (INSEL, 2014).
- ***Photovoltaic F-Chart (PV F-Chart)***: Se emplea para estimar el desempeño promedio a largo plazo de sistemas utilitarios de baterías y sistemas fotovoltaicos. Su principal característica es la ejecución rápida, inclusión de perfiles horarios de carga para cada mes de simulación, análisis de costos y variación estadística de carga (F-Chart Software, 2017).
- ***National Renewable Energy Laboratory Solar Advisor Model (NREL SAM)***: Diseñado para el análisis económico y de desempeño de proyectos de energía renovable. *NREL SAM* predice el desempeño y costos de distintos sistemas de tecnología solar e incluso eólica (Blair et al., 2014). Adicional a *SAM*, también está disponible *PVWatts* (también desarrollado por NREL), que permite estimar la producción de energía de sistemas fotovoltaicos conectados a red alrededor del mundo (NREL, 2016).
- ***Solar Design Tool***: Herramienta online para diseño de sistemas de energía solar. Permite simular la configuración de sistemas de inversores MPPT (*Maximum Power Point Tracker*), configuración de sistemas de micro inversores, generación automática de disposición de paneles (SolarDesignTool, 2014). Además ofrece una herramienta de comparación de paneles fotovoltaicos de un amplio catálogo de proveedores (Energy Savings Trust, 2014).
- ***Environmental System Performance- renewable (ESP-r)***: Empleado para el modelado energético, para la simulación del comportamiento acústico y térmico de



edificaciones, así como del uso de energía y emisiones gaseosas (Bartak et al., 2013).

- **Solar Pro:** Software de simulación de sistemas fotovoltaicos. Posee un graficador 3D para simular la influencia de sombras, permitiendo al usuario la ubicación óptima de su sistema antes de instalarlo. También proporciona un análisis de ciclo de vida del sistema propuesto. (Laplace Systems, 2011).
- **PhotoVoltaic Design Program-Grid connected system (PV DesignPro-G):** Simula la operación de sistemas fotovoltaicos durante un año en intervalos horarios. Los resultados de simulación se basan en datos climáticos y parámetros establecidos por el usuario. Existen tres versiones, dedicadas a la simulación de sistemas autónomos, sistemas conectados a red y sistemas de bombeo (Maui Solar Software, 2010).
- **PhotoVoltaic Solar Premium (PV*SOL Premium):** Usado para representar los efectos de sombreadamiento de objetos circundantes. Es un software multiproducto para el diseño, simulación y análisis financiero de sistemas fotovoltaicos, variando desde pequeños sistemas autónomos hasta grandes sistemas conectados a red (Valentin Software, 2017).

De los paquetes de software mencionados, los desarrollados por el NREL, ESP-r, y Solar Pro están disponible sin costo para el usuario.

3.11 Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Como resultado de la generación de electricidad a nivel de edificaciones, que en algunos casos puede ser mayor a la demanda, se han desarrollado algunas políticas que permiten aprovechar el excedente energético e inyectarlo a la red. Al hacer esto, quien genera un excedente de energía puede obtener beneficios tanto energéticos como monetarios.

En primer lugar, está la medición neta (Net Metering) que es un mecanismo de facturación que acredita a propietarios de sistemas de energía solar por la electricidad que aportan a la red. Consiste en la instalación de un medidor bidireccional, mismo que corre hacia



adelante cuando se usa energía de la red y en reversa cuando el sistema aporta a la red. Al final, el usuario paga por la diferencia entre lo consumido de la red y lo aportado a la misma. Si el aporte es mayor al consumo, la empresa a cargo de la red puede pagar a los productores por el excedente (Solar Energy Industries Association, 2016; XcelEnergy, 2010).

En segundo lugar está la facturación neta (Net Billing), que es similar a la medición neta, donde su única variación está en la forma en que se mide, mientras la medición neta compara las cantidades de energía, la facturación neta hace el balance con los valores de las tarifas (Electricidad, 2014).

Finalmente, otro de estos instrumentos normativos que buscan incentivar la generación eléctrica con energías renovables es el Feed-In Tariff, mismo que por unidad de energía producida, mediante fuentes renovables no convencionales inyectada a la red, el productor recibe un incentivo que puede ser una tarifa especial, sobre precio o premio dependiendo de la fuente renovable que utilice; así, aquellas tecnologías que tengan mayores costos de generación reciben mayores beneficios. Este sistema es utilizado en varios países como Alemania, España, Dinamarca y Estados Unidos (Central Energía, 2010; FEED-IN TARIFFS, 2015); sin embargo, ninguna de estas posibilidades están disponibles en Ecuador.

3.12 Smart-Grid

La red eléctrica es crucial en el desarrollo de la sociedad moderna; sin embargo, esta no ha sufrido modificaciones significativas desde su incorporación, por lo tanto, no son capaces de adaptarse a la evolución de las demandas actuales ni futuras (Putrus, Bentley, Binns, Jiang, & Johnston, 2013). Mientras tanto, la Smart-Grid es versátil, capaz de incorporar cualquier tipo de fuente de alimentación y equipos, demostrando ser más resistente, limpia y eficiente respecto a la red eléctrica convencional. La tecnología Smart-Grid nació con el objetivo de combatir la crisis energética y la problemática ambiental, proporcionando energía segura, fiable y de calidad para satisfacer la demanda de los consumidores, lo que se garantiza mediante el uso de sensores de producción-demanda que son capaces de detectar desbalances en la red, equilibrándola temporal y espacialmente (Bie, Lin, Li, Jin, & Hua, 2013).

NIST The National Institute of Standards and Technology (2014) y Vincenzo, Gangale, Fulli, & Sánchez Jiménez (2011), definen a la red inteligente, Smart-Grid, como: “red moderna utilizada para flujos bidireccionales con nuevas funcionalidades y aplicaciones, enfocadas hacia el cliente, interactivas, fiables, flexibles, óptimas, económicas, económicamente sensibles y, en última instancia, sostenibles y ambientalmente responsables”. Se habla de flujos bidireccionales pues los que anteriormente eran únicamente consumidores, debido a las nuevas tecnologías (ej.: fotovoltaica, eólica), se han vuelto productores de su propia energía y además capaces de proveer el exceso a la red (Putrus et al., 2013).

3.13 Sistemas conectados a la red

Para este tipo de configuraciones se emplean inversores de alimentación que se encargan de proveer la energía mediante un medidor de alimentación, mientras que el productor de energía fotovoltaica domiciliaria (consumidor) emplea un medidor de consumo como se muestra en la Fig. 11.

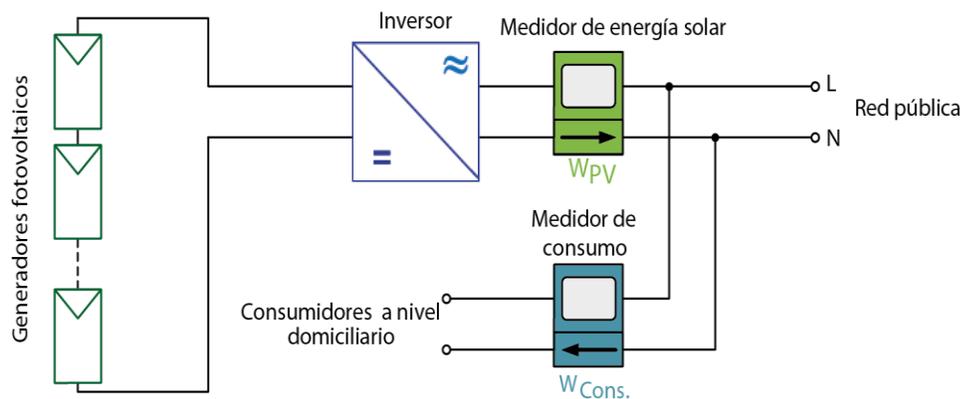


Fig. 11: Conexión de una instalación fotovoltaica a la red pública con dos medidores.
Fuente: Modificado de Mertens (2014).

Aunque se puede presentar una variante a la configuración anterior, donde únicamente se emplea un medidor bidireccional para la alimentación a la red y para la energía que será tomada para el consumo domiciliario (Fig. 12).

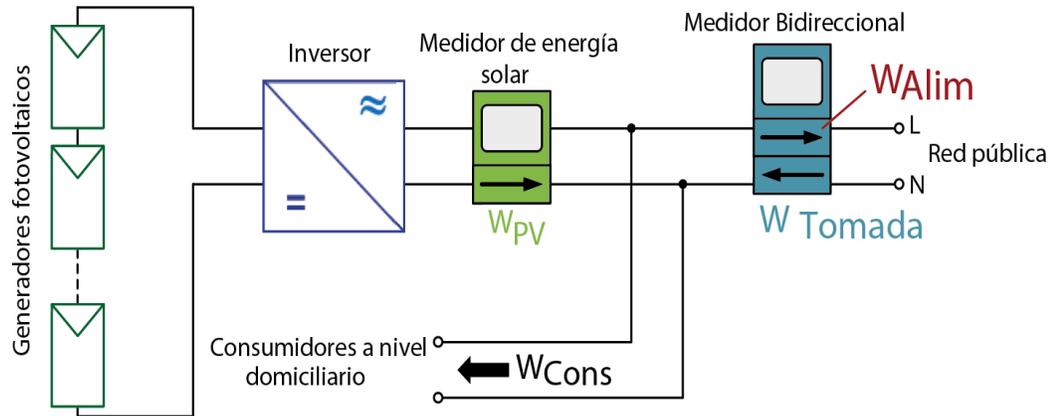


Fig. 12: Conexión de una instalación fotovoltaica a la red pública con un medidor bidireccional.
Fuente: Modificado de Mertens (2014)

Adicionalmente a las configuraciones presentadas, se deben tomar en cuenta las conexiones a los inversores como se muestra en la Fig. 13. El caso (a) representa una configuración donde todos los paneles están conectados a un solo inversor; sin embargo, si no todos los paneles tienen el mismo sombreado se tendrán pérdidas por este desajuste. En la configuración (b) cada panel o pequeño grupo de paneles están conectados a un inversor monofásico, en comparación al primer caso (a) este presenta la ventaja de un cableado más sencillo y se puede controlar por separado cada línea. En el caso (c), los módulos solares tienen incorporado el inversor en su estructura, la desventaja de esta configuración es que los inversores se encuentran expuestos a las condiciones meteorológicas que pueden deteriorar los componentes electrónicos y en caso de daños se requiere mayor esfuerzo para su reparación o reemplazo.

El papel que cumplen los inversores en las instalaciones fotovoltaicas conectadas son las siguientes:

- Conversión de corriente continua en corriente alterna
- Conseguir un alto grado de eficiencia (91-98 %)
- Alimentación de la corriente de forma síncrona con la frecuencia de la red
- Seguimiento del punto de máxima potencia MPP
- Supervisión de la red de voltaje, frecuencia e impedancia de la red

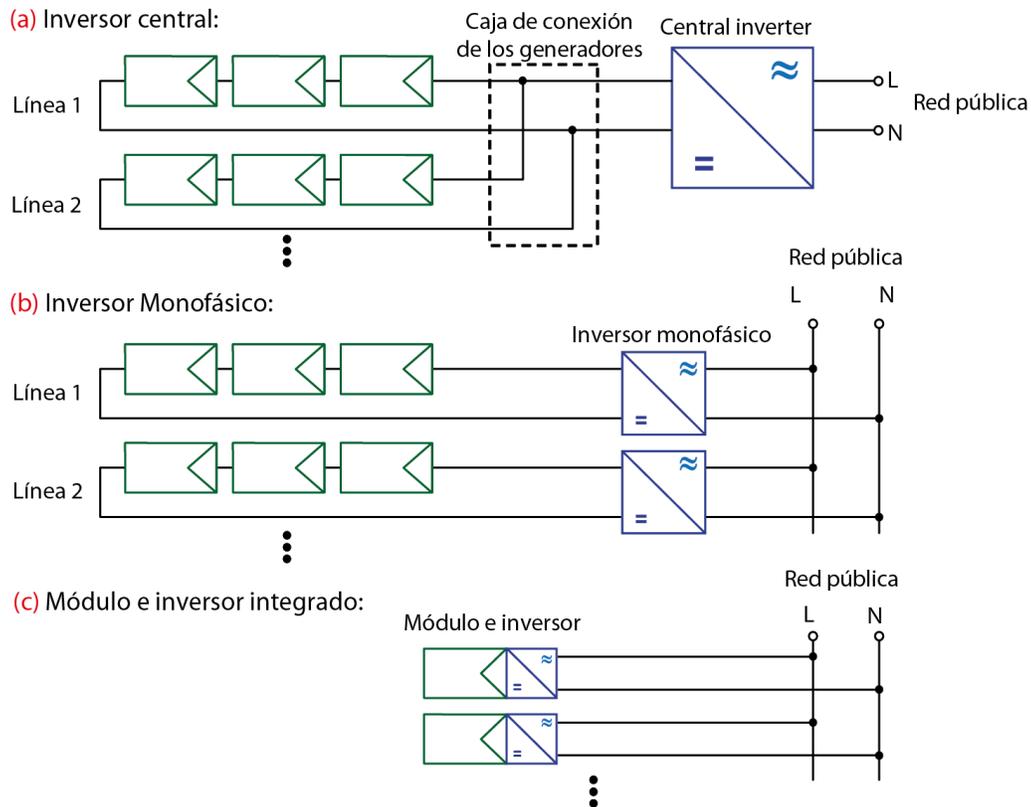


Fig. 13: Variación en la instalación de inversores para sistemas fotovoltaicos.
Fuente: Mertens (2014).

3.14 Dimensionamiento de voltaje y corriente para entrada al inversor

Los inversores trabajan hasta un voltaje máximo, que si es superado, dejarán de funcionar. Los momentos en los que se dan voltajes elevados son cuando la radiación directa es muy baja; es decir, al existir demasiada nubosidad. Esto se debe a que la corriente es muy baja y para compensar esto, los voltajes incrementan. Para calcular el número máximo de módulos fotovoltaicos que se pueden conectar en serie al inversor se aplica la Ecuación 1 (Mertens, 2014).

$$n_{max} = \frac{V_{Inv_MAX}}{V_{OC_PANEL}} \quad (1)$$

Donde n_{max} es el número máximo de paneles que pueden ser conectados al inversor; V_{Inv_MAX} es el voltaje máximo que tolera el inversor; y V_{OC_PANEL} es el voltaje de circuito abierto de los paneles.

Por otra parte, cuando los días presentan alta radiación se debe también calcular el número mínimo de paneles que deben ser conectados al inversor, para que este funcione en su punto de máxima potencia MPP; es decir, que el voltaje de entrada de los paneles al inversor debe ser mayor al voltaje mínimo que acepta dicho inversor, donde el número mínimo de paneles en serie para conectarse a un inversor se los calcula empleando la Ecuación 2 (Mertens, 2014).

$$n_{min} = \frac{V_{MPP_MIN}}{V_{MPP_PANEL}} \quad (2)$$

Donde n_{min} es el número mínimo de paneles que deben ser conectados al inversor; V_{MPP_MIN} es el voltaje mínimo que tolera el inversor para otorgar su máxima potencia; y V_{MPP_PANEL} es el voltaje en el cual el panel solar otorga su máxima potencia.

Para el caso de la corriente de entrada al inversor se debe calcular el número de líneas de entrada posibles (cada panel) mediante la Ecuación 3 (Mertens, 2014).

$$n_{Líneas} \leq \frac{I_{Inv_MAX}}{I_{Línea_MAX}} \quad (3)$$

Donde $n_{Líneas}$ es el número de líneas (paneles en paralelo) que deben ser conectadas al inversor; I_{Inv_MAX} es la corriente máxima que tolera el inversor; e $I_{Línea_MAX}$ es la corriente máxima que arroja cada línea (panel) y por cuestiones de seguridad se lo multiplica previamente por un factor de 1.25 debido a que el valor de $I_{Línea_MAX}$ lo entrega el fabricante y fue probado bajo condiciones de laboratorio a 1000 W/m^2 , pero en la realidad si se pueden alcanzar valores superiores (Mertens, 2014).

3.15 Sistemas aislados a la red

La instalación de sistemas aislados a la red generalmente sigue la configuración mostrada en la Fig. 14. Donde se utilizan baterías para almacenar energía; un controlador de carga el cual evita la sobrecarga de las baterías, y con una protección especial de descarga profunda (Bhuiyan & Ali Asgar, 2003; SMA Solar Technology AG, 2009).

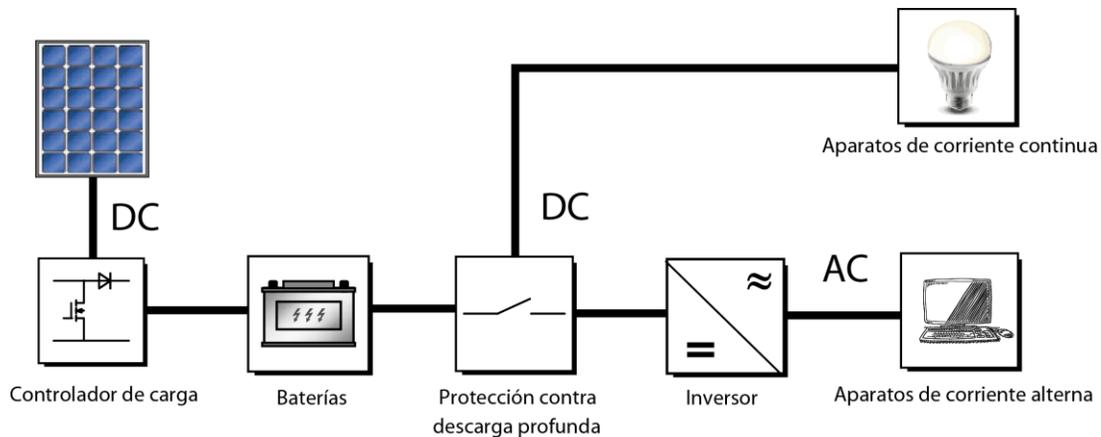


Fig. 14: Esquema de instalación de un sistema aislado a la red.
Fuente: Elaboración propia.

El dimensionamiento para los inversores toma las mismas consideraciones que en el caso del sistema conectado a red. Por otra parte el uso del controlador de carga es para proteger a la batería de sobrecarga y descarga profunda, prevenir las descargas no deseadas, monitorizar el estado de carga y en algunos casos ciertos controladores tienen la función de conversión de tensión y de seguidor de punto de máxima potencia MPP (Mertens, 2014; SMA Solar Technology AG, 2009).

Adicionalmente, para escoger el tipo de batería se debe considerar dos criterios: el primero que es el número de días de autonomía; es decir, cuando la radiación es tan baja que la producción es menor al consumo; y el segundo criterio es el aumento de la vida útil de la batería para una menor profundidad de descarga. Entonces para dimensionar el juego de baterías se emplea la Ecuación 4 (Mertens, 2014).

$$C_N = \frac{W * N_A}{0.7 * V_N} \quad (4)$$

Donde C_N es la capacidad que deben tener las baterías y viene expresado en Ah(amperios-hora); W es la energía diaria empleada en una vivienda o caso de estudio donde esté instalado el sistema fotovoltaico, expresado en Wh; N_A son los días de autonomía que se plantean para el sistema; 0.7 hace referencia a que la batería no debe estar descargada hasta menos del 30 %, en otras palabras, que se debe descargar solo el 70 %; V_N es el voltaje del sistema al cual opera la batería que generalmente son 12V.



3.16 Instalaciones a nivel mundial

A nivel mundial, los edificios representan el 40 % del consumo energético y del 70 al 72 % del uso de electricidad, con una pérdida de energía promedio de 15 %, atribuible principalmente a pérdidas por los sistemas de calefacción y refrigeración (INDRA, 2015; Kane Cres Center For renewable Energy Sources and Savings, 2015; ONYX SOLAR, 2011).

A causa de este elevado consumo y desperdicio energético, la mayoría de los productos fotovoltaicos ahora se despliegan en el mercado de generación de energía a gran escala, enfocándose en construir centrales eléctricas o como parte de estructuras construidas (BIPV, building integrated photovoltaics - edificio fotovoltaico integrado). El BIPV es particularmente prometedor, ya que compensa los costos de producción, minimiza el uso de superficie en el planeta y puede mejorar significativamente la apariencia de un edificio (Miles et al., 2005).

Zalamea León (2016) se enfoca en determinar el potencial solar integrado a cubiertas en viviendas unifamiliares, realizando un levantamiento geométrico de las cubiertas de las casas en Concepción, Chile, para así obtener indicadores, demandas energéticas y configuraciones formales de las edificaciones. Se destaca de esta investigación la posibilidad de optar por configuraciones donde se puede tener abastecimiento de energía y además lograr excedentes en el balance anual, pudiendo así considerarse la edificación como una fuente de energía que suministre a la red.

Farkas, Klaudia; Frontini, Francesco; Maturi, Laura; Scognamiglio, Alessandra; Munari Probst, Maria Cristina ; Roecker (2013) consideran que para nuevas edificaciones se debe tomar en cuenta que los paneles solares sean edificio-orientados; es decir, que tomen la posición e inclinación que se necesita en la estructura del edificio y no adecuarlos para cumplir específicamente con una posición de máxima eficiencia, lo cual reduce en cierta medida su producción de energía. Esto significa que existe una mayor gama de usos para los módulos solares con una función dentro de la edificación y enfocada a una aplicación específica de construcción, tal es el caso de su uso como revestimiento, elemento de fachada acristalada, valla, balcón, tejas, filtros solares para techo, entre otros.



En arquitectura y diseño, son varios los exponentes que manejan tecnología fotovoltaica incorporada al diseño de edificaciones. Por ejemplo, la empresa Onyx Solar combina sistemas activos y pasivos, utilizando paneles solares como aislamiento, sistemas de producción de energía y filtros de radiación infrarroja y ultravioleta. Entre los trabajos desarrollados por esta empresa se destaca el uso de paneles fotovoltaicos en cubiertas en la sede de Novartis en los Estados Unidos en East Hanover, Nueva Jersey, que cuenta con el mayor tragaluz fotovoltaico del mundo, con 27500 pies cuadrados (2544.83 m²) (GLASS, 2015; ONYX SOLAR, 2011); el museo Maxxi en Italia elaborado por Zaha Hadid Architects y ganador del RIBA (Royal Institute of British Architects) Stirling Prize 2010 (Basulto, 2010); y el edificio SML House, ganador del Solar Decathlon del año 2010.

En adición, Onyx Solar cuenta con vidrios solares de tecnología denominada “low-e” utilizados en fachadas como generadores de energía y como aislamiento, los cuales varían en espesor, color, transparencia y tamaño; estos han sido empleados en edificios en Málaga (España), en Punta Arenas (Chile) donde el 25 % de la energía es generada por su fachada, y en un edificio en Granada (España) donde se documentó una reducción de consumo energético de 50 %. Esta tecnología no solo es empleada para edificios nuevos sino también como restauración de otros ya existentes. Por ejemplo, en la academia de Mont Cenis en Béjar España se utilizaron mosaicos de paneles fotovoltaicos en su restauración (ONYX SOLAR, 2011).

Por otra parte, en Ontario, Canadá, se han desarrollado sistemas conectados a la red, permitiendo vender energía a la compañía de servicios públicos y también usar la energía de la red cuando sea necesario, donde el gobierno garantiza durante 20 años la compra total de energía para sistemas menores a 10 kW de potencia máxima de producción (Magwood, 2012).

Magwood (2012) menciona los dos programas que emplean los propietarios de tecnologías fotovoltaicas en la red en Ontario. El primero es el programa Micro-FIT, donde se instalan dos medidores, uno para la energía saliente que se vende a la compañía de servicios públicos y otro para la energía entrante para ser utilizado en el edificio. El propietario recibe un cheque por el valor total de la energía generada (0.384 \$/kWh), y recibe una factura por el valor total de la energía consumida (alrededor de 0.11 \$/kWh), garantizando un beneficio financiero incluso si la producción es menor. El segundo programa es Net Metering, que



posee un solo medidor, que cuando se consume energía de la red gira en sentido positivo, y en sentido contrario cuando lo que se genera por el sistema fotovoltaico es mayor al consumo.

De acuerdo a lo mostrado por McMahan et al. (2005), Japón y Alemania despuntan en el desarrollo de energía solar, con la incorporación de incentivos para sistemas fotovoltaicos en azoteas y cubiertas, teniendo un valor aproximado desde el año 2000 al 2005 en Alemania de 130 MW de energía solar fotovoltaica en la azotea, mientras que en Japón se han efectuado más de 100000 instalaciones comerciales y residenciales desde 1995 a 2005.

Khan, Abou-Arkaoub, & Ahsan (2013) muestran la metodología propuesta para la red eléctrica de Bangladesh, para evaluar la capacidad de exportación e importación de energía entre dos empresas eléctricas, dentro de un sistema interconectado con energías renovables y termoeléctricas, modelando el comportamiento de las unidades de generación fotovoltaica. El modelo consiste en dos sistemas, los cuales se abastecen entre sí cuando existe un exceso de demanda en cualquiera de ellos y cuando la capacidad de conexión de la energía residual soporte dicho abastecimiento.

Bie, Lin, Li, Jin, & Hua (2013) argumentan que, debido a la creciente demanda energética, el delicado estado del ambiente y la estructura desequilibrada del uso de la energía, China tendrá una transición inevitable hacia el uso de Smart-Grid, pues es uno de los máximos exponentes dentro del mercado para esta tecnología. De acuerdo al reporte de la Comisión Europea mostrado por Vincenzo et al. (2011), Dinamarca, Alemania, España y Reino Unido tienen cerca de la mitad de los proyectos de toda Europa relacionados a Smart-Grid.

En Ecuador quien apunta a proyectos de red inteligente Smart-Grid son: CENACE (Operador Nacional de Electricidad), CELEC EP (Corporación Eléctrica del Ecuador), Universidades, proveedores, Institutos de Investigación, CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), clientes, SAE (Servicio de Acreditación Ecuatoriano), INEN (Instituto Ecuatoriano de Normalización), y ETC (Emergency Telecommunications Cluster). Planteándose una red perfectamente definida, que soporte tecnologías actuales y futuras, flexibles, en evolución, y que sean compatibles con los sistemas de información. En Ecuador estos modelos empezaron en 2011, por la modernización de los sistemas



empleados para medición y por los procesos que se llevaban a cabo en las empresas eléctricas (Inga Ortega, 2012; Torres, 2013). Sin embargo, aún no se puede hablar de un sistema de Smart-Grid definido (Gook-hwan, Young-Seok, Hyeon-Jeong, & Ya-Ya, 2013).

El 24 de enero de 2017, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable conjuntamente con el apoyo de diversos sectores presentaron el Programa de Redes Inteligentes Ecuador, para optimizar la forma de planificación y operación de los sistemas eléctricos, teniendo un registro en tiempo real de cada elemento dentro del sistema eléctrico desde la producción hasta los consumidores (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017).

3.17 Análisis de ciclo de vida, beneficios ambientales y reducción de emisiones

El análisis de ciclo de vida constituye una herramienta para la evaluación del perfil ambiental de un producto o tipo de tecnología desde la cuna a la tumba, ofreciendo una evaluación de los impactos ambientales de producción a gran escala, así como la identificación de rutas hacia una producción energética sostenible. Este análisis, en cuanto a tecnologías energéticas es esencial, dado que los flujos de materia y energía a menudo se ven entrelazados, y además diversas emisiones al ambiente pueden producirse en diferentes etapas del ciclo de vida (Anctil & Fthenakis, 2012; Baharwani, Meena, Dubey, Brighu, & Mathur, 2014).

La Organización Internacional de Normalización (ISO) ha estandarizado los principios básicos del análisis de ciclo de vida, el que consiste de cuatro etapas interrelacionadas (Organización Internacional de Normalización (ISO), 2006): definición de meta y alcance (o definición de límites del sistema), análisis de inventario, evaluación de impacto e interpretación de resultados.

La definición de meta y alcance describe el objetivo, el sistema y define la unidad funcional a estudiar. El flujo de contaminantes, materiales y recursos son registrados en el análisis de inventario. Los flujos elementales de la etapa anterior son caracterizados y agregados a diferentes problemas ambientales en la evaluación de impactos de ciclo de vida. Finalmente, las conclusiones del análisis son obtenidas en la etapa de interpretación, estas servirán para planeación estratégica de mejoras del producto, comparación de ciclos de

vida entre distintas tecnologías o para evidenciar el cumplimiento de directivas ambientales (PRé Consultants, 2012).

Dado que el análisis de ciclo vida de un sistema fotovoltaico exige una alta especificidad, que no entra en las competencias de esta investigación, se presentan procedimientos y resultados generales de algunos estudios dedicados por entero a realizar este tipo de análisis.

Uno de los estudios más actuales por Sagani, Mihelis, & Dedoussis (2017), muestra el desarrollo de las distintas etapas del análisis de ciclo de vida:

3.17.1 Definición de límites del sistema

Como se expone en la Fig. 15, para sistemas fotovoltaicos esta etapa contempla la obtención de materias primas, su procesamiento y purificación, la manufactura de los módulos, la instalación y uso del sistema, y finalmente el desmantelamiento, disposición o reciclaje del sistema. La producción de módulos fotovoltaicos inicia con la extracción de materias primas, continuando con su purificación para la obtención de silicio de grado fotovoltaico. La eventual interconexión de las celdas individuales producidas en patrones en serie y en paralelo constituye la etapa final de la fabricación de los módulos.

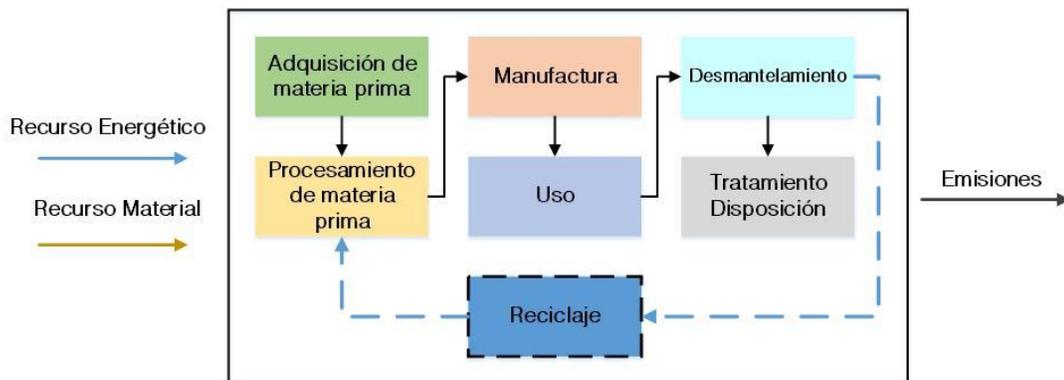


Fig. 15: Definición de límites del sistema para análisis de ciclo de vida.
Fuente: Modificado de Sagani et al. (2017).

Por lo general la unidad funcional del análisis de ciclo de vida es definida como 1 m² de área modular, aunque también se considera la provisión de una función específica, por ejemplo 1 kWh de energía producida (Vasilis M. Fthenakis et al., 2012).



3.17.2 Inventario de ciclo de vida

Esta fase incluye la compilación de datos de materiales, flujos de energía y emisiones durante el ciclo de vida del sistema fotovoltaico. El proceso recoge datos desde la reducción de la sílice hasta la manufactura de estructuras de montaje y equipos de conversión de energía. Se incluyen los procesos de transporte en todas las etapas de producción, los tratamientos de los desechos de producción y contaminantes específicos de recursos como agua y aire (Jungbluth, 2005).

Es esencial que la información a emplear sea actualizada para evitar conclusiones no representativas. Para crear este inventario se requiere información detallada de todos los procesos involucrados en la definición del sistema, pudiendo obtenerse estos datos del *Crystal Clear Project* de la Comisión Europea, que constituye una de las bases de datos más completas a nivel mundial en este aspecto (Sagani et al., 2017).

Merece una mención especial el proceso de reciclaje, dado que en mucha de la literatura no se lo considera relevante por el tiempo de vida útil de los módulos fotovoltaicos (aproximadamente 30 años); sin embargo, existen empresas a nivel mundial orientadas al reciclaje de sus productos, tanto de desechos del proceso de manufactura como de fin de ciclo de vida. Empresas como Deutshe Solar en Alemania, han propuesto un sistema de recuperación voluntario capaz de crecer para solventar las demandas futuras de reciclaje, siendo capaz de procesar módulos de silicio cristalino y de película delgada. También Soltech, en Bélgica, ha desarrollado un proceso de reciclaje para celdas de silicio, asegurando que tras este proceso las celdas tienen una alta eficiencia, permitiendo que el Periodo de Retorno Energético disminuya drásticamente. Asimismo, First Solar en Estados Unidos es una de las primeras empresas en disponer de instalaciones de reciclaje, desarrollando dos tecnologías de reciclaje para módulos de telururo de cadmio para fin de vida útil como para desechos de chatarra (Miles et al., 2005)

3.17.3 Evaluación de impactos de ciclo de vida:

Esta etapa contempla el cómputo de ciertas métricas relevantes del análisis, siendo las siguientes, acorde a la literatura revisada (Alsema & de Wild-Schoten, 2007; Dale & Benson,



2013; V. M. Fthenakis & Kim, 2011; Vasilis M. Fthenakis, Hyung, & Alsema, 2008; Sagani et al., 2017):

- a) **Emisiones de gases de efecto invernadero** (GHG, por sus siglas en inglés): Emisiones producidas a largo de las etapas de ciclo de vida de un sistema fotovoltaico, estimadas en toneladas equivalentes de CO₂ empleando un horizonte de 100 años. Estas emisiones incluyen CO₂, CH₄, N₂O, CFCs con PCGs¹ de 1, 23, 296 y 4600-10600, respectivamente (V. M. Fthenakis & Kim, 2011).
- b) **Energía de retorno de inversión** (EROI, por sus siglas en inglés): radio adimensional que representa cuántas veces a lo largo de su vida el sistema generaría la energía acumulada empleada en su producción. Se calcula en función del periodo de retorno energético y el tiempo de vida útil (Vasilis M. Fthenakis et al., 2012).
- c) **Periodo de retorno energético** (EPBT, por sus siglas en inglés): denota el tiempo requerido para compensar el total de energía primaria requerida durante el ciclo de vida del sistema fotovoltaico (Ancil & Fthenakis, 2012).
- d) **Demanda acumulada de energía** (CED, por sus siglas en inglés): describe el consumo total de energía de fuentes no renovables y renovables a lo largo del ciclo de vida del producto.
- e) **Requerimiento de energía primaria** (PER, por sus siglas en inglés): expresado en GJ (Giga Joules) de poder calorífico inferior, definido como la energía asociada con la masa de recursos naturales que no han pasado por conversiones antropogénicas y que debe ser transportada y convertida para emplearse como energía útil (Sagani et al., 2017)

Se consideran otras métricas como el potencial de acidificación, que es la contribución al aumento de acidez del suelo y agua por lixiviación o deposición de desechos, mayoritariamente debido al dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno emitidos durante la

¹ PCG: Potencial de Calentamiento Global es un indicador del efecto radiativo relativo de una sustancia comparada con el CO₂, integrado en un horizonte de 25 o 100 años.



producción basada en fuentes de energía fósil como el carbón; y la toxicidad, definida como la introducción de sustancias tóxicas y peligrosas en el ambiente que puedan afectar la salud de personas o animales (Anctil & Fthenakis, 2012).

De las métricas detalladas, por lo general son empleadas dos de ellas para tener una idea global del comportamiento ambiental de un sistema fotovoltaico, siendo el Periodo de Retorno Energético que, según Vasilis M. Fthenakis et al. (2008), se establece en valores de 2.2, 2.7, y 1.1 años para módulos de silicio policristalino, silicio monocristalino y de telururo de Cadmio, respectivamente, esto medido bajo una irradiación de 1700 kWh/m²/año. Se consideran también las emisiones de gases de efecto invernadero, las cuales suelen variar mucho de autor a autor.

En 2011, la *World Nuclear Association* publicó una comparación de las emisiones de distintas fuentes renovables como no renovables donde se puede ver que los sistemas fotovoltaicos tienen menores emisiones que las fuentes convencionales de energía, pero mayores a otros sistemas de energía renovable (Tabla 5):

Tabla 5: Comparación de emisiones por fuente energética.
Fuente: NREL (2013a)*; World Nuclear Association (2011).

Tecnología	Promedio de emisiones (tCO ₂ eq/ GWh)
Lignito	1.054
Carbón	888
Petróleo	733
Gas natural	499
Solar Fotovoltaica	85/45*
Biomasa	45
Nuclear	29
Hidroeléctrica	26
Eólica	26

*Mediana calculada como medida de tendencia central más representativa.

Para clarificar y proveer mejores estimaciones de emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida de sistemas fotovoltaicos, NREL (*National Renewable Energy*



Laboratory) en 2012 condujo el *Life Cycle Assessment Harmonization Project* (NREL, 2012). Este proyecto armonizó los resultados de varias publicaciones. De esta forma se estableció que la mediana armonizada de emisiones de gases de efecto invernadero para sistemas fotovoltaicos basados en silicio es de 45 tCO₂eq/GWh, mucho menor que la mediana estimada en publicaciones, establecida en 57 tCO₂eq/ GWh (NREL, 2013a).

3.17.4 Interpretación

Esta etapa es conducida al final de todos los procesos del análisis de ciclo de vida, permitiendo visualizar las mejoras que puedan hacerse o los puntos sobre los cuales se deben concentrar esfuerzos.

3.18 Integración de sistemas fotovoltaicos en entornos urbanos

Los sistemas fotovoltaicos generalmente son vistos como factores de impactos ambientales positivos que no generan ruido ni emisiones en su fase operativa. Es una de las tecnologías de energías renovables más viables para uso en entornos urbanos al reemplazar materiales de revestimiento en edificaciones. También constituyen una opción atractiva en áreas escénicas como reservas naturales al evitar la presencia de postes y tendido eléctrico; sin embargo, no está exento de provocar ciertas afecciones al ambiente (Tsoutsos, Frantzeskaki, & Gekas, 2005).

Tsoutsos et al. (2005) hacen una revisión de los impactos al ambiente, específicamente sobre el uso de tierras e impactos visuales, que supone una instalación fotovoltaica y provee ciertos lineamientos para que estos se vean minimizados. El impacto sobre el recurso suelo depende de factores como la topografía del paisaje, área por cubrirse por el sistema fotovoltaico, tipo de suelo, biodiversidad, entre otros. El principal impacto se da en las etapas de transporte, montaje, y construcción. Por otra parte, instalar un sistema fotovoltaico en tierras cultivables puede llegar a que se sacrifiquen tierras productivas y desencadenar problemas sociales. A pesar de ser una fuente compacta de energía, este tipo de tecnología requiere grandes extensiones de tierra, incluso mayores a las requeridas por instalaciones de gas natural y carbón (Swain, Lovering, Blomqvist, Nordhaus, & Hernandez, 2015); sin embargo, dados los beneficios ambientales que proporciona y las



mejoras continuas, tiene el potencial de seguir reduciendo el uso de tierra requerido y sus impactos asociados.

Los impactos visuales a esperarse dependen del tipo de entorno en que se emplace el sistema fotovoltaico, siendo mayores en zonas cercanas a áreas de gran belleza escénica. Se propone la integración de los sistemas fotovoltaicos en las edificaciones, donde los módulos puedan emplearse como elementos de revestimiento de edificaciones que incluso pueden tener otras funciones como sombreado y extracción de calor. Estas estrategias permiten que el impacto visual sea menor y que el entorno urbano pueda ser el responsable de su producción energética aprovechando su propio espacio, sin necesidad de una expansión territorial destinada a este efecto (Tsoutsos et al., 2005).

Dada la importancia de la energía en entornos urbanos, cabe mencionar el concepto de metabolismo urbano, el cual es definido como el estudio de los flujos de materia y energía resultantes de actividades socioeconómicas urbanas y procesos biogeoquímicos a nivel regional y global, definiendo el comportamiento de producción y consumo del entorno. De esta forma el metabolismo urbano provee perspectivas y conocimiento útiles en cuanto al comportamiento de las ciudades para el propósito de avanzar hacia un futuro más ecológicamente responsable (Fernández, 2017).

En este contexto, actualmente la demanda energética es el factor que más define a una ciudad moderna, siendo sus usos mayoritarios en climatización, iluminación, aplicaciones eléctricas, electrónicas, y transporte. La generación de energía en áreas urbanas, ha demostrado ser mejor con la integración de paneles fotovoltaicos en edificaciones tanto en fachadas como en cubiertas. Muchas ciudades europeas van incorporando sistemas fotovoltaicos como opción relevante, alcanzando el calificativo de ciudades solares, libres en gran medida de energía proveniente de fuentes fósiles (Kouloumpi, 2012).

Disch (2010) expone en su manifiesto el concepto “Plus Energy Buildings”, definiéndolo como edificaciones que se abastecen en su totalidad por fuentes renovables, y a su vez generan un excedente de energía. Disch menciona que esto ya ha sido probado y construido ya hace tiempo tanto a nivel residencial, comercial y de oficina, tanto en construcciones nuevas como en remodelaciones y a su vez en entornos de altas y bajas latitudes como a nivel ecuatorial.

4. METODOLOGÍA

El presente trabajo investiga el desempeño energético de paneles solares monocristalinos al variar su orientación e inclinación en concordancia a configuraciones frecuentes de techumbres de edificaciones del Centro Histórico de Cuenca. Se realizó una evaluación de los efectos de acumulación de suciedad en la superficie de los paneles fotovoltaicos, determinando su influencia en la eficiencia del sistema. Adicionalmente, se ejecutó una evaluación de la fiabilidad de simulaciones realizadas con el software TRNSYS, al compararlas con valores medidos in-situ; la base de datos empleada en la simulación correspondió al año 2016, simulándose doce días del mes de diciembre para un panel horizontal y dos días del mismo mes para un panel orientado hacia el Este a 14°. Finalmente se ejecutó una evaluación técnica, económica y ambiental de la incorporación de sistemas fotovoltaicos en la cubierta de edificaciones del Centro Histórico de la ciudad. La metodología para cada caso es descrita a continuación.

Se trasladó e instaló la estación meteorológica perteneciente al departamento de investigación PROMAS de la Universidad de Cuenca, conjuntamente con tres paneles solares monocristalinos con potencia nominal de 100 W con las siguientes dimensiones: 0.54 m de ancho y 1.2 m de largo; mismos que se ubicaron sobre la terraza del edificio de la Facultad de Arquitectura y Urbanismo de la Universidad de Cuenca.

Los paneles se ubicaron en orientación norte, sur, este y oeste. En cada orientación se seleccionaron distintas inclinaciones que corresponden a pendientes de casos típicos de techumbre del Centro Histórico, según datos obtenidos del levantamiento de información del proyecto “Determinación de potencial de integración arquitectónica de captación solar activa en tipología constructiva de baja altura en centro patrimonial de ciudades andinas. Caso de Estudio Cuenca, Ecuador” del año 2016, y de información provista del informe del “Taller Integral II – Restauración” del año 2013, desarrollado en la Facultad de Arquitectura en el área de estudio de San Roque por el programa VLIR CPM; siendo estas pendientes: 14°, 18.26°, 26.56° y teniendo además una superficie a 0° utilizada como control. Las mediciones se realizaron con ayuda del equipo HIOKI PW 3337-03, mismo que proporcionó lecturas de Voltaje (V), corriente (A) y potencia (W) de los tres paneles solares monocristalinos.

Previo a las mediciones, se diseñaron y fabricaron soportes con ángulos de hierro de tres centímetros y un espesor de tres milímetros (Fig. 16). Dichos soportes se fabricaron acorde a las dimensiones de los tres paneles solares y en su base se colocaron cilindros de hormigón para dar mayor estabilidad a la estructura. Cabe destacar que los soportes únicamente son útiles a nivel experimental, puesto que su peso y diseño dificultan su disposición sobre las cubiertas de las edificaciones. La Fig. 16 muestra el soporte izquierdo, que al reflejarla da como resultado el soporte derecho. Cada panel necesita dos soportes (derecho e izquierdo) lo que da un total de seis estructuras para los tres paneles a emplear. Las piezas móviles de los soportes permitieron variar el ángulo de inclinación entre: 0 °, 14°, 18.26°, 26.56°, y 45°, que fueron medidos con un clinómetro digital. De estas inclinaciones, únicamente la inclinación de 45° no fue empleada dentro de este estudio, debido a lo expuesto en el tercer párrafo de la metodología; mientras que la inclinación de 0° correspondió a la inclinación control.

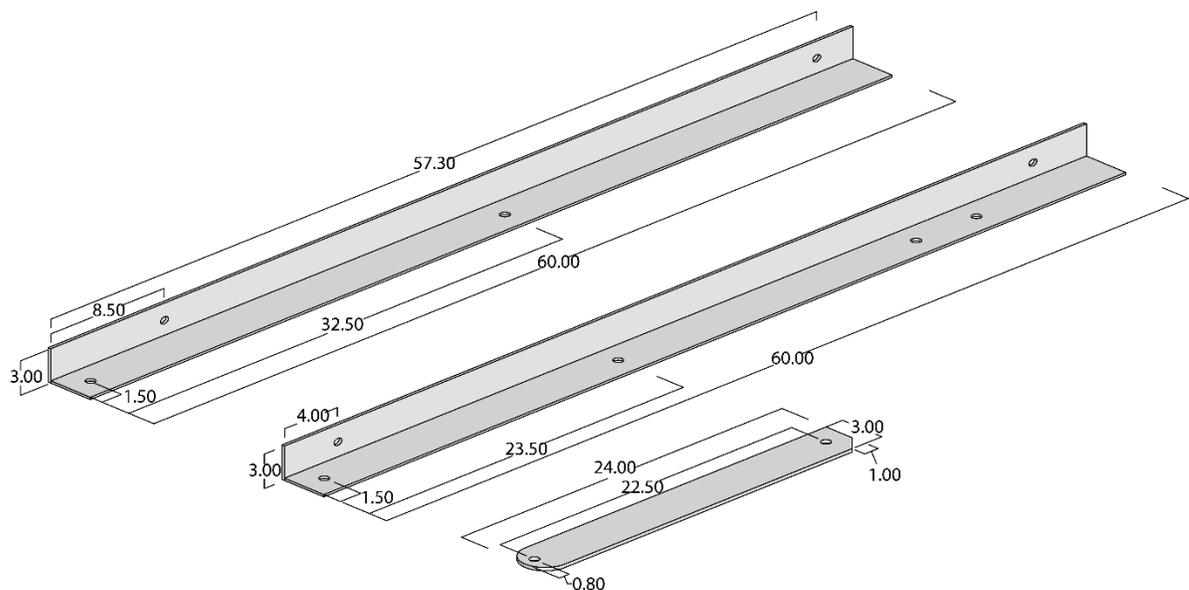


Fig. 16: Planos de soporte izquierdo para un panel solar de 0.654 m² (Las dimensiones están en centímetros). Fuente: Elaboración propia.

Los soportes se los pueden apreciar armados en la Fig. 17 y la estructura montada con el panel y los cilindros de hormigón en la Fig. 18. Este diseño no puede ser empleado para el uso sobre cubiertas, por no presentar mecanismos de sujeción ni unión para adaptarlos a las superficies de los techos.

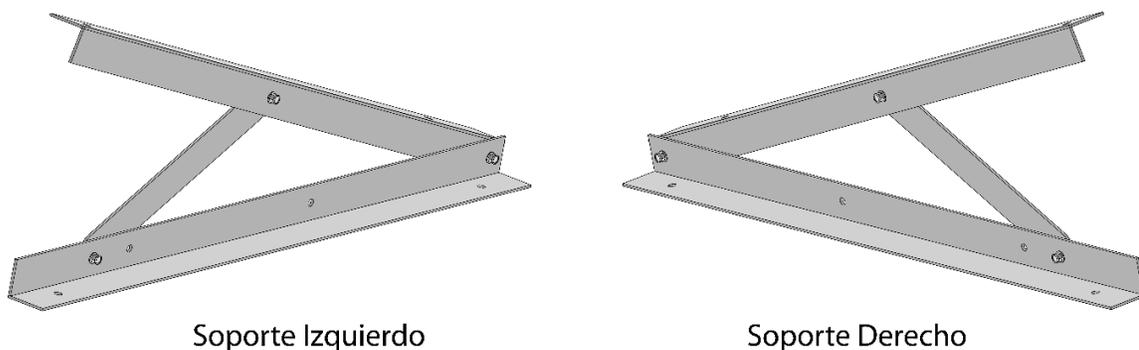


Fig. 17: Soporte izquierdo y derecho para paneles de 0.65 m^2 , con regulación de su inclinación a: 0° , 14° , 18.26° , 26.56° y 45° .
Fuente: Elaboración propia.



Fig. 18: Paneles monocristalinos montados sobre soportes de hierro con bases cilíndricas de cemento.
Fuente: Fotografía propia.
Lugar: Terraza de la Facultad de Arquitectura y Urbanismo de la Universidad de Cuenca.

La metodología se subdividió en las siguientes actividades, planteadas en base a los objetivos específicos:

Actividad 1: Correspondiente al objetivo específico 1 (Evaluar la eficiencia de los paneles solares monocristalinos para generación eléctrica al variar su inclinación y orientación en condiciones de radiación de Cuenca).

Para la evaluación del desempeño de los tres paneles monocristalinos se emplearon las inclinaciones mostradas en la Fig. 19.

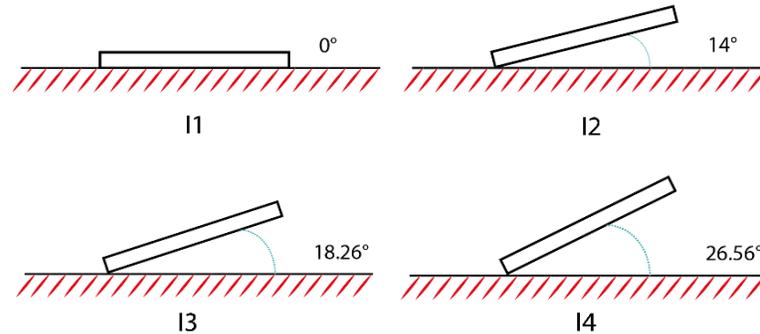


Fig. 19: Inclinaciones propuestas para la evaluación de eficiencia de paneles monocristalinos.
Fuente: Elaboración propia.

Se orientaron los tres paneles hacia el este durante los tres primeros días de medición, y con diferentes inclinaciones de acuerdo a como se muestra en la Tabla 6. A cada panel se le asignó un código, A, B y C, respectivamente; a su vez I1, I2, I3, I4 fueron los códigos para las inclinaciones representadas en la Fig. 19. Para el caso de estudio el panel A funcionó como control al no cambiar su inclinación (I1=0°), mientras que los paneles B y C cambiaron su inclinación desde I2 a I4 (14°, 18.26° y 26.56°), correspondientes a las inclinaciones frecuentes en edificaciones bajas típicas del Centro Histórico, descritas en el tercer párrafo de la metodología.

Tabla 6: Metodología para la medición de eficiencia de paneles solares monocristalinos en base a su inclinación.
Fuente: Elaboración propia.

Día	INCLINACIÓN			
	I1	I2	I3	I4
1	 A	 B	 C	
2	 A		 B	 C
3	 A	 C		 B

A, B, C: Código de los paneles

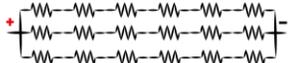
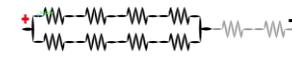
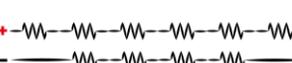
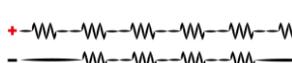
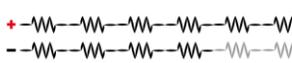
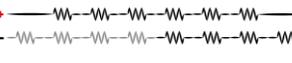
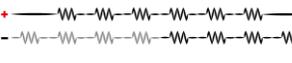
I1, I2, I3, I4: Inclinaciones correspondientes a 0°, 14°, 18.26°, 26.56°

Posteriormente cada uno de los paneles fue conectado a una carga variable de resistencias y al equipo HIOKI PW 3337-03. La carga mínima de resistencias se la diseñó tomando en cuenta las especificaciones de los paneles, para este caso, se consideró la potencia nominal o potencia máxima de 100 W, y el voltaje de salida a dicha potencia nominal, que es igual a 17.3 V; con estos valores se estimó la resistencia mínima de tres ohmios (3 Ω) de acuerdo a la Ecuación 5 (Meier, 2006).

$$R = \frac{V^2}{P} \tag{5}$$

Donde, R es la resistencia, V el voltaje y P la potencia. Adicionalmente, debido a que durante todo el periodo de medición la radiación es variable, la carga de resistencias también debe ser variable, es por ello que se emplearon distintas cargas para cada panel como se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7: Resistencias empleadas como cargas variables.
Fuente: Elaboración propia.

PANELES			RESIST.
A	B	C	(Ω)
			3
			6
			8
			10
			13
			15
			17
			19
	1.5 Ω 10 W		1 Ω 10 W

Por otra parte el equipo HIOKI PW 3337-03 se empleó para medir el voltaje, la corriente y la potencia de los tres paneles simultáneamente. Este equipo consta de tres canales de entrada y salida de información en donde cada panel ocupa un canal. Cada panel con su respectiva carga fue conectado al equipo mediante la configuración presentada en la Fig. 17.

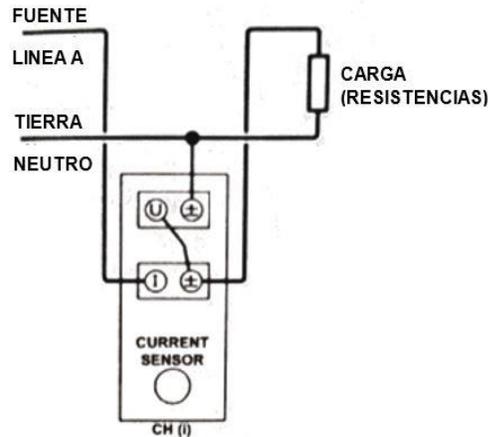


Fig. 20: Configuración para conexión al equipo HIOKI PW 3337-03 para los canales CH1, CH2, CH3.

Fuente: Hioki E E Corporation (2016b)

Esta configuración fue utilizada ya que es la que presenta menos pérdidas durante la medición; dichas pérdidas se calcularon mediante la Ecuación 6 (Hioki E E Corporation, 2016).

$$p = \frac{V^2}{2000000} \quad (6)$$

Donde, p es igual a las pérdidas expresadas en W, V es el voltaje de la fuente expresada en voltios [V].

Para obtener los valores de voltaje, corriente y potencia en un archivo del tipo `.txt` o `.csv` se empleó un script en el programa MatLab que vinculaba el equipo HIOKI PW3337-03 con un computador mediante un conector RS-232C USB serial, así como también el ingreso manual de datos debido a desfases con el cronómetro dentro del script de programación. Las mediciones realizadas empezaron entre las 07h30 y las 07h40 y culminaron a las 17h00. Los datos fueron tomados en un intervalo de cinco minutos y posteriormente



promediados para una hora. De esta forma se obtuvo una tabla con valores promedio, entre las 7h00 y las 17h00, de voltaje, corriente, potencia, radiación y eficiencia de los tres canales (tres paneles). Los valores promedio de potencia entre las 7h00 y 17h00 se sumaron dando un resultado expresado en Wh/día (día hace referencia a día de medición ; es decir, nueve horas) para los tres paneles. Los valores obtenidos en Wh/día se los dividió de la siguiente manera: Panel B dividido para el Panel A (panel de control a 0°) y el Panel C dividido para el Panel A. En donde, si el valor obtenido es mayor a uno, significa que el panel inclinado tiene un mayor desempeño en relación al panel de control a 0°; caso contrario si su valor es menor a uno, significa que el panel horizontal (control) es quien presenta un mejor desempeño.

Adicionalmente se calcularon las eficiencias promedio en base a la Ecuación 7 (Miles et al., 2005; ten Kate, de Jong, Hintzen, & van der Kolk, 2013; Wolfe, 2013), que fueron expresadas en porcentaje para cada hora del día entre las 07h00 y 17h00.

$$\eta = \frac{P}{E * A_c} * 100 \quad (7)$$

Donde, η es la eficiencia del panel expresada en porcentaje, P es la potencia medida en W, E es la irradiancia medida en W/m², y A_c es el área del panel fotovoltaico expresada en m². Esta metodología se replicó en todas las orientaciones; es decir, los primeros tres días hacia el este, los tres siguientes hacia el sur, posteriormente al oeste y finalmente al norte. Para obtener mejores resultados, se obtuvieron además promedios horarios de las razones (divisiones) entre el panel B y A, y entre el panel C y A y así establecer mejores conclusiones.

Actividad 2: Correspondiente al objetivo específico 2 (Comparar eficiencias para determinar la ubicación óptima de los paneles solares en la cubierta de las edificaciones del Centro Histórico de Cuenca).

Con los resultados obtenidos al cumplir la Actividad 1, se compararon los rendimientos en cada orientación; es decir, se comparó el panel con la mayor eficiencia orientado hacia el norte, con el panel de mayor eficiencia orientado hacia el sur, al este y al oeste, sin considerar los paneles horizontales (0°). Para este caso, el panel empleado como control

fue el orientado hacia el Sur a 26.56°. El análisis se realizó durante tres días acorde a la metodología presentada en la Tabla 8, con los paneles conectados a la carga y al equipo HIOKI 3337-03 utilizando la misma configuración mostrada en la Fig. 20.

*Tabla 8: Metodología para la medición de eficiencia de paneles solares monocristalinos en base a su orientación.
Fuente: Elaboración propia.*

Día	ORIENTACIÓN			
	S (26.56°)	E (14°)	N (18.26°)	O (18.26°)
1				
2				
3				

Para determinar la mejor configuración en base a su orientación se calcularon razones geométricas de la energía diaria generada, expresada en Wh/día, dividiendo los valores del panel orientado hacia el Este a 14° para los del panel orientado hacia el Sur a 26.56°; de igual forma, los valores del panel orientado hacia el Norte a 18.26° y el Oeste a 18.26°, fueron divididos para el valor del panel hacia el sur a 26.56°. Entonces, si el valor obtenido de dicha división es mayor a uno, significa que el panel tiene un mayor desempeño en relación al panel de control (Sur a 26.56°); caso contrario, si su valor es menor a uno, significa que el panel orientado hacia el sur es el que presenta un mejor desempeño.

Actividad 3: Correspondiente al objetivo específico 3 (Determinar la influencia de la acumulación de suciedad en la eficiencia de paneles solares monocristalinos).

Con la determinación del ángulo y orientación óptimos de las Actividades 1 y 2, se dispusieron los tres paneles en la configuración óptima que resultó ser el panel orientado hacia el Este a 14°; es decir, los tres paneles a la misma orientación e inclinación, denominándolos panel A, B y C. Para realizar las mediciones se dejaron los paneles expuestos a las condiciones naturales del lugar, permitiendo así que los paneles acumulen suciedad paulatinamente hasta el día 21, en el cual se dieron por finalizadas las mediciones. Esto fue debido a que el día 28 de acumulación de suciedad los paneles se encontraban

nuevamente limpios por acción de la precipitación, entonces el día 21 fue el día que presentó la mayor pérdida de eficiencia. La metodología empleada se muestra en la Tabla 9.

*Tabla 9: Metodología para la evaluación de eficiencia de paneles monocristalinos en función de la acumulación de suciedad.
Fuente: Elaboración propia.*

PANELES	DÍA		
	Día 7	Día 14	Día 21
 A	Limpieza	Limpieza	Limpieza
 B	Sin limpieza	Sin limpieza	Sin limpieza
 C	Sin limpieza	Sin limpieza	Sin limpieza

Los paneles A, B, C tienen la misma orientación e inclinación, hacia el Este a 14°

El panel de control A, se limpió antes de realizar las mediciones con una solución de agua, alcohol y jabón de baño para la mayor remoción de suciedad; mientras que a los paneles B y C no se les realizó ningún tratamiento y fueron los que sirvieron para medir el efecto que tiene la suciedad en la eficiencia en comparación al panel limpio. Es necesario destacar que no se cuantificó la suciedad acumulada en la superficie de los paneles, sino que se midió la salida de potencia de los paneles para así determinar el porcentaje de disminución de la producción de energía en función a los días de acumulación y los eventos de precipitación, los cuales limpian a los paneles.

Los datos obtenidos en Wh/día se los procesó de la siguiente manera: el valor en Wh/día del panel B dividido para el panel A, y el valor del panel C dividido para el panel A. Donde en caso de que los valores de dichas divisiones sean menores a uno, significa que existe una influencia negativa de la suciedad en la eficiencia, caso contrario el desempeño de los paneles es indiferente a la acumulación de suciedad.

Actividad 4: Correspondiente al objetivo específico 4 (Ejecutar simulaciones en el software TRNSYS, y compararlas con mediciones in-situ).



TRNSYS es un software desarrollado por la Universidad de Wisconsin, ampliamente usado en sistemas ingenieriles de energías renovables para simulación de sistemas solares activos y pasivos. Consta de dos componentes principales: el *kernel*, o motor que procesa los archivos de entrada, resuelve los sistemas propuestos y grafica las variables involucradas; y la biblioteca de componentes, cada uno de los cuales modelan el desempeño de una parte del sistema propuesto (Solar Energy Laboratory- University of Wisconsin-Madison, TRANSSOLAR Energietechnik GmbH, CSTB - Centre Scientifique et Technique du Bâtiment, & TESS – Thermal Energy Systems Specialists, 2010).

TRNSYS utiliza archivos climáticos de entrada en formatos específicos, siendo los más empleados: *.tmy* (*Typical Meteorological Year*, en sus versiones 1, 2, y 3) y *.epw* (*Energy Plus Weather File*). Por conveniencia se trabajó con los archivos de extensión *.epw*. Tomando como referencia un archivo climático de Cuenca, de extensión *.epw*, del cual se verificaron las variables requeridas para la generación de un nuevo archivo climático con datos obtenidos de estaciones meteorológicas cercanas a la zona de ubicación de los paneles fotovoltaicos. Se trabajó con datos provistos por la Universidad Politécnica Salesiana (UPS), dado que las estaciones que maneja esta institución miden radiación global y difusa. La radiación directa fue calculada al sustraer la radiación difusa de la global (Wong & Chow, 2001).

Se generaron tres archivos climáticos para el año 2014, 2015 y 2016 (todos disponibles y listos para ser empleados en TRNSYS o software de prestaciones similares), empleándose únicamente el de 2016 para la comparación con los valores medidos in-situ. Para el archivo climático del año 2014 fueron empleados datos de la estación ubicada en la UPS; los datos del archivo de 2015 corresponden a la estación ubicada en el Colegio Técnico Salesiano (CTS), y para el año 2016 también se emplearon datos de la estación del CTS, ubicada a 1.69 km de la terraza de la Facultad de Arquitectura donde se efectuaron las mediciones.

Dentro del procesamiento de datos climáticos se detectaron ciertos valores atípicos en la base de datos del 2016 obtenida de la UPS, por lo que se ejecutó un control de calidad para todas las variables meteorológicas disponibles, según lo recomendado para la localidad (ETAPA EP, 2014), obteniéndose una base de datos anual depurada y consistente con las lecturas de la estación del PROMAS. Se verificó que no existe variabilidad espacial entre los datos de la estación del PROMAS y la del CTS para el parámetro de radiación global,



mediante un test ANOVA, por lo que el uso del archivo climático generado a partir de la estación del CTS es válido. Los archivos finales constan de promedios horarios medidos a lo largo de los años seleccionados. Obtenidos todos estos datos, se empleó el software *EnergyPlus* para cambiar el formato del archivo climático de .csv a .epw.

Para el modelamiento del sistema fotovoltaico en *TRNSYS*, se consideraron componentes que representen fiablemente los equipos empleados in-situ o que permitan modificaciones para lograr la similitud deseada. Los componentes empleados son los mostrados en la Tabla 10:

Tabla 10: Componentes utilizados dentro del modelo de *TRNSYS* para sistemas fotovoltaicos.
Fuente: Elaboración propia.

COMPONENTES EMPLEADOS

Type 89f	Lee datos a intervalos regulares de tiempo desde un archivo climático externo. Este componente es específico para leer archivos en formato .epw.
Type 16i	Procesador de radiación. Interpola datos de radiación, calcula valores referentes a la posición del sol, y estima la insolación sobre un número específico de superficies de orientaciones fijas y variables. Emplea varios algoritmos para calcular la radiación sobre superficies inclinadas.
Type 57	Permite la conversión de unidades dentro del programa. Es de utilidad dado que ciertos componentes de <i>TRNSYS</i> emplean distintos sistemas de unidades.
Type 94a	Modela el desempeño de un arreglo fotovoltaico. Útil en simulaciones que involucren almacenamiento en baterías, acoplamiento de cargas y conexiones a red.
Type 25a	Permite exportar los resultados de las simulaciones mediante la generación de un archivo externo, de preferencia hacia una hoja de cálculo de Excel.

Adicionalmente, para especificar algunas variables como la latitud y el cambio en la hora solar (Latitud de la zona de referencia – Latitud del punto de estudio), se utilizó la herramienta *Insert new equation*, definiendo estos parámetros a ser leídos por el programa.



Se realizó una regresión lineal para comparar los resultados obtenidos con el modelo y las mediciones in-situ, así como también el cálculo de la raíz del error cuadrático medio (RMSE por sus siglas en inglés) y su valor normalizado (Al Riza, Haq Gilani, & Shiraz Aris, 2010).

Actividad 5: Correspondiente al objetivo específico 5 (Evaluar técnica, económica y ambientalmente la configuración del sistema fotovoltaico propuesto).

Para el cumplimiento de esta actividad se analizaron 12 edificaciones y las zonas 0101, 0102, 0202, y 0203 del Centro Histórico que forman parte del área muestreada dentro del proyecto “Determinación de potencial de integración arquitectónica de captación solar activa en tipología constructiva de baja altura en centro patrimonial de ciudades andinas. Caso de Estudio Cuenca, Ecuador”. De las 12 edificaciones analizadas se seleccionaron las dos más relevantes bajo el criterio del mayor consumo y de un consumo cercano al promedio.

Para la evaluación técnica se contempló la facilidad y accesibilidad que se tiene dentro del Ecuador para el uso e instalación de sistemas fotovoltaicos, para lo cual se efectuó la búsqueda de empresas proveedoras de tecnologías fotovoltaicas dentro del país. Se generó una base de datos con la información relevante de seis empresas que son: ASTROTEK, AVRESA, ENERCITY, ENERPRO, PROVIENTO, y RENOVAENERGÍA.

A más de esto se envió a las empresas una solicitud para la cotización de dos sistemas fotovoltaicos, que fueron aquellos seleccionados de los 12 de casos de análisis mencionados previamente. En función de la respuesta y opciones presentadas por las empresas se determinó cuál de ellas presenta mayores ventajas técnicas y económicas, comparándolas además con los precios internacionales que tienen los equipos y demás insumos para la instalación. Los datos entregados a los proveedores para el dimensionamiento del sistema fueron: la demanda energética promedio diaria o mensual, el tipo de tecnología fotovoltaica que se desea emplear, el lugar de su emplazamiento, y el promedio mensual de la radiación.

Por otra parte, para la evaluación económica se utilizaron la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN) como métricas de evaluación, con las cuales se determinaron los beneficios financieros de emplear tecnologías fotovoltaicas en comparación al sistema

de energía convencional, tomando como referencia el valor del kWh residencial a nivel nacional, la tasa de interés para inversión estipulada de acuerdo al Banco Central del Ecuador, los datos de los costos de la tecnología a emplearse provistos por las empresas nacionales, y el precio en el mercado internacional de la misma tecnología.

Para la evaluación ambiental se tomó en cuenta el indicador de 45 y 85 tCO₂eq/GWh para tecnologías fotovoltaicas (NREL, 2013a; World Nuclear Association, 2011), en comparación con el valor de 733 tCO₂eq/GWh para los derivados del petróleo empleados en termoeléctricas, obteniendo de esta manera la reducción teórica de emisiones expresadas en tCO₂eq/año al emplear sistemas fotovoltaicos. La *Energía de Retorno de Inversión (ERI)* y el *Periodo de Retorno Energético (PRE)* se emplearon como métricas adicionales. En la Tabla 11 se detallan todas las métricas empleadas dentro de esta actividad.

Tabla 11: Métricas para la evaluación económica y ambiental de un sistema fotovoltaico.

Fuente: Elaboración propia.

Datos: eduFonet Educación Financiera en la Red (2017); V. M. Fthenakis & Kim (2011); Vasilis M. Fthenakis et al. (2012); Williams (2012)

MÉTRICA	NOMBRE	CÁLCULO	VARIABLES
VAN	Valor Actual Neto	$VAN = \frac{F_N}{(1+i)^t}$	F _N = Flujo de caja neto i = tasa de descuento t = periodo de tiempo en años
TIR	Tasa Interna de Retorno	Función en Excel	VAN = 0 (Condición para el cálculo)
EGEI	Emisión de Gases de Efecto Invernadero	$EGEI = X[GWh] * Y \left[\frac{tCO_{2eq}}{GWh} \right]$	X = GWh producidos por cualquier fuente energética Y = indicador constante en base a la fuente X empleada
PRE	Periodo de Retorno Energético	$PRE = \frac{E_F}{E_{pa}}$	E _{pa} = energía promedio producida anualmente E _F = Energía requerida para la fabricación
ERI	Energía de Retorno de Inversión	$ERI = \frac{t_v * E_{pa}}{E_F}$ $ERI = \frac{t_v}{PRE}$	t _v = tiempo de vida útil del panel (generalmente 25 años) E _{pa} = energía promedio producida anualmente E _F = Energía requerida para la fabricación

5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos fueron separados en función de cada una de las actividades planteadas en la metodología en base a los objetivos específicos, teniendo así:

Resultados de la Actividad 1:

Se obtuvo una base de datos para cada orientación, norte, sur, este y oeste; cada una de las orientaciones probadas a cuatro inclinaciones distintas (0° , 14° , 18.26° y 26.56°). La base de datos, con mediciones cada cinco minutos, de la orientación hacia el este empieza el día 7 de diciembre hasta el 9 de diciembre de 2016, la del sur desde el 12 al 14 de diciembre, la del oeste los días 15,16 y 19 de diciembre, y finalmente la del norte del 20 al 22 de diciembre del mismo año. La base de datos cada cinco minutos se la promedió cada hora para cada orientación dando como resultado el ANEXO 2.

Se calcularon las razones entre las potencias generadas por los paneles a las distintas inclinaciones tanto de la base de datos horaria (ANEXO 2) como de la energía total por día expresada en Wh/día.

Resultados en orientación Este: En la Tabla 12 se muestran los resultados de las razones calculadas para la orientación Este.

Tabla 12: Razones promedio para determinar la mejor inclinación en la orientación este.
Fuente: Elaboración propia.

ESTE							
INCLINACIÓN	PROMEDIOS HORARIOS			INCLINACIÓN	TOTAL		
	M1	M2	PROM1		M1	M2	PROM2
14°	1.006	1.011	1.008	14°	0.987	1.060	1.024
18.26°	0.968	0.983	0.976	18.26°	0.941	1.024	0.982
26.56°	0.969	1.014	0.991	26.56°	1.012	1.085	1.049

PROMEDIOS HORARIOS: Corresponde a los valores de las razones promediados de manera horaria

TOTAL: Corresponde a los valores de las razones de energía total producida diariamente

M1, M2: Corresponden a razones obtenidas de las mediciones del día 1 y 2, respectivamente

PROM1: Corresponde al valor promedio entre M1 y M2 de los promedios horarios

PROM2: Corresponde al promedio de M1 y M2 de las razones de generación de energía total diaria

Como se muestra en la Tabla 12, la inclinación que expuso un desempeño mejor acorde a promedios horarios fue la de 14° con un valor de 1.008, mientras que las otras inclinaciones no fueron mayores a uno, lo que significa que la mejor configuración es la inclinada a 14°, seguida del panel a 0°, luego aquella a 26.56° y finalmente la inclinada a 18.26°. Sin embargo, si se analizan las razones al dividir los Wh/día; es decir, los valores totales diarios de energía generada, se obtiene que la configuración óptima es a 26.56°, seguida de la de 14°, posteriormente a 0° y finalmente a 18.26°.

De los resultados expuestos en el párrafo anterior, la inclinación seleccionada como óptima fue la de 14°, pues el panel inclinado a 26.56° supera al de 14° solo en ocasiones de alta nubosidad después del mediodía; es decir, cuando los días han presentado gran radiación durante las mañanas y por las tardes se encuentran completamente nublados; sin embargo, en un día parcialmente nublado y con una radiación promedio de 500 W/m², se observó que el panel de 18.26° superó al de 26.56°, por lo que se presume que el panel a 14° en días típicos presentará mayor desempeño pasado el mediodía. Cabe mencionar que, si los días son extremadamente soleados y no presentan nubosidad por las tardes, el panel óptimo sería el panel horizontal (0°). Es necesario destacar que no existen valores de nubosidad para el periodo de mediciones, ya que esta es una variable meteorológica subjetiva del observador, por lo que se trabaja en función de la radiación incidente y la potencia de salida de los paneles para establecer la relación respecto a la eficiencia.

Resultados en orientación Sur: En la Tabla 13 se muestran los resultados de las razones calculadas para la orientación Sur.

Tabla 13: Razones promedio para determinar la mejor inclinación en la orientación sur.
Fuente: Elaboración propia.

SUR							
INCLINACIÓN	PROMEDIOS HORARIOS			INCLINACIÓN	TOTAL		
	M1	M2	PROM1		M1	M2	PROM2
14°	1.027	1.010	1.018	14°	1.015	1.011	1.013
18.26°	1.028	1.046	1.037	18.26°	1.022	1.030	1.026
26.56°	1.067	1.007	1.037	26.56°	1.052	1.006	1.029

PROMEDIOS HORARIOS: Corresponde a los valores de las razones promediados de manera horaria
TOTAL: Corresponde a los valores de las razones de energía total producida diariamente
M1, M2: Corresponden a razones obtenidas de las mediciones del día 1 y 2, respectivamente
PROM1: Corresponde al valor promedio entre M1 y M2 de los promedios horarios
PROM2: Corresponde al promedio de M1 y M2 de las razones de generación de energía total diaria

La Tabla 13 muestra que cualquier inclinación es mejor a la horizontal, pero para el caso de los paneles inclinados a 18.26° y 26.56° presentan desempeños similares en promedios horarios, y en el caso de las razones totales presentan valores muy próximos. Sin embargo, se seleccionó como inclinación óptima la de 26.56° puesto que ésta superó en las razones totales a la inclinación de 18.26° .

Resultados en orientación Oeste: En la Tabla 14 se muestran los resultados de las razones calculadas para la orientación Oeste.

Tabla 14: Razones promedio para determinar la mejor inclinación en la orientación oeste.
Fuente: Elaboración propia.

OESTE							
INCLINACIÓN	PROMEDIOS HORARIOS			INCLINACIÓN	TOTAL		
	M1	M2	PROM1		M1	M2	PROM2
14°	0.99	0.89	0.94	14°	0.99	0.88	0.93
18.26°	0.95	0.94	0.95	18.26°	0.95	0.94	0.94
26.56°	0.86	0.86	0.86	26.56°	0.84	0.84	0.84

PROMEDIOS HORARIOS: Corresponde a los valores de las razones promediados de manera horaria

TOTAL: Corresponde a los valores de las razones de energía total producida diariamente

M1, M2: Corresponden a razones obtenidas de las mediciones del día 1 y 2, respectivamente

PROM1: Corresponde al valor promedio entre M1 y M2 de los promedios horarios

PROM2: Corresponde al promedio de M1 y M2 de las razones de generación de energía total diaria

En el caso de las inclinaciones para la orientación hacia el oeste, ninguna inclinación es mejor que la horizontal (0°), puesto que si el panel posee inclinación en esta orientación no recibe gran cantidad de radiación directa durante el periodo comprendido antes del mediodía, mientras que la radiación que recibe por la tarde no es lo suficientemente fuerte como para justificar su desempeño, debido a la presencia de nubosidad. Entonces, la inclinación óptima para este caso es la horizontal; sin embargo, para los cálculos de eficiencia en función de la orientación en la Actividad 2 se seleccionó el panel a 18.26° , el cual es la segunda inclinación recomendable para un panel hacia el oeste de acuerdo a los valores obtenidos por las razones de la Tabla 14.

Resultados en orientación Norte: En la Tabla 15 se muestran los resultados de las razones calculadas para la orientación Norte.

Tabla 15: Razones promedio para determinar la mejor inclinación en la orientación norte.
Fuente: Elaboración propia.

NORTE							
INCLINACIÓN	PROMEDIOS HORARIOS			INCLINACIÓN	TOTAL		
	M1	M2	PROM1		M1	M2	PROM2
14°	0.94	0.81	0.88	14°	0.94	0.83	0.86
18.26°	0.91	0.89	0.90	18.26°	0.91	0.90	0.90
26.56°	0.81	0.76	0.78	26.56°	0.81	0.79	0.80

PROMEDIOS HORARIOS: Corresponde a los valores de las razones promediados de manera horaria
TOTAL: Corresponde a los valores de las razones de energía total producida diariamente
M1, M2: Corresponden a razones obtenidas de las mediciones del día 1 y 2, respectivamente
PROM1: Corresponde al valor promedio entre M1 y M2 de los promedios horarios
PROM2: Corresponde al promedio de M1 y M2 de las razones de generación de energía total diaria

Debido a que las mediciones se realizaron durante el mes de diciembre, cualquier inclinación que posea el panel orientado hacia el norte tendrá un desempeño inferior en comparación a un panel horizontal (0°), puesto que no reciben de manera directa la radiación, sino que durante todo el día la propia inclinación del panel obstaculiza que los rayos solares impacten directamente. Entonces, para este caso la configuración óptima sería el panel a 0°; sin embargo, para los cálculos de la Actividad 2, se seleccionó la segunda inclinación que ofrece un mayor desempeño, que de acuerdo a la Tabla 15 es a 18.26°. Se debe recalcar que tanto la inclinación de 14° como la de 18.26° presentan rendimientos similares e inclusive se esperaba que el panel de 14° fuera mayor; sin embargo, las características y variaciones propias que existen entre los paneles pudieron afectar los resultados causando que se seleccione el panel de 18.26° como el idóneo.

El comportamiento de los paneles a estas cuatro orientaciones e inclinaciones son únicamente válidas para el mes de diciembre, y se asume que el desempeño de los paneles este y oeste sean similares para el resto del año, pero no es así para el caso de los orientados hacia el *norte* y hacia el *sur*, puesto que desde el 21 de septiembre hasta el 21 de marzo, los paneles orientados hacia el sur tendrán mayores eficiencias, mientras que entre el 21 de marzo al 21 de septiembre los paneles orientados hacia el norte serán los que poseen un mayor desempeño. Esto se debe al movimiento de la Tierra y al movimiento aparente que tiene el sol, así como también la latitud a la que se encuentra la ciudad de Cuenca.

Adicionalmente se obtuvieron las tablas resumen 16, 17, 18 y 19 con valores promedios de eficiencias y de producción diaria de energía (Wh/día) para cada orientación. Se puede observar que el panel horizontal es el único que presenta tres valores de eficiencia, ya que este fue el panel utilizado como control, mientras que los demás se alternaban sus mediciones de acuerdo a la metodología presentada en la Tabla 6.

Tabla 16: Eficiencia y producción diaria de energía promedio de paneles orientados hacia el este a diferentes inclinaciones.

Fuente: Elaboración propia.

ESTE				
INCLINACIÓN	EFICIENCIA (%)			PROMEDIO
	Día 1	Día 2	Día 3	
P (0°)	10.91	11.94	11.80	11.55
P (14°)	10.97	—	11.95	11.46
P (18.26°)	10.56	11.67	—	11.11
P (26.56°)	—	11.49	11.95	11.72
INCLINACIÓN	PRODUCCIÓN DIARIA DE ENERGÍA (Wh/día)			PROMEDIO
P (0°)	457.89	360.58	336.30	
P (14°)	452.06	—	356.53	404.30
P (18.26°)	430.70	369.08	—	399.89
P (26.56°)	—	365.00	364.94	364.97

Tabla 17: Eficiencia y producción diaria de energía promedio de paneles orientados hacia el sur a diferentes inclinaciones.

Fuente: Elaboración propia.

SUR				
INCLINACIÓN	EFICIENCIA (%)			PROMEDIO
	Día 1	Día 2	Día 3	
P (0°)	12.02	11.87	11.58	11.83
P (14°)	12.35	—	11.69	12.02
P (18.26°)	12.36	12.42	—	12.39
P (26.56°)	—	12.67	11.63	12.15
INCLINACIÓN	PRODUCCIÓN DIARIA DE ENERGÍA (Wh/día)			PROMEDIO
P (0°)	369.13	385.99	446.83	
P (14°)	374.49	—	451.65	413.07
P (18.26°)	377.42	397.73	—	387.58
P (26.56°)	—	406.17	449.32	427.74

Tabla 18: Eficiencia y producción diaria de energía promedio de paneles orientados hacia el oeste a diferentes inclinaciones.

Fuente: Elaboración propia.

OESTE				
INCLINACIÓN	EFICIENCIA (%)			PROMEDIO
	Día 1	Día 2	Día 3	
P (0°)	12.92	14.36	12.27	13.18
P (14°)	12.80	—	13.04	12.92
P (18.26°)	12.32	13.54	—	12.93
P (26.56°)	—	12.68	12.53	12.60
INCLINACIÓN	PRODUCCIÓN DIARIA DE ENERGÍA (Wh/día)			PROMEDIO
P (0°)	253.68	183.43	308.31	248.47
P (14°)	250.34	—	271.89	261.12
P (18.26°)	240.58	172.63	—	206.60
P (26.56°)	—	162.73	258.47	210.60

Tabla 19: Eficiencia y producción diaria de energía promedio de paneles orientados hacia el norte a diferentes inclinaciones.

Fuente: Elaboración propia.

NORTE				
INCLINACIÓN	EFICIENCIA (%)			PROMEDIO
	Día 1	Día 2	Día 3	
P (0°)	12.59	11.29	12.40	12.09
P (14°)	11.82	—	10.02	10.92
P (18.26°)	11.41	10.04	—	10.73
P (26.56°)	—	9.10	9.27	9.19
INCLINACIÓN	PRODUCCIÓN DIARIA DE ENERGÍA (Wh/día)			PROMEDIO
P (0°)	304.42	435.35	354.72	364.83
P (14°)	285.91	—	294.86	290.38
P (18.26°)	277.28	388.89	—	333.09
P (26.56°)	—	350.89	281.90	316.40

La ficha técnica de los paneles indica que la eficiencia alcanzada en condiciones de laboratorio es del 15 %; no obstante, durante las mediciones ocasionalmente se llegaba a ese valor. Puede agregarse que se obtuvieron los valores más altos de eficiencia cuando los días estaban nublados, dado que la temperatura que alcanzaban los paneles no era elevada. Por otra parte, las eficiencias más bajas se obtuvieron en periodos cercanos al medio día y con alta radiación lo que causaba el aumento de temperatura y por ende la disminución de la eficiencia (Chikate & Sadawarte, 2015; Meral & Dinçer, 2011; Ye et al., 2013).

Dentro del tiempo de muestreo comprendido entre el 7 y 22 de diciembre el valor promedio en Wh/día más bajo obtenido fue de 206.6 Wh/día en la configuración Oeste a 18.26°; mientras que el valor más elevado fue de 427.74 Wh/día en la configuración Sur a 26.56°.

Resultados de la Actividad 2:

Las mediciones para el cumplimiento de esta actividad se efectuaron el 5, 9 y 10 de enero del 2017. Se consideraron los resultados de la Actividad 1 para el desarrollo de la metodología empleada para esta actividad. Se tomaron las siguientes cuatro configuraciones como las óptimas para cada orientación: Este a 14°, Sur a 26.56°, Oeste a 18.26° y Norte a 18.26°; teniendo en cuenta que en el caso de los paneles orientados hacia el norte y al oeste la inclinación óptima fue la horizontal, aunque para obtener valores de referencia en base a la orientación se tomaron los previamente mencionados.

En el ANEXO 3 se muestra la base de datos con valores horarios, obtenidos a partir del procesamiento de la base de datos con intervalos de cinco minutos. En la Tabla 20 se muestran los valores de las razones calculadas para los cuatro casos de estudio, donde el panel de referencia es el orientado hacia el Sur a 26.56°. Las razones fueron calculadas de dos maneras: la primera que fue en base a los promedios horarios de razones entre las potencias de los paneles; y la segunda fue en base a los Wh/día producidos al final del día de medición.

Tabla 20: Razones promedio para determinar la mejor orientación de paneles fotovoltaicos.
Fuente: Elaboración propia.

CONFIGURACIONES							
PANEL	PROMEDIOS HORARIOS			PANEL	TOTAL		
	M1	M2	PROM1		M1	M2	PROM2
N	0.90	0.91	0.90	N	0.86	0.89	0.88
E	1.03	1.09	1.06	E	1.01	1.07	1.04
O	0.88	0.98	0.93	O	0.89	0.97	0.93

PROMEDIOS HORARIOS: Corresponde a los valores de las razones promediados de manera horaria

TOTAL: Corresponde a los valores de las razones de energía total producida diariamente

M1, M2: Corresponden a razones obtenidas de las mediciones del día 1 y 2, respectivamente

PROM1: Corresponde al valor promedio entre M1 y M2 de los promedios horarios

PROM2: Corresponde al promedio de M1 y M2 de las razones de generación de energía total diaria

Como muestra la Tabla 20 la mejor configuración que pueden adoptar los paneles es aquella orientada hacia el Este a 14°, seguida del Sur a 26.56°, posteriormente hacia el Oeste a 18.26°, y finalmente el Norte a 18.26° de esta forma, se ve que la configuración óptima (E14°) supera en aproximadamente un 18.2 % a la configuración N18.26°, en 11.8 % a la configuración O18.26°, y en un 4 % a la configuración S26.56°.

El resultado se debe a que durante las mañanas existió mayor radiación lo que contribuyó a que el panel orientado hacia el este pueda captar mayor energía, mientras que por las tardes existía demasiada nubosidad por lo que la producción de energía de los paneles dependía en su mayoría de la radiación difusa, por ende debido a que los paneles producen valores similares de potencia cuando se exponen a radiación difusa, la mayor contribución de potencia se tendrá durante las mañanas soleadas con los paneles orientados hacia el este. Adicionalmente, en caso de que existan radiaciones próximas a los 1000 W/m² en horas cercanas al mediodía, debido a que la temperatura afecta significativamente el desempeño de los paneles solares, el panel orientado hacia el sur (teóricamente el óptimo por la mayor cantidad de radiación directa que recibe en el mes de diciembre) presenta potencias de salida cercanas al panel orientado hacia el este. En la Tabla 21 se muestra los valores promedio de eficiencia y de energía diaria producida en Wh/día para cada configuración.

Tabla 21: Eficiencia y producción diaria de energía promedio de paneles ubicados en distintas orientaciones e inclinaciones.

Fuente: Elaboración propia.

CONFIGURACIONES				
PANEL	EFICIENCIA (%)			PROMEDIO
	Día 1	Día 2	Día 3	
E (14°)	12.61	—	14.04	13.33
S (26,56°)	12.16	12.18	12.91	12.42
O (18,26°)	—	10.64	12.72	11.68
N (18,26°)	10.85	11.04	—	10.95
PANEL	PRODUCCIÓN DIARIA DE ENERGÍA (Wh/día)			PROMEDIO
E (14°)	355.26	—	255.43	
S (26,56°)	351.85	406.39	238.19	332.14
O (18,26°)	—	362.38	230.96	296.67
N (18,26°)	304.08	360.71	—	332.40

Debido a que las edificaciones del Centro Histórico en su mayoría poseen la arquitectura de casas patio (Guzhñay Lucero, 2007), sus cubiertas pueden estar dispuestas en cualquier orientación por lo que es conveniente conocer la orientación e inclinación óptima que deben tener los paneles y cómo difiere del resto de configuraciones. Adicionalmente, al tomar los valores promedio de producción energética de las cuatro mejores configuraciones (Tabla 21), el promedio general para un panel monocristalino de 100 W es de 318.36 Wh/día, teniendo como mínimo 230.96 Wh/día y un máximo de 406.39 Wh/día, considerándose que las mediciones se las realizaron durante tres días en los primeros días del mes de enero de 2017.

Resultados de la Actividad 3:

Con el cumplimiento de la Actividad 2, se demostró que la ubicación óptima de los paneles fue hacia el Este a 14°, por lo que se dispusieron tres paneles en esta configuración, durante 21 días, empezando el 11 de enero del 2017, para evaluar el efecto de la acumulación de suciedad sobre dos de los paneles, mientras uno se mantenía constantemente limpio. En la Fig. 21 se puede observar la acumulación de suciedad de los días 7, 14, y 21.



*Fig. 21: Paneles monocristalinos con acumulación de suciedad durante 21 días
Fuente: Fotografías propias
PA: Panel limpio
PB, PC: Paneles sin limpieza*

En el ANEXO 4 se encuentra la base de datos horaria obtenida del procesamiento de información cada cinco minutos; los días 7 y 14 corresponden al 18 y al 25 de enero del 2017 desde las 07h40 hasta cerca de las 13h00, mientras que el día 21 de la medición (1 de febrero) se lo realizó desde las 7h40 hasta las 17h00. Esto se debe a que el día 7 y día 14 no presentaban gran diferencia entre la eficiencia alcanzada respecto al panel limpio y además, visualmente no se observaba un contraste significativo entre los paneles (Fig. 21).



El día 21 de la medición se observó gran acumulación de partículas sobre la superficie por lo que se realizó su medición durante un periodo más largo (07h40 a 17h00). La Tabla 22, muestra los valores en Wh/día de los días de medición de acumulación de suciedad, así como también las razones calculadas de los Wh/día de los paneles sucios respecto al panel limpio. Nótese que el término suciedad es subjetivo al observador, por lo que para determinar la influencia de la misma se realizaron mediciones de la salida de potencia de los paneles, y no mediante la cuantificación del material acumulado sobre la superficie.

Tabla 22: Promedio de razones y producción diaria de energía promedio de paneles expuestos a la acumulación de suciedad durante 21 días.
Fuente: Elaboración propia.

DÍA 7					
PANEL	ENERGÍA	RAZÓN B/A	RAZÓN C/A	PROMEDIO	PÉRDIDA (%)
A (Limpio)	278.10	—	—		
B	279.60	1.01	—	1.01	-0.80
C	281.03	—	1.01		

DÍA 14					
PANEL	ENERGÍA	RAZÓN B/A	RAZÓN C/A	PROMEDIO	PÉRDIDA (%)
A (Limpio)	200.58	—	—		
B	199.13	0.99	—	0.99	0.70
C	199.23	—	0.99		

DÍA 21					
PANEL	ENERGÍA	RAZÓN B/A	RAZÓN C/A	PROMEDIO	PÉRDIDA (%)
A (Limpio)	464.56	—	—		
B	455.89	0.98	—	0.97	2.77
C	447.48	—	0.96		

ENERGÍA: Es la energía promedio producida en Wh durante todo el periodo de medición

RAZÓN B/A: Corresponde al cociente entre la energía en Wh/día del panel B para el A

RAZÓN C/A: Corresponde al cociente entre la energía en Wh/día del panel C para el A

PROMEDIO: Corresponde a la media entre las razones RAZÓN B/A y C/A

PÉRDIDA: Es la diferencia entre la unidad y el promedio (1-promedio)

Los días 7 y 14 tienen una generación energética (Wh) menor a la del día 21, dado que las mediciones de esos días fueron hasta las 13h00

En la Tabla 22, la razón promedio del día 7 es negativa, lo que significa que no existe efecto de la acumulación de suciedad, es más los paneles B y C que no recibieron limpieza tienen un mayor desempeño en comparación al limpio, esto se debe a que los eventos de precipitación fueron suficientes para limpiar los paneles B y C, además de las variaciones entre paneles que dependen del fabricante. Durante los siete primeros días, de acuerdo al archivo meteorológico de la estación del PROMAS se documentó un total de 41.8 mm de precipitación, la cual fue capaz de limpiar la superficie de los paneles, mientras que los siete



días posteriores (18-25 de enero de 2017), se registró un total de 6mm de precipitación, razón por la cual el día 14 de acumulación de suciedad se observó una mayor deposición de partículas sobre la superficie de los paneles; finalmente del 25 de enero al 1 de febrero de 2017 no hubo precipitación por lo que la acumulación de suciedad fue mucho mayor y a causa de ello se realizó la medición de salida de potencia de los paneles durante todo el día (1 de febrero 2017).

Cuando se procedió a retirar los equipos una semana posterior a la última medición, visualmente los paneles se encontraban limpios, únicamente presentando pequeñas manchas de acumulación sobre las esquinas, durante este periodo la cantidad de precipitación fue de 13.4 mm; esto significa que en condiciones naturales, con una cantidad de precipitación mayor a 13.4 mm durante un periodo de siete días los paneles permanecen casi en su totalidad limpios a un ángulo de 14°, manteniendo de esta manera a los paneles con desempeños aceptables, sin la necesidad de realizar ninguna limpieza adicional.

Se puede estimar que la pérdida en el desempeño de los paneles solares monocristalinos para la ciudad de Cuenca en áreas cercanas al Centro Histórico, tiene un valor promedio de 0.7 % a los siete días de acumulación de suciedad con precipitaciones inferiores a los 6 mm, y un valor promedio de 2.77 % para un periodo de 14 días en donde los primeros siete días tienen precipitaciones cercanas a los 6 mm, y los siete posteriores no presentan precipitación. El valor máximo de pérdida de eficiencia registrado es de 3.68 % y un mínimo de 1.87 % durante el último día de medición. Los valores de pérdida de eficiencia por acumulación de suciedad en este estudio no superan al 4-5 % establecido por Appels et al.(2013) en un periodo de cinco semanas en Bélgica. Asimismo, Caron & Littmann (2013) en su estudio realizado en California, mencionan que para un periodo de un mes con precipitaciones mayores a 0.5 mm, la eficiencia de los módulos de CdTe recuperan su eficiencia. Sin embargo, estos valores no son concluyentes, ya que las condiciones climatológicas varían en cada zona geográfica del planeta y también el comportamiento de las tecnologías fotovoltaicas. Entonces el valor de 2.77 % de pérdida obtenido en este estudio no se puede considerar como significativo hasta no realizar un estudio durante un periodo de sequía prolongado.

Resultados de la Actividad 4:

Se empleó la base de datos de promedios horarios, generada desde el día 7 hasta el 22 de diciembre de 2016, considerando las lecturas del panel horizontal. Este periodo está acorde a lo descrito en investigaciones afines, estableciéndose diez días para la simulación de un arreglo de cuatro paneles de 100 W (Al Riza, Haq Gilani, & Shiraz Aris, 2010), y 18 días para la simulación de un panel fijo de 90 W (Kanyarusoke, Gryzagoridis, & Oliver, 2015). Adicionalmente se realizó la simulación para el panel orientado hacia el Este a 14° por ser el panel que presentó mayor eficiencia de acuerdo a las Actividades 1 y 2, para los días 7 y 9 de diciembre. Para realizar la simulación se empleó el archivo .epw del año 2016, el cual se sometió a un test ANOVA respecto a los datos de radiación global para los días de medición del mes de diciembre de la estación del PROMAS. El test ANOVA mostró que no existe diferencia significativa entre los datos del CTS y la estación del PROMAS (ANEXO 5), lo que se puede apreciar gráficamente en la Fig. 22.

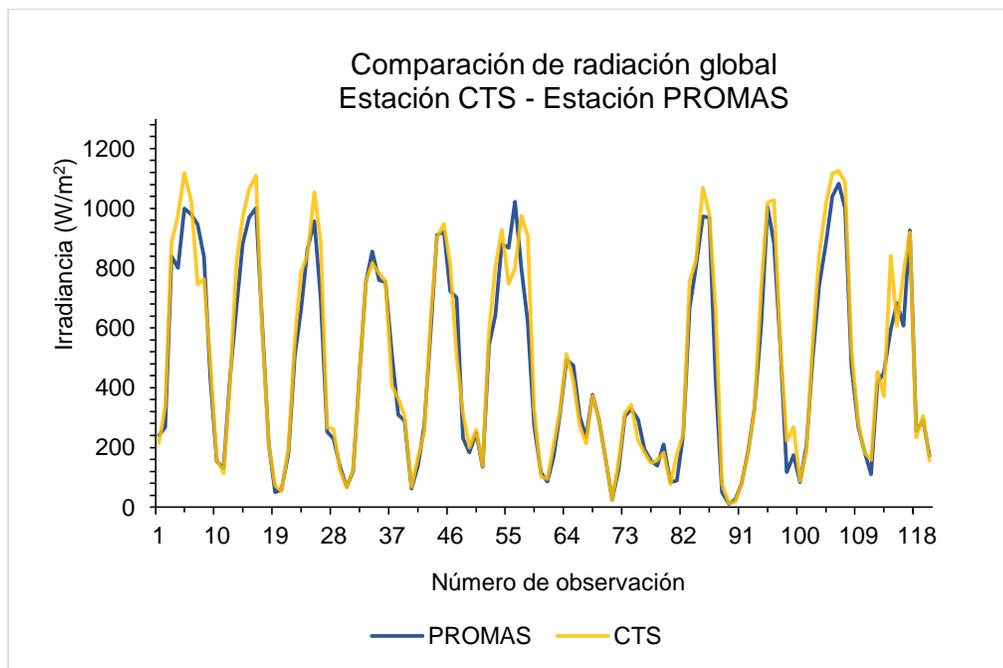


Fig. 22: Gráfica de radiación global para la estación CTS y para la estación del PROMAS
Fuente: Elaboración propia

El modelo generado en TRNSYS es presentado en la Fig. 23, donde se muestran los distintos componentes empleados y los enlaces entre ellos para ejecutar las simulaciones.

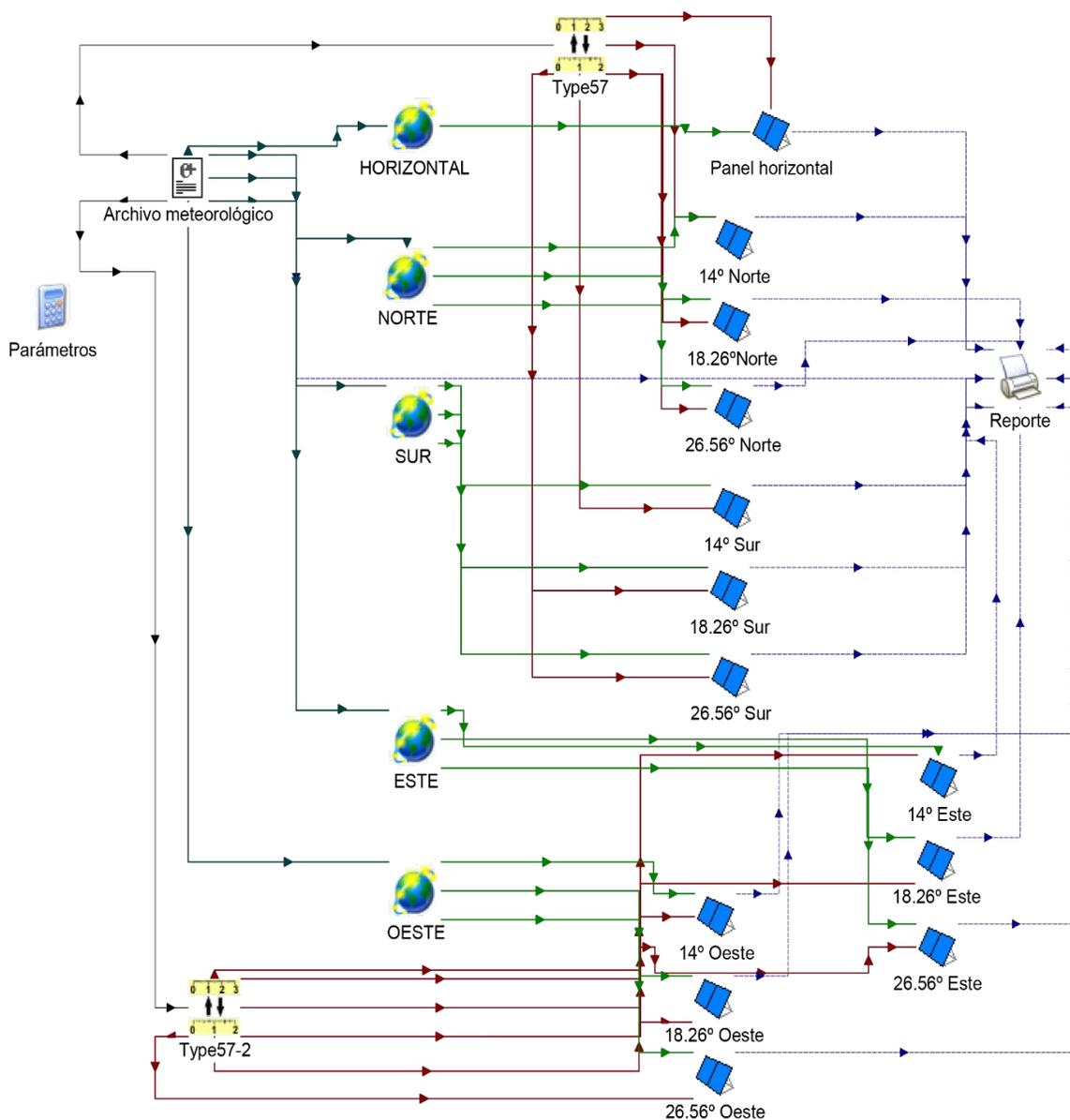


Fig. 23: Modelo de producción energética fotovoltaica en software TRNSYS, para diferentes orientaciones e inclinaciones

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados empleados para validar el modelo fueron los provistos por las simulaciones del componente "Panel horizontal" (Fig. 24), y fueron comparados con los del panel horizontal de las mediciones in-situ. Los resultados de potencia dentro del modelo se obtuvieron directamente a la salida del panel; es decir, se creó un enlace entre los elementos "Panel horizontal", y "Reporte".

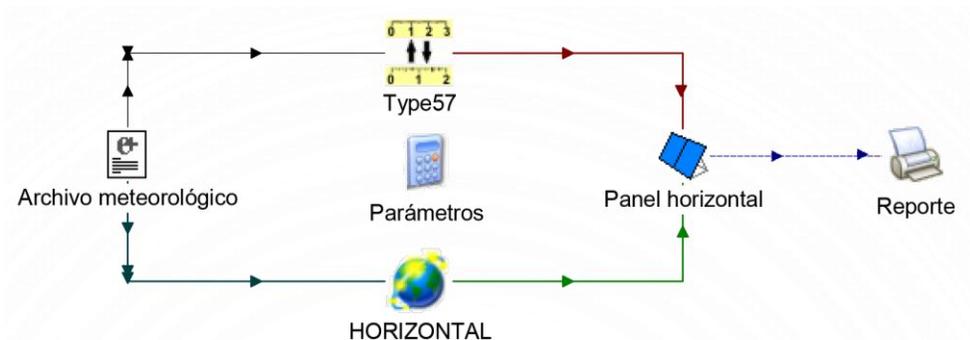


Fig. 24: Fracción del modelo de TRNSYS para un panel monocristalino ubicado de manera horizontal (0°)
Fuente: Elaboración propia

La base de datos para comparación se encuentra en el ANEXO 6, que considera 120 observaciones correspondientes a doce días de mediciones y simulación. En la Fig. 25 se aprecia el comportamiento del panel monocristalino, los resultados de la simulación, y la radiación solar tomada de la estación del CTS. El eje horizontal muestra el número de mediciones realizadas, siendo de 1 a 11 el primer día, de 11 a 21 el segundo, y así sucesivamente.

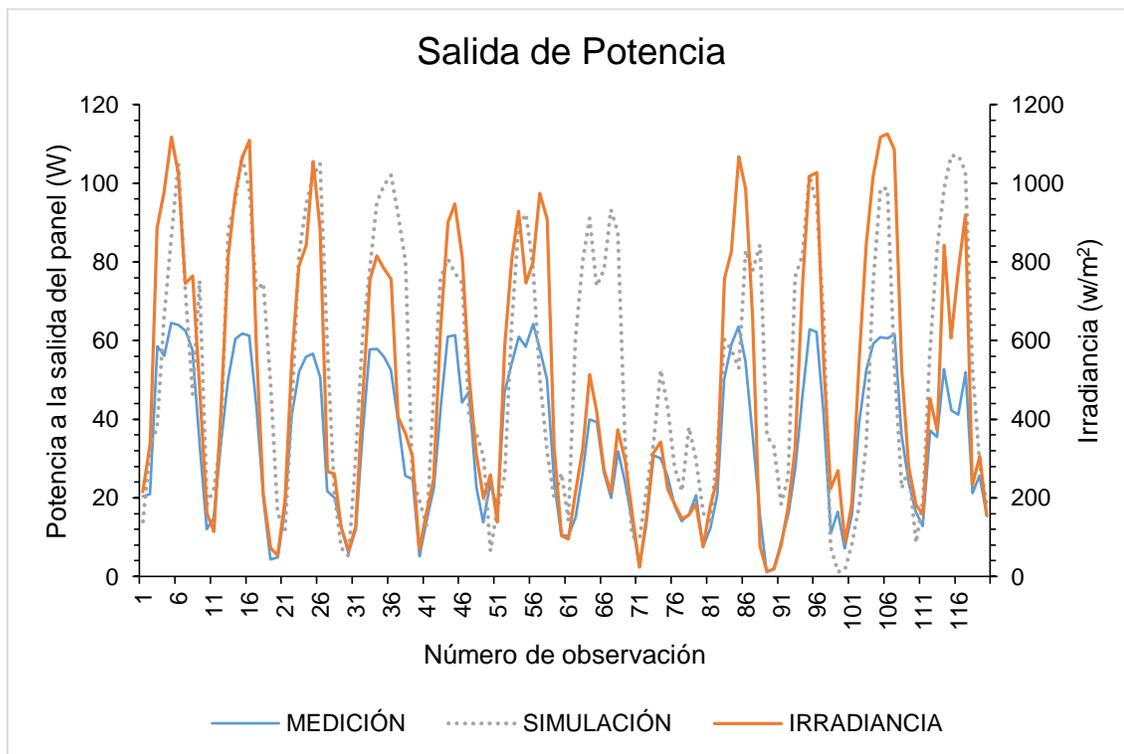


Fig. 25: Comparación de salida de potencia medida y simulada para un panel horizontal
Fuente: Elaboración propia

Los resultados del modelo son demasiado holgados con respecto a los in-situ, pues durante todo el periodo de muestreo los paneles no alcanzaron los 100 W especificados por la ficha técnica, mientras que en las simulaciones era común que sus valores los bordeen.

Los picos de radiación coinciden plenamente con los picos de las simulaciones y de los datos in-situ, demostrando así que los valores de potencia fueron correctamente estimados durante las mediciones, y que el programa TRNSYS realiza cálculos de salida de potencia principalmente en relación a la radiación global y no penaliza fuertemente el factor de temperatura u otras variantes ya sean ambientales o intrínsecas del panel para sus estimaciones. Al realizar la regresión lineal de acuerdo a lo sugerido por Al Riza et al. (2010) y Kanyarusoke, Gryzagoridis, & Oliver (2015), entre las dos bases de datos se obtuvo lo mostrado en la Fig. 26.

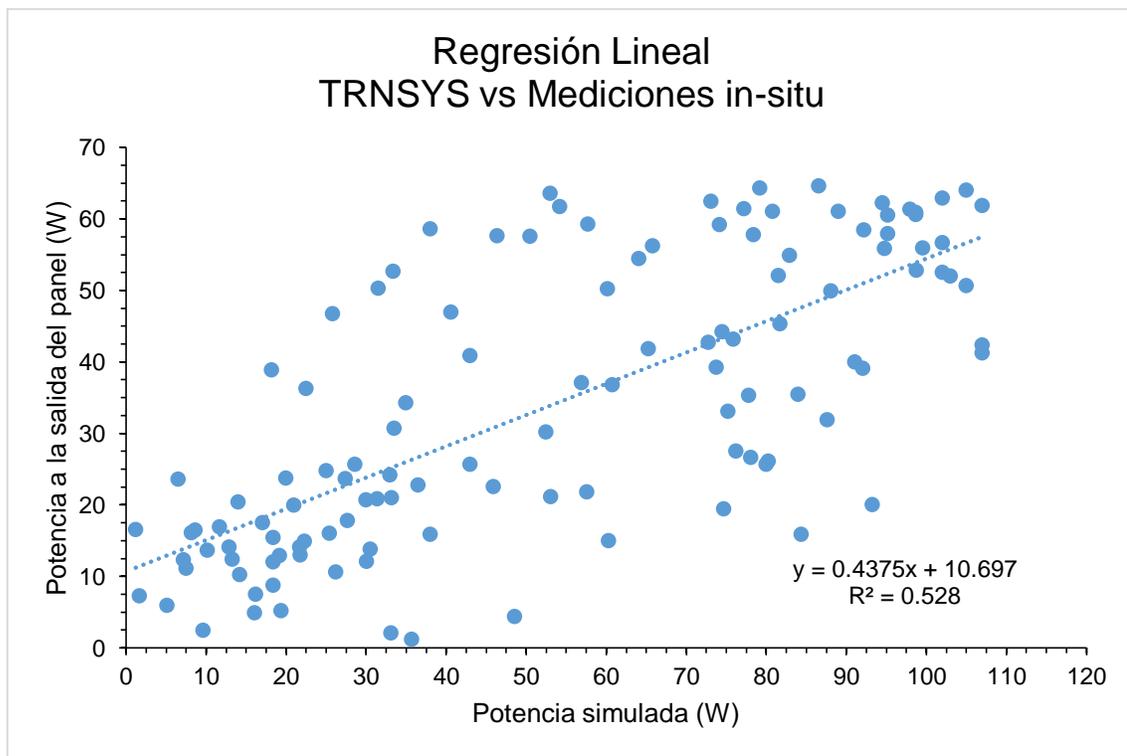


Fig. 26: Regresión lineal de la base de datos de salida de potencia medida y simulada para un panel horizontal
Fuente: Elaboración propia

El valor que adquiere R^2 en la regresión es de 0.528; es decir, el modelo representa aproximadamente el 53 % del porcentaje de variación en relación a la variable predictora



(simulación TRNSYS); en otras palabras, el modelo simulado representa el 53 % de las observaciones realizadas in-situ.

Adicionalmente se llevó a cabo el cómputo de la raíz del error cuadrático medio (RMSE) (Ecuación 8), debido a que este penaliza con mayor fuerza aquellos errores de mayor magnitud, dando como resultado un valor de 29.78 W; dicho valor representa la desviación estándar de los errores calculados, el cual es demasiado elevado para este modelo, llegando a ser igual de concluyente que el R^2 ; es decir, que el modelo no es tan preciso para estimaciones.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (O - S)^2} \quad (8)$$

Para dar una representación en porcentaje del RMSE, dicho valor se lo normaliza dividiéndolo para la media de los valores simulados (53.68 W), dando como resultado 0.55; es decir, un error de 55 % para este modelo. Estos resultados dan a notar que el programa no considera las bajas en el rendimiento del panel analizado debido al aumento de temperatura u otros factores como la energía de los fotones que impactan la superficie del panel, y la banda de energía; proveyendo resultados con incertidumbre. Podría lograrse un mejor ajuste mediante la introducción de condicionales dentro del programa, estableciendo penalizaciones a la potencia para periodos prolongados de alta radiación, porque es en estos periodos donde se dan las mayores bajas en potencia y eficiencia debido al aumento de temperatura del módulo sobre el que se hicieron las mediciones.

Para el caso de la simulación del panel orientado hacia el Este a 14° se obtuvo la Fig. 27, que únicamente cuenta con 20 observaciones, por lo que no se la utilizó para fines de validación del modelo. A pesar de presentar una correlación más alta (0.67) que el caso del panel horizontal (Fig. 28), este valor no es representativo por tener solo dos días de datos, que de acuerdo a la revisión bibliográfica no es suficiente.

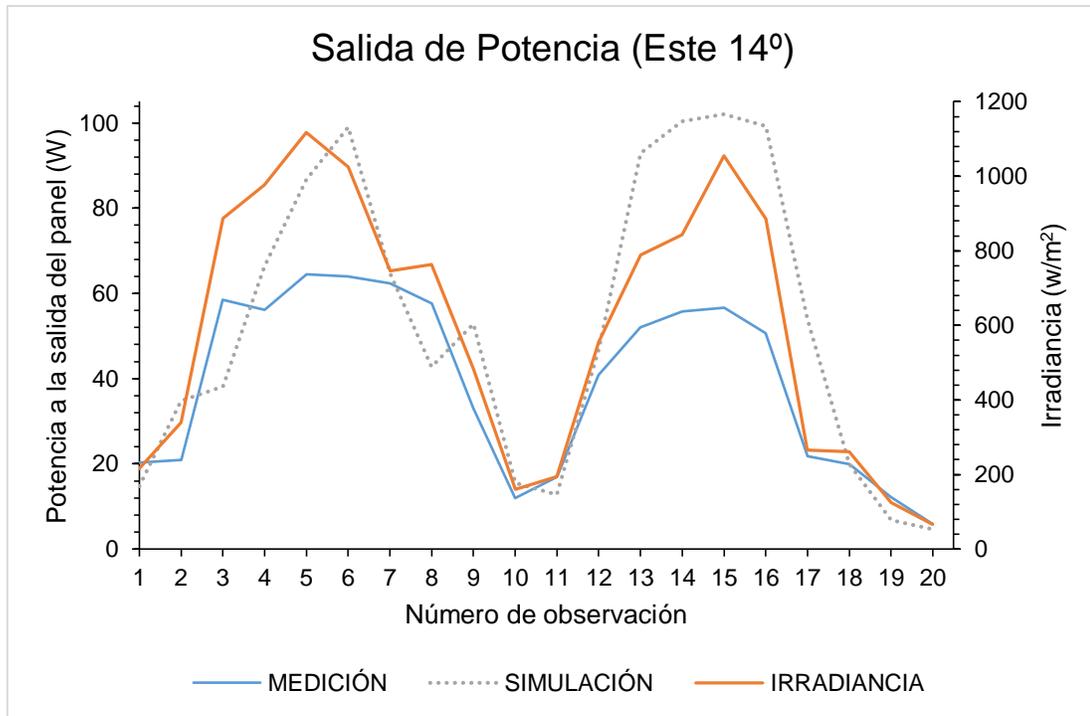


Fig. 27: Comparación de salida de potencia medida y simulada para un panel orientado hacia el Este a 14°
 Fuente: Elaboración propia

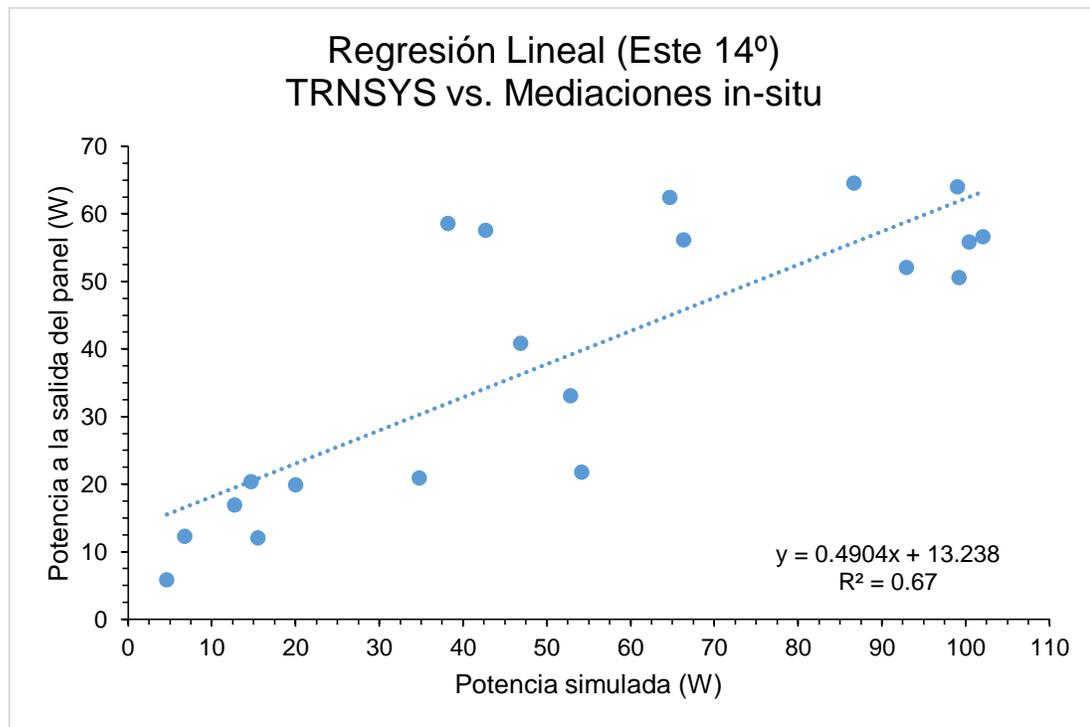


Fig. 28: Regresión lineal de la base de datos de salida de potencia medida y simulada para panel orientado hacia el Este a 14°
 Fuente: Elaboración propia



De esta forma, para el presente caso de estudio se toma en cuenta el software TRNSYS como una herramienta de primera aproximación hacia valores reales, no descartando de ninguna manera las mediciones in-situ para comprobar la validez del modelo, así como también la posibilidad de incorporar más variables que mejoren las simulaciones.

Resultados de la Actividad 5:

Los proveedores de tecnologías fotovoltaicas a nivel mundial poseen un gran mercado y por ende la oferta y demanda desencadenan en precios más económicos en comparación a los encontrados dentro de Ecuador. Sin embargo, el ingreso al país de insumos y tecnologías tanto para personas naturales como para importadores registrados se ve limitado por los tributos al comercio exterior, que son derechos arancelarios o impuestos establecidos en leyes orgánicas y ordinarias, y tasas por servicios aduaneros. Además de contar con restricciones para ciertos productos que se los puede consultar ingresando a la página web del COMEX (Comercio Exterior en el Ecuador) (SENAE, 2017). Es por ello que es mucho más cómodo la compra y venta de tecnologías fotovoltaicas con distribuidores e importadores autorizados dentro del Ecuador como ASTROTEK, AVRESA, ENERCITY, ENERPRO, PROVIENTO, y RENOVAENERGÍA que se detallan a continuación:

- **ASTROTEK:** Ubicada en la provincia de Santo Domingo, dedicada por entero a las energías renovables. Se enfoca en aplicaciones como bombeo de agua para riego y uso doméstico, electrificación de viviendas y aeración. Sus servicios incluyen la venta, instalación, servicio técnico y mantenimiento de instalaciones de energía renovable (ASTROTEK, 2016).
- **AVRESA:** Ubicada en la ciudad de Guayaquil, con más de 25 años de experiencia en el campo de las energías renovables. Sus actividades se dirigen a los sectores residencial, comercial e industrial. Provee servicios de asesoramiento, auditoría, estudio, diseño, venta, instalación, mantenimiento y monitoreo de sistemas solares, eólicos e híbridos. Es distribuidor autorizado de marcas como *Solar World USA*, *Alternate Energy Technologies*, *Morningstar Corporation*, *Xantrex* y *Trjan Batteries* (AVRESA, 2017).



- **ENERCITY:** Ubicada en la ciudad de Quito, sus actividades se centran en la venta, instalación, servicio técnico y mantenimiento de sistemas de calentamiento de agua y electrificación. Según su página web, la empresa presenta la certificación *NABCEP (North America Board of Certified Energy Practitioners)* (ENERCITY, 2017).
- **ENERPRO:** Ubicada en la ciudad de Quito, en operación desde el año 2004. Ofrece diversos servicios en proyectos de inversión tanto públicos como privados en todas sus fases: identificación, consultoría, factibilidad, diseño, implementación y puesta en marcha, y mantenimiento. Sus áreas de trabajo son las energías renovables, eficiencia energética, ingeniería eléctrica, arquitectura sostenible, consultoría y capacitación. Sus proyectos más representativos son: la instalación del techo solar de 20 kWp para la empresa eléctrica CENTROSUR en Cuenca, en el año 2013, y la instalación, montaje y puesta en marcha del sistema híbrido en el aeropuerto de Baltra, Galápagos para la empresa HELPORT, también en 2013 (ENERPRO, 2017).
- **PROVIENTO:** Ubicada en la ciudad de Quito, desarrolla actividades desde 2001, también dispone de una sucursal en Perú. Distribuye diversos equipos de energías alternativas como aerogeneradores y paneles fotovoltaicos, además comercializa distintos sensores de medición de variables meteorológicas (PROVIENTO, 2017). Ofrece servicios de venta y asesoría técnica. Ha trabajado en algunos proyectos, destacando el proyecto Eólico de Salinas, Bolívar en el año 2001; el proyecto de gas metano en Zámbriza en 2005 (La Hora, 2005), en conjunto con la empresa alemana *GREENGAS*, y el proyecto Piñón en Galápagos en conjunto con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (PROVIENTO, 2010).
- **RENOVAENERGÍA:** Ubicada en la ciudad de Quito, y también constituida en Perú. Lleva más de 17 años desarrollando sus actividades enfocadas al desarrollo de proyectos, dimensionamientos, provisión y administración de sistemas energéticos basados en energías renovables; en especial sistemas fotovoltaicos. Ha participado en distintos proyectos de electrificación rural con sistemas fotovoltaicos en Perú y Ecuador (Renovaenergía, 2015a). A nivel del país ha participado en algunos proyectos como son la provisión de un sistema solar autónomo para el Programa de Cine Itinerante ECOCINEMA ECUADOR en 2015, la provisión de 8.5 kWp en

paneles fotovoltaicos para el Instituto Geofísico de la Escuela Politécnica Nacional en 2013, la provisión de 2375 sistemas solares autónomos de tipo doméstico para la empresa eléctrica CENTROSUR sede Macas en 2011, entre otros (Renovaenergía, 2015b).

Adicionalmente, gracias a que el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable conjuntamente con el apoyo de diversos sectores han presentado el Programa de Redes Inteligentes Ecuador (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017), se tiene un mayor apoyo para la adquisición e instalación de tecnologías de producción de energía renovable para optimizar la forma de planificación y operación de los sistemas eléctricos, por lo que resulta técnicamente factible la instalación y uso de sistemas fotovoltaicos.

Pese a ello, cabe destacar que la incorporación de paneles solares en las cubiertas de las edificaciones del Centro Histórico compromete la parte patrimonial de las construcciones, por lo que podría existir rechazo al uso de dichas tecnologías por parte del Ministerio de Cultura y Patrimonio y a su vez por parte de los propietarios. En la Fig. 29 y Fig. 30 se puede observar el impacto visual que generaría el uso de los paneles solares monocristalinos sobre las cubiertas de algunas zonas del Centro Histórico de Cuenca.



*Fig. 29: Impacto visual de las cubiertas del Centro Histórico al incorporar paneles monocristalinos
Fuente: Fotomontaje por Juan Mena*



Fig.30: Impacto visual de las cubiertas del Centro Histórico al incorporar paneles monocristalinos
Fuente: Fotomontaje por Juan Mena

En el área de estudio mostrada en la Fig. 31, se obtuvieron datos por zonas y también por vivienda analizada (12 edificaciones). El área de estudio estaba comprendida por las zonas 0102, 0103, 0202, y 0203, pues fueron aquellas definidas dentro del proyecto de investigación “Determinación de potencial de integración arquitectónica de captación solar activa en tipología constructiva de baja altura en centro patrimonial de ciudades andinas. Caso de Estudio Cuenca, Ecuador”; los datos de consumo de las cuatro zonas mencionadas y de las 12 edificaciones fueron provistos por la empresa CENTROSUR.

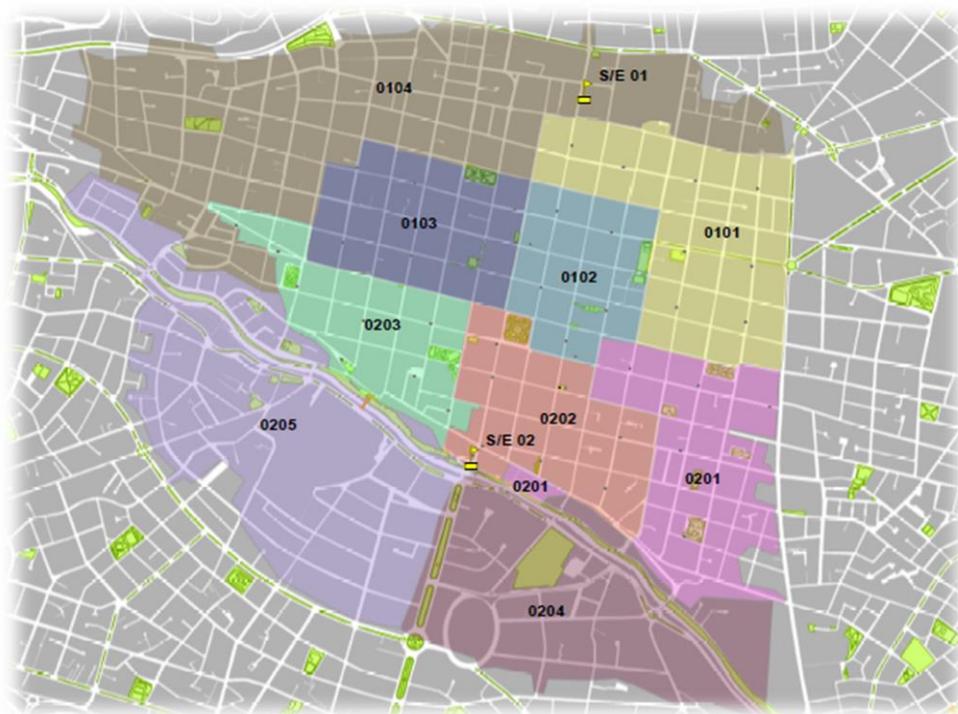


Fig. 31: Área de estudio comprendida por las zonas 0102, 0103, 0202, y 0203, utilizada para el análisis técnico, económico y ambiental.

Fuente: Centrosur (2017).

Se analizaron únicamente 12 edificaciones ya que eran las únicas que contaban con un medidor de consumo cada 15 minutos. De la base de datos provista se calcularon promedios horarios y consumo diario de energía en kWh que se muestra en la Tabla 23.

Tabla 23: Tabla de consumos diarios de 12 viviendas del Centro Histórico de Cuenca.

Fuente: Elaboración propia.

Datos: Empresa CENTROSUR

FECHA INICIAL	FECHA FINAL	DÍAS	DIRECCIÓN	CONSUMO PROMEDIO kWh/día
06/02/2017	20/02/2017	14	Gran Colombia 12- 48 y Tarqui	7.11
27/01/2017	06/02/2017	10	Juan Montalvo 7- 17 y Pdte. Gonzalo Córdova	1.69
27/01/2017	06/02/2017	10	Estévez de Toral 7- 85 y Mariscal Sucre	6.48
21/12/2016	29/12/2016	8	Coronel Vargas Machuca 12- 28 y Antonio Vega Muñoz	8.74
21/12/2016	29/12/2016	8	Gran Colombia 4- 18	9.24
18/01/2017	25/01/2017	7	Gran Colombia 12- 71 y Juan Montalvo	10.19

FECHA INICIAL	FECHA FINAL	DÍAS	DIRECCIÓN	CONSUMO PROMEDIO kWh/día
16/01/2017	25/01/2017	9	Hermano Miguel 10- 95 y Mariscal Lamar	39.52
08/02/2017	16/02/2017	8	Calle Larga 5- 24 y Mariano Cueva Vallejo	54.26
08/02/2017	16/02/2017	8	Calle Larga 5-44 y Mariano Cueva	12.86
01/12/2016	09/12/2016	8	Gaspar Sangurima 10- 39	7.70
11/01/2017	18/01/2017	7	Gran Colombia 12- 94 y Juan Montalvo	19.45
11/01/2017	18/01/2017	7	Gran Colombia 14- 8 y Estévez de Toral	4.51
PROMEDIO				15.15

De los casos mostrados en la Tabla 23 se seleccionaron dos, que fueron: el de mayor consumo diario (54.26 kWh/día) y el caso superior más próximo al consumo promedio (19.45 kWh/día). Para los dos casos se enviaron solicitudes de cotización a las empresas mencionadas, de las cuales se obtuvo respuesta y permiso de divulgación de información de parte de la empresa PROVIENTO y RENOVAENERGÍA. Por otra parte, la empresa ENERPRO solicitaba información adicional y el dimensionamiento del sistema antes de entregar alguna cotización.

La información provista por la empresa PROVIENTO para la edificación con consumo de 54.26 kWh/día, muestra que es necesario seis inversores de la marca SMA SUNNY BOY SB serie 3000, 96 paneles monocristalinos de 200 Wp y 24 V de corriente continua, un módulo de comunicación WEBBOX, soportes para las cubiertas, cableado y gabinete de protección, así como la mano de obra. Para el segundo caso (19.45 kWh/día) fue requerido dos inversores SMA SUNNY BOY SB serie 3000, 32 paneles monocristalinos de 200 Wp y 24 V de corriente continua, y los mismos implementos adicionales que el caso uno.

La empresa RENOVAENERGÍA recalcó que aún no existe una regulación en el sector doméstico que permita inyectar excedentes de generación a la red, por lo que las empresas distribuidoras no están autorizadas a realizar dichas instalaciones. Sin embargo, si se realizase una instalación de este tipo se recibiría una multa y se obliga a desconectar el sistema, por lo que únicamente se puede proceder de la siguiente manera: obtener una autorización especial por parte de la empresa eléctrica para inyectar el excedente a la red,



aunque no se reconocería ningún valor monetario por esa energía, y mencionaron que esos sistemas han sido puestos en marcha en el Colegio Alemán y en la Capilla del Hombre, ambos en Quito. También señalaron que se puede hacer una estimación más precisa si se les proporcionaba un análisis de la radiación solar de la zona. La empresa dispone de paneles policristalinos con eficiencias similares a los monocristalinos, por lo que los datos provistos en las cotizaciones fueron en base a los policristalinos. Dentro de su cotización no se incluye el cableado, gabinetes, soportes, mano de obra, ni el costo por el envío, pero presenta costos similares para los inversores y el mismo costo para los paneles, siendo para el caso de PROVIENTO el uso de paneles monocristalinos de 200Wp y para RENOVAENERGÍA paneles policristalinos de 265 Wp.

Desde el punto de vista técnico la adquisición de los insumos necesarios para una instalación de este tipo se ve limitada por el número de paneles que tenga en stock la empresa distribuidora, el transporte de los materiales y el gran requerimiento de área para la instalación. Analizando la propuesta de la empresa PROVIENTO se necesitaría para el primer caso (54.26 kWh/día) un área de la cubierta de aproximadamente 123 m² y para el segundo caso (19.45 kWh/día) un área de 41 m², teniendo en cuenta que cada panel posee un área de 1.28 m²; para ambas situaciones el área de las cubiertas supera el área requerida para la instalación, teniendo para el primer y segundo caso áreas de 773 m² y 160 m², respectivamente. Las cotizaciones enviadas por las empresas consideran que los paneles estarían orientados hacia el norte, por lo que se asume que, en caso de aprovechar los faldones de las cubiertas orientados hacia el este para realizar la instalación, se obtendría mayor producción de energía. Entonces se puede decir que la incorporación de estas tecnologías a nivel urbano dentro de Cuenca, aun se ven condicionadas por varios factores, siendo los principales la facilidad de adquisición, transporte y costos a pesar de contar con distribuidores nacionales.

Desde el punto de vista económico, a partir de la cotización provista por PROVIENTO, el primer sistema representa un costo de \$ 57500, y el segundo \$ 20520, únicamente tomando en cuenta los equipos e insumos para la instalación y la mano de obra; sin embargo, no se considera el precio de transporte a la zona de emplazamiento. Pese a ello, si se consulta proveedores extranjeros, los costos reducen drásticamente. Para realizar el flujo de efectivo durante todo el periodo de vida útil se considera el costo de kWh residencial para un consumo diario de 54.26 kWh/día el valor de \$ 0.2752 y para un consumo de 19.45 kWh/día



el valor de \$ 0.1285, que se obtuvieron del Servicio Público de Energía Eléctrica (2016), en donde se observa que un mayor consumo implica una tarifa superior por kWh. Adicionalmente para el cálculo del VAN y de la TIR se empleó la tasa de interés pasiva y activa más actualizada para el 2017 por parte del Banco Central del Ecuador (2017) . El resultado del VAN y de la TIR se muestra en la Tabla 24.

Tabla 24: Cálculo del VAN y de la TIR para dos sistemas fotovoltaicos.
Fuente: Elaboración propia.

SISTEMA PV DE 54.26 kWh/día		SISTEMA PV DE 19.45 kWh/día	
Compra en el mercado Nacional	\$ 57,500.00	Compra en el mercado Nacional	\$ 20,520.00
Compra en el mercado Internacional	\$ 32,183.00	Compra en el mercado Internacional	\$ 12,011.00
Periodo (años)	25	Periodo (años)	25
Tasa de interés pasiva	4.98 %	Tasa de interés pasiva	4.98 %
Tasa de interés activa	8.14 %	Tasa de interés activa	8.14 %
Años	Flujo	Años	Flujo
1	5450.31	1	2544.93
2	5450.31	2	2544.93
3	5450.31	3	2544.93
4	5465.24	4	2551.90
...
...
...
25	5450.31	25	2544.93
COMPRA EN EL MERCADO NACIONAL			
VAN (tasa de interés pasiva)	\$ 19,518.48	VAN (tasa de interés pasiva)	-\$ 7,636.9
VAN (tasa de interés activa)	\$ 26.15	VAN (tasa de interés activa)	-\$ 10,897.2
TIR	8.15 %	TIR	0.83 %
COMPRA EN EL MERCADO INTERNACIONAL			
VAN (tasa de interés pasiva)	\$ 44,835.48	VAN (tasa de interés pasiva)	\$ 872.06
VAN (tasa de interés activa)	\$ 25,343.15	VAN (tasa de interés activa)	-\$ 2,388.23
TIR	16.58 %	TIR	5.69 %

Los resultados para el proyecto uno muestran que si se compra en el mercado nacional, sin realizar ningún tipo de préstamo, sino únicamente con la inversión del propietario, la instalación es rentable (VAN = \$ 19,518.48), mientras que si se realiza un préstamo para la compra el proyecto es prácticamente indiferente (VAN = \$ 26.15); es decir, casi da igual



invertir o no invertir en un sistema fotovoltaico de esta magnitud, para un periodo de 25 años. Adicionalmente si se considera la compra en el mercado internacional, tanto con la tasa de interés pasiva (dinero propio), como con la tasa de interés activa (dinero prestado), el sistema fotovoltaico es factible para su implementación, dando como resultado valores de \$ 44,835.48 y de \$ 25,343.15, respectivamente, que pudiesen cubrir el costo de transporte no considerado en la inversión inicial.

Para el segundo sistema, que es más pequeño, si se compra dentro del mercado nacional, no es factible realizar el proyecto bajo ninguna circunstancia; sin embargo, si se compra en el mercado internacional es factible realizarlo únicamente si el dinero de la inversión proviene del propietario del sistema, recalcando que en este caso tampoco se considera los costos de transporte de los materiales, por lo que se puede decir que para un sistema de estas características no es conveniente invertir con los precios actuales de las tecnologías fotovoltaicas monocristalinas, ni con los precios del kWh que se maneja a nivel nacional.

En ambos sistemas analizados el valor de la TIR representa la tasa máxima a la que el propietario pudiese endeudarse para que el VAN sea de cero; es decir, para que no se tenga ni ganancias ni pérdidas por la incorporación de los sistemas a las edificaciones. En el primer sistema los valores de la TIR son de 8.15 % (compra en mercado nacional), y de 16.58 % (compra en mercado internacional), ambos valores superiores a la tasa de interés pasiva y activa. En el segundo sistema los valores de la TIR son de 0.83 % (compra en mercado nacional), y de 5.69 % (compra en mercado internacional), ambas inferiores a la tasa de interés activa, y únicamente la TIR cuando se compra en el mercado nacional es inferior a la tasa de interés pasiva, representando lo ya mencionado para el caso del VAN; es decir, que únicamente es posible invertir en el proyecto si se realiza la compra de los equipos en el mercado internacional y con dinero propio.

Entonces, el valor por kWh instalado, para el primer sistema es de \$ 0.116 para la compra en el mercado nacional y de \$ 0.065 en el caso de la compra en el mercado internacional, para un periodo de 25 años. Para el segundo sistema, en el mismo periodo, el valor por kWh instalado para la inversión en el mercado nacional e internacional es de \$ 0.115 y \$ 0.067, respectivamente. Cabe recalcar que estos precios no contemplan el transporte, lo que significa que en la realidad el precio del kWh llegaría a ser mayor.



Los precios de las tecnologías fotovoltaicas en Ecuador son elevados en comparación al resto del mundo, pero aun así siguen representando ser una buena opción para un periodo de vida útil de 25 años. La evaluación económica no es tan precisa al no considerar los cambios que sufrirá la moneda en el periodo de 25 años ni el comportamiento de la inflación y la tasa de interés, así como también el cambio en el precio del kWh residencial que se encuentra en ascenso, y la constante baja del precio de las tecnologías fotovoltaicas alrededor del mundo, que de alguna manera influye en los precios actuales a nivel nacional.

El grado de incertidumbre de estas estimaciones se incrementa debido a que las cotizaciones realizadas consideran que todos los paneles deben tener la orientación hacia el norte y no edificio-orientados; es decir, no se consideran las pérdidas ni ganancias en la eficiencia en función a la inclinación ni orientación, por lo que esta investigación es útil para un dimensionamiento más acercado a la realidad.

Dentro de la evaluación ambiental se realizó el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero teóricas, mismas que se evitarían si se empleasen tecnologías fotovoltaicas en lugar de la energía generada por termoeléctricas. Para este caso se calculó el total de emisiones considerando como área de estudio las zonas 0102, 0103, 0202, y 0203 ya mostradas en la Fig. 31, las cuales representan una porción del Centro Histórico. El valor total de emisiones que se pudiesen evitar si las zonas mencionadas del Centro Histórico hicieran uso de tecnologías fotovoltaicas se muestra en la Tabla 25, considerando como factores de emisión los valores de 85 tCO₂eq/GWh (World Nuclear Association, 2011) y de 45 tCO₂eq/GWh (NREL, 2013a) para tecnologías fotovoltaicas monocristalinas y de 733 tCO₂eq/GWh (World Nuclear Association, 2011) para fuentes fósiles empleadas en termoeléctricas.

Tabla 25: Consumo anual en GWh y reducción de emisiones en tCO₂eq/año para las zonas 0102, 0103, 0202, y 0203 del Centro Histórico de la ciudad de Cuenca para el año 2016.

Fuente: Elaboración propia.

Datos: CENTROSUR; FACTOR PV1 y FF: World Nuclear Association (2011); FACTOR PV2 F: NREL (2013).

ZONA	ENERGÍA ANUAL (GWh)	PV1 (tCO ₂ eq)	FF (tCO ₂ eq)	EMISIÓN TEÓRICA REDUCIDA 1
0102	0.286	24.281	209.392	185.111
0103	0.191	16.213	139.817	123.604
0202	0.308	26.163	225.620	199.456
0203	0.210	17.837	153.820	135.983
TOTAL	0.994	84.495	728.651	644.155

ZONA	ENERGÍA ANUAL (GWh)	PV2 (tCO ₂ eq)	FF (tCO ₂ eq)	EMISIÓN TEÓRICA REDUCIDA 2
0102	0.286	12.854	209.392	196.537
0103	0.191	8.583	139.817	131.234
0202	0.308	13.851	225.620	211.769
0203	0.210	9.443	153.820	144.377
TOTAL	0.994	44.733	728.651	683.918

GWh ANUAL: Consumo anual de energía por zona

PV1: tCO₂eq teóricas para un sistema fotovoltaico con un factor de emisión de 85 tCO₂eq/GWh

PV2: tCO₂eq teóricas para un sistema fotovoltaico con un factor de emisión de 45 tCO₂eq/GWh

FF: Emisiones en tCO₂eq teóricas producidas por fuentes fósiles

EMISIÓN TEÓRICA REDUCIDA 1 y 2: Corresponde a la diferencia entre las emisiones de FF y PV1, y entre FF y PV2, y viene expresada en tCO₂eq/año

Tanto el valor obtenido en tCO₂eq/año para la emisión teórica reducida 1 y la emisión teórica reducida 2, son valores muy altos cuya emisión a la atmósfera podría evitarse en el caso de que las zonas 0102, 0103, 0202 y 0203 obtuvieran su provisión de energía mediante el uso de paneles fotovoltaicos monocristalinos, lo cual es posible por la gran área de las cubiertas, que como se demostró en los dos casos analizados, el área de los techos es capaz de proveer más energía de la requerida por toda la edificación. La emisión teórica reducida 1 fue calculada con el factor de emisión de 85 tCO₂eq/GWh obtenido de la World Nuclear Association (2011), el cual es un valor promedio, mientras que la emisión teórica reducida 2 fue calculada con el factor de emisión de 45 tCO₂eq/GWh, que representa a la mediana considerada como la medida de tendencia central más representativa debido a la gran variación entre los valores que adoptaba el factor de emisión. Los GWh de consumo anual de cada zona fueron obtenidos del procesamiento de la base de datos cada 15 minutos de la empresa CENTROSUR. El beneficio ambiental presente al emplear la tecnología fotovoltaica en cuanto a reducción de emisiones es notorio y apunta a los objetivos nacionales.

Adicionalmente se calcularon dos métricas más, que fueron: Energía de Retorno de Inversión (ERI) y el Periodo de Retorno Energético (PRE), pero considerando el análisis para un solo panel solar de un metro cuadrado que alcance valores de eficiencia iguales a los registrados en este estudio. Sin embargo, para efectuar el cálculo de estas dos métricas existe gran variabilidad en los datos de la energía de fabricación expresada en kWh/m², variando en función del año en que se realizó el análisis o también del lugar, y metodologías empleadas para la valoración. La Tabla 26 muestra los valores del PRE y del ERI en función a los diferentes valores que adopta la energía de fabricación.

Tabla 26: Cálculo del Periodo de Retorno Energético (PRE) y Energía de Retorno de Inversión (ERI) para paneles monocristalinos.

Fuente: Elaboración propia.

Datos:

a, b: Baharwani, Meena, Dubey, Brighu, & Mathur (2014).

c: Bizzarri & Morini (2007).

d: Ito, Komoto, & Kurokawa (2010).

e: Fthenakis & Kim (2011).

f, g: Bhandari, Collier, Ellingson, & Apul (2015).

VARIABLE		VALOR	UNIDAD
RADIACIÓN PROMEDIO ANUAL (2016)		347.56	W/m ²
EFICIENCIA PV (Orientación Este a 14°)		13.33	%
POTENCIA PROMEDIO GENERADA		0.556	kWh/m ² día
CASO	ENERGÍA DE FABRICACIÓN (kWh/m²)	PRE (Años)	ERI (Veces)
a	1165	5.74	4.35
b	1484	7.31	3.42
c	3089	15.22	1.64
d	473	2.33	10.73
e	1596	7.87	3.18
f	1108	5.46	4.58
g	2216	10.92	2.29
Prom*	1590	7.83	4.31

La radiación promedio anual fue obtenida de la estación meteorológica del CTS

Eficiencia PV: Valores obtenidos de la Actividad 2

Potencia promedio generada: Calculada en base a la radiación promedio, la eficiencia y las horas de sol (12)

Los cálculos fueron realizados tomando en cuenta una radiación promedio anual durante las horas de sol (12 horas) de 347.56 W/m² del año 2016, calculado a partir de la base de



datos de la estación meteorológica del Colegio Técnico Salesiano, y de un valor promedio de eficiencia para un panel orientado hacia el Este a 14° de la Actividad 2.

Los valores que toma el PRE muestran que, para el caso más desfavorable, la energía empleada para la fabricación de un panel de un metro cuadrado de silicio monocristalino, se recuperaría en un periodo de 15.22 años, valor que si bien no es superior al periodo de vida media de los paneles (25 años), es un valor demasiado elevado. Por otra parte, el periodo más bajo, 2.33 años, muestra ser un valor aceptable y atractivo desde el punto de vista energético para un sistema fotovoltaico, además es el más próximo a lo establecido por The National Renewable Energy Laboratory (2004), entre uno a cuatro años. El valor promedio del PRE de la base de datos analizada sería 7.83 años, que es próxima un tercio de la vida promedio de un panel fotovoltaico. Los resultados calculados bajo estos criterios difieren en gran medida de los reportados por Boyle (2012), el cual menciona valores del PRE para paneles de silicio monocristalino de alrededor de 1.8 años. Esto se debe a que en primer lugar la eficiencia promedio alcanzada por los paneles durante este estudio no iguala la eficiencia teórica provista por el fabricante y a su vez los paneles empleados en Europa poseen mayores eficiencias debido a que son aquellos utilizados en plantas solares.

El cálculo de la ERI, indica que durante la vida promedio de un panel de un metro cuadrado, es posible que se pueda obtener entre 1.64 y 10.73 veces la energía que fue requerida para su fabricación, representando ser eficiente energéticamente, pero a su vez no igualarían los valores teóricos (12 veces) que se consultaron durante la revisión bibliográfica.

Es importante mencionar que los datos de eficiencia del panel empleado pueden ser superiores, lo que conllevaría a que el PRE disminuya y la ERI se incremente, concluyendo de esta manera que el uso de paneles solares monocristalinos para la ciudad de Cuenca es una opción ambiental y energéticamente aceptable.



6. CONCLUSIONES

Los resultados de las Actividades 1 y 2 de la presente investigación son válidos únicamente para el mes de diciembre de 2016 y los primeros días del mes de enero de 2017. La orientación e inclinación óptima determinada con este estudio no contradice a la orientación e inclinación óptima para la latitud del área de estudio; sin embargo, es necesario un estudio comparativo durante un periodo más prolongado.

Se llega a la conclusión de que aquellas cubiertas orientadas hacia el este, y que adaptasen tecnología fotovoltaica como sistema de captación de energía, tendrían un mejor desempeño si su inclinación es cercana a los 14° , debiéndose a que los días en que se efectuaron las mediciones fueron soleados durante las mañanas y sus tardes variaban entre nubosidades bajas y altas; entonces la mayor eficiencia era alcanzada durante las mañanas. Adicionalmente, los techos orientados hacia el sur tendrían una mayor producción al poseer inclinaciones que varíen en el rango de 18.26° hasta 26.56° , considerando que la mayor producción se dio con la inclinación mayor, pero sin diferir significativamente de la obtenida a 18.26° . Esto es debido a que estas dos inclinaciones se hallan próximas a la máxima inclinación del sol en el solsticio de diciembre (20.62°).

Para el caso de techos orientados al oeste, la mejor inclinación es 18.26° , sin mayor variación respecto a la de 14° . De manera similar, las mediciones y la evaluación de la orientación norte indican que la pendiente óptima es la de 18.26° ; sin embargo, para estas dos orientaciones en esta época del año, la disposición horizontal reporta mayores eficiencias.

De los cuatro casos favorables mencionados, la combinación Este 14° es la que tiene una mayor eficiencia. Así, se concluye que aquellos paneles dispuestos en los techos de las edificaciones con orientación Este e inclinación de 14° , serían más eficientes, seguidos por las configuraciones Sur 26.56° , Oeste 18.26° y Norte 18.26° ; presentando valores de eficiencia de 13.33 %, 12.17 %, 11.68 %, y 10.95 %, respectivamente durante el periodo de medición. La configuración E 14° supera en 18.2 % a la configuración N 18.26° , en 11.8 % a la configuración O 18.26° , y en un 4 % a la configuración S 26.56° . Las eficiencias obtenidas, menores a las especificadas por el fabricante, pueden atribuirse directamente al efecto de



la temperatura sobre los módulos empleados y además a que el panel fotovoltaico no pudiese absorber fotones con energías diferentes a la de su banda energética.

El valor máximo promedio de pérdida de eficiencia por acumulación de suciedad fue de 2.77 % para paneles orientados hacia el Este a 14°, a los 21 días de iniciadas las mediciones, recalcando que las dos semanas precedentes a la obtención de este valor tuvieron un acumulado de precipitación de 6 mm; por lo que las pérdidas de eficiencia se atribuyen a las escasas precipitaciones de las dos últimas semanas. Si se hubiesen mantenido los patrones de precipitación de la semana 1 (41.8 mm) y de la semana 4 (13.4 mm) durante todo el periodo de monitoreo, no se habrían reportado pérdidas significativas como el valor obtenido (2.77 %). La temperatura a la que llegaban los módulos fotovoltaicos en las horas de alta radiación impedía una deposición pronunciada de partículas, debido al efecto de termoforesis. Se asume que la mayor deposición se da en las primeras horas de la mañana y en las últimas de la tarde, que coinciden con horas pico de tráfico vehicular, que propician la generación y dispersión de partículas; no así al mediodía, también hora pico de tráfico, por el aumento de temperatura en la superficie de los paneles.

De instalarse sistemas fotovoltaicos en las cercanías al punto de medición, no es necesaria la limpieza de los paneles cuando existen precipitaciones mensuales cercanas a los 13.4 mm, ya que este fue el valor de precipitación que demostró ser capaz de limpiar a los paneles. Por lo general, la precipitación mensual en Cuenca supera este valor por lo que no sería necesaria la limpieza durante ningún mes del año.

Referente al modelo desarrollado en TRNSYS, los valores de potencia que otorga el modelo son, en general, más altos respecto a los de las mediciones del mes de diciembre. El coeficiente R^2 indica que el modelo refleja un 52.8 % de los valores in-situ; sin embargo, la raíz del error cuadrático medio (RMSE) tiene un valor de 29.78 W que, considerando el rango de magnitud en la que se trabajó (100 W), es muy elevado, haciendo al modelo válido como primera aproximación, pero debiendo trabajarse en ajustes como la inclusión del parámetro de temperatura en la superficie del panel para lograr reducir el error. Para este caso de estudio, el programa no contempla las pérdidas en eficiencia debido a los incrementos de temperatura en la superficie de los paneles en periodos prolongados de alta radiación.



Por otra parte, desde el punto de vista técnico, en el país existen empresas competentes que otorgan respuestas tempranas a solicitudes o inquietudes respecto a energías renovables. Sin embargo, al comparar los precios respecto a los de proveedores extranjeros, estos últimos presentan ofertas más económicas para los mismos componentes de las instalaciones, que como se mostró en los resultados de la Actividad 5, el precio del kWh instalado en base a precios locales fue de aproximadamente \$ 0.11, muy superior al valor de \$ 0.06 obtenido a partir de precios de proveedores extranjeros; además, uno de los rubros limitantes es el transporte, pues para los sistemas propuestos en esta investigación, el costo de este es elevado, variando acorde a la ubicación del proveedor sea nacional o extranjero.

Cabe mencionar que el avance del país en cuanto a sistemas inteligentes de inyección a la red eléctrica, no está completamente estructurado ni normado, dificultando la incursión masiva en este tipo de tecnologías, tal es el caso que en el país se retiró el Feed-in-Tariff para tecnologías fotovoltaicas en el sector energético nacional en 2013 (Currie, 2016).

Otra limitante para la implantación de sistemas fotovoltaicos en el Centro Histórico puede ser la negativa por parte del Ministerio de Cultura y Patrimonio, al considerarlos invasivos; debiendo plantearse alternativas adaptables a las edificaciones, que puedan replicar las condiciones de los elementos de las cubiertas, como por ejemplo tejas solares, en caso de no poder instalar paneles fotovoltaicos mono o policristalinos. Aunque en el caso del Vaticano, el Aula Paulo VI tiene instalado en su techo un sistema fotovoltaico de capacidad de 300 kWh al año, suficientes para cubrir la demanda de dicho edificio (Villa Roiz, 2016). De esta manera puede verse que es posible incorporar tecnologías fotovoltaicas a edificaciones en las que tradicionalmente no se hacen intervenciones debido a su relevancia patrimonial. Además, por lo expuesto en los resultados, se concluye que el área de las cubiertas es suficiente para el emplazamiento de sistemas fotovoltaicos, pudiendo cubrir la demanda de la edificación e incluso generar excedentes que pudieran ser inyectados a la red.

En el plano económico, se concluye que a gran escala se llega a tener una rentabilidad elevada, al basarse en los resultados para el proyecto de mayor demanda estudiado (54.26 kWh/día); no así para casos en que la demanda sea baja, pues dentro del estudio se consideró la inversión con capital propio y prestado, tasas de interés pasiva y activa, y en



ninguna de las situaciones el proyecto de menor demanda demostró ser rentable, considerando también los costos de transporte.

El uso de tecnología fotovoltaica desde el punto de vista energético y ambiental, al compararse con fuentes convencionales de energía, presentan ventajas innegables, demostrando ser capaces de ofrecer una reducción de emisiones variable entre 644.155 y 683.918 tCO₂eq/año (valores comparados con emisiones de una planta de generación termoeléctrica).

Incluso en las condiciones más desfavorables de requerimiento de energía de fabricación, se ha demostrado que los sistemas fotovoltaicos pueden generar esa cantidad de energía en tiempos menores a su vida útil, y que puede devengar esa energía más de una vez a lo largo de su tiempo de operación.

Así, producir energía eléctrica con paneles fotovoltaicos sobre cubiertas de edificaciones, constituye una alternativa viable por los beneficios que presenta encaminados hacia el desarrollo sustentable.



7. RECOMENDACIONES E INVESTIGACIONES FUTURAS

Se recomienda realizar un estudio anual para poder determinar las tendencias generales en todos los meses del año, para así poder llegar a una conclusión generalizada en un periodo anual. Simultáneamente, puede ejecutarse una comparación entre la inclinación y orientación óptimas obtenidas en este estudio contra la inclinación y orientación óptimas descritas para la localidad.

Se sugiere realizar un estudio comparativo entre los solsticios de junio y diciembre, para poder evaluar el comportamiento, principalmente, de los paneles orientados hacia el sur y hacia el norte. Debido a que, durante seis meses el panel orientado hacia el sur supera la eficiencia del orientado hacia el norte, y en los seis meses posteriores, esta tendencia se invierte, por la posición aparente del sol a lo largo del año.

Adicionalmente, se recomienda plantear un estudio de la acumulación de suciedad en puntos de mayor concentración de partículas sedimentables, de preferencia en el Centro Histórico donde se ubica la estación de monitoreo de material particulado de la Red de Monitoreo de Calidad del Aire de la EMOV-EP, ya que el punto de medición de este estudio está en una zona en que no es demasiado notoria la presencia de partículas.

Para una evaluación más precisa empleando TRNSYS, se recomienda la adquisición o adaptación de equipos de medición meteorológica con las que se puedan generar archivos climáticos con todas las variables que el software demanda. Además, se recomienda que para contrastar datos in-situ, estos deben contemplar la temperatura de la superficie del módulo fotovoltaico, y el uso de un componente específico en el programa que permita un ajuste realista del modelo, para que este pueda emplearse con seguridad para simulaciones dentro de la ciudad.

Un punto importante es que, el formato más recomendado para archivos climáticos a utilizarse en este software es el formato *.tmy*, el cual representa un año meteorológico típico basado en informaciones promedio de diez años, recomendándose la generación de esta clase de archivos, no solo con la finalidad de simulaciones fotovoltaicas, sino también su uso en otras aplicaciones de energías renovables.



Por la alta influencia de la temperatura de los módulos en su eficiencia, se recomienda plantear y ejecutar un estudio de un sistema híbrido de agua caliente sanitaria y de producción de energía eléctrica, para verificar la influencia del agua del sistema de calentamiento sobre el desempeño de las celdas fotovoltaicas; de esta manera se lograría regular la temperatura de los paneles y a su vez disminuir el uso de gas para el calentamiento del agua de uso doméstico.

En el plano económico se requiere una evaluación en que se puedan considerar escenarios con aporte a la red y pago por dicha energía con la misma tarifa del kWh residencial nacional y con un Feed-in tariff.

Por último, es necesario establecer programas de difusión en cuanto al uso de energías renovables, fomentando la investigación y desarrollo, dado que este sector (sin considerar a las hidroeléctricas) tiene un desarrollo mínimo dentro del país.



REFERENCIAS

- Adinoyi, M. J., & Said, S. A. M. (2013). Effect of dust accumulation on the power outputs of solar photovoltaic modules. *Renewable Energy*, 60, 633–636. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2013.06.014> Technical note
- Al-Sabounchi, A. M., Yalyali, S. A., & Al-Thani, H. A. (2013). Design and performance evaluation of a photovoltaic grid-connected system in hot weather conditions. *Renewable Energy*, 53, 71–78. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2012.10.039>
- Al Riza, D. F., Haq Gilani, S. I., & Shiraz Aris, M. (2010). Measurement and Simulation of Standalone Solar PV System for Residential Lighting in Malaysia, 2(November), 1–6.
- Ali, H. M., Zafar, M. A., Bashir, M. A., Nasir, M. A., Ali, M., & Siddiqui, A. M. (2015). Effect of dust deposition on the performance of photovoltaic modules in Taxila, Pakistan. *Thermal Science*, 2015(0), 1–11. <http://doi.org/10.2298/TSCI140515046A>
- Ali, K., Khan, S. A., & Mat Jafri, M. Z. (2014). Effect of Double Layer (SiO₂ /TiO₂) Anti-reflective Coating on Silicon Solar Cells. *Int. J. Electrochem. Sci*, 9, 7865–7874.
- Alsema, E. A., & de Wild-Schoten, M. J. (2007). Reduction of the environmental impacts in crystalline silicon module manufacturing. *22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 829–836.
- Alternative Energy Store Inc. (2010). Electrical Characteristics of Solar Panels (PV Modules). Recuperado 7 de febrero de 2017, a partir de <https://www.altestore.com/howto/electrical-characteristics-of-solar-panels-pv-modules-a87/>
- Ancil, A., & Fthenakis, V. (2012). Life Cycle Assessment of Organic Photovoltaics. En *Third Generation Photovoltaics* (pp. 91–110). InTech. <http://doi.org/10.5772/38977>
- Anser Bashir, M., Ali, H. M., Khalil, S., Ali, M., & Siddiqui, A. M. (2014). Comparison of performance measurements of photovoltaic modules during winter months in Taxila, Pakistan. *International Journal of Photoenergy*, 2014, 1–8. <http://doi.org/10.1155/2014/898414>
- Appels, R., Lefevre, B., Herteleer, B., Goverde, H., Beerten, A., Paesen, R., ... Poortmans, J. (2013). Effect of soiling on photovoltaic modules. *Solar Energy*, 96, 283–291. <http://doi.org/10.1016/j.solener.2013.07.017>
- Archer, M. D., & Hill, R. (2001). *CLEAN ELECTRICITY FROM PHOTOVOLTAICS* (Vol. 1). Londres.
- ARCONEL. (2016). Ecuador posee un 51,78% de energía renovable. Recuperado 17 de



- marzo de 2017, a partir de <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/ecuador-posee-un-5155-de-energia-renovable/>
- ASTROTEK. (2016). La empresa. Recuperado 23 de enero de 2017, a partir de <http://www.astrotekecuador.com/la-empresa.html>
- AVRESA. (2017). AVRESA - AV Renewable Energy S.A. Recuperado 23 de enero de 2017, a partir de <http://avrenewableenergy.com/AVRESA.php>
- Awwad, R., Shehadeh, M., & Al-SAlaymeh, A. (2013). Experimental Investigation of Dust Effect on the Performance of Photovoltaic Systems in Jordan. *Proceedings of the GCREEDER 2013*, 10–13. Recuperado a partir de https://www.academia.edu/5486676/Rund_Awwad_PV_Dust_Effect_Paper_Jordan_2013
- AZO Materials. (2014). Introduction to Solar Simulators.
- Baghzouz, Y. (2011). *Sunlight and its Properties*.
- Baharwani, V., Meena, N., Dubey, A., Brighu, U., & Mathur, J. (2014). Life Cycle Analysis of Solar PV System: A Review. *International Journal of Environmental Research and Development*, 4(2), 183–190. Recuperado a partir de http://www.ripublication.com/ijerd_spl/ijerdv4n2spl_14.pdf
- Bakirci, K. (2012). General models for optimum tilt angles of solar panels: Turkey case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(8), 6149–6159. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2012.07.009>
- Balaji, P., Babu, B. M., & Shafarna, A. (2012). Modelling of Solar Cell Using Odd Size Quantum Dots, (1), 89–93.
- Banco Central del Ecuador. (2017). *Tasas de Interés*. Quito. Recuperado a partir de <https://www.bancoldex.com/contenido/categoria.aspx?catID=243>
- Bartak, M., Drkal, F., Hensen, J., Lain, M., Matuska, T., Schwarzer, J., & Sourek, B. (2013). ESP-r : integrated simulation tool for design of buildings and systems. En *Proceedings of International Workshop "Integrated Building Simulaton"* (pp. 108–116). Recuperado a partir de https://www.researchgate.net/publication/254885804_ESP-r_integrated_simulation_tool_for_design_of_buildings_and_systems
- Basulto, D. (2010). RIBA Stirling Prize 2010: MAXXI Museum / Zaha Hadid | ArchDaily.
- Beckers, B. (2004). El diagrama solar. Recuperado a partir de http://www.heliodon.net/downloads/Beckers_2004_Ir_El_diagrama_solar.pdf
- Bhandari, K. P., Collier, J. M., Ellingson, R. J., & Apul, D. S. (2015). Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A



- systematic review and meta-analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 133–141. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.057>
- Bhattacharya, T., Chakraborty, A. K., & Pal, K. (2015). Influence of Environmental Dust on the Operating Characteristics of the Solar PV Module in Tripura, India. *International Journal of Engineering Research*, 4(3), 141–144. Recuperado a partir de http://www.ijer.in/ijer/publication/v4s3/IJER_2015_313.pdf
- Bhuiyan, M. M. H., & Ali Asgar, M. (2003). Sizing of a stand-alone photovoltaic power system at Dhaka. *Renewable Energy*, 28(6), 929–938. [http://doi.org/10.1016/S0960-1481\(02\)00154-4](http://doi.org/10.1016/S0960-1481(02)00154-4)
- Bie, Z., Lin, Y., Li, G., Jin, X., & Hua, B. (2013). Smart Grid in China: a promising solution to China's energy and environmental issues. *International Journal of Environmental Studies*, 70(5), 702–718. <http://doi.org/10.1080/00207233.2013.828442>
- Bizzarri, G., & Morini, G. L. (2007). A Life Cycle Analysis of roof integrated photovoltaic systems. *International Journal of Environmental Technology and Management*, 7(1/2), 134. <http://doi.org/10.1504/IJETM.2007.013241>
- Blair, N., Dobos, A. P., Freeman, J., Neises, T., Wagner, M., Ferguson, T., ... Janzou, S. (2014). *System advisor model, sam 2014.1. 14: General description. NREL Report No. TP-6A20-61019, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO*. Recuperado a partir de <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61019.pdf>
- Boyle, G. (2012). *Renewable Energy Power for a Sustainable Future* (3^a ed.). Oxford: Oxford University Press.
- Boyle, L., Flinchbaugh, H., & Hannigan, M. (2013). Impact of natural soiling on the transmission of PV cover plates. En *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)* (pp. 3276–3278). IEEE. <http://doi.org/10.1109/PVSC.2013.6745150>
- Brooks, A. E., Dellagiustina, D. N., Patterson, S. M., & Cronin, A. D. (2013). The consequence of soiling on PV system performance in Arizona; Comparing three study methods. En *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference* (pp. 754–758). IEEE. <http://doi.org/10.1109/PVSC.2013.6744259>
- Cáceres, G., Nasirov, S., Zhang, H., & Araya-Letelier, G. (2015). Residential solar PV planning in Santiago, Chile: Incorporating the PM10 parameter. *Sustainability (Switzerland)*, 7(1), 422–440. <http://doi.org/10.3390/su7010422>
- California Energy Commission. (2001). A guide to photovoltaic system design and installation. *California Energy Commission*, (June), 39. Recuperado a partir de



- http://www.energy.ca.gov/reports/2001-09-04_500-01-020.PDF
- Caron, J. R., & Littmann, B. (2013). Direct monitoring of energy lost due to soiling on first solar modules in California. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 3(1), 336–340. <http://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2012.2216859>
- Central Energía. (2010). Feed-In Tariff. Recuperado 23 de febrero de 2017, a partir de <http://www.centralenergia.cl/2010/07/13/feed-in-tariff/>
- Chamaria, P., Dube, A., & Mittal, A. P. (2014). Consequences of Dust on Solar Photovoltaic Module and Its Generation. *2014 IEEE 6th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, 1–5. <http://doi.org/10.1109/IICPE.2014.7115776>
- Chapin, D. M., Fuller, C. S., & Pearson, G. L. (1954). *Journal of Applied Physics*, 25, 676.
- Chenming, C. H. (2009). Electrons and holes in semiconductors. En *Modern Semiconductor Devices for Integrated Circuits* (p. 34). [http://doi.org/10.1016/0016-0032\(51\)91102-7](http://doi.org/10.1016/0016-0032(51)91102-7)
- Chikate, B. V., & Sadawarte, Y. A. (2015). The Factors Affecting the Performance of Solar Cell. *International Journal of Computer Applications*, 1–5. Recuperado a partir de <http://research.ijcaonline.org/icquest2015/number1/icquest2776.pdf>
- Cinnamon, B. (2017). *Future Rooftop Solar Costs - Getting to \$2.50/watt*. Saratoga: Spice Solar. Recuperado a partir de <https://soundcloud.com/cinnamonsolar>
- Climate, G., & Project, E. (2006). Global Climate & Energy Project An Assessment of Solar Energy Conversion Technologies and Research Opportunities. *Assessment*, 1–20.
- Costa, S., Diniz, A. S., & Kazmerski, L. L. (2016). Dust and soiling issues and impacts relating to solar energy systems : Literature review update for 2012 – 2015. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 63, 33–61. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.059>
- Cristaldi, L., Faifer, M., Rossi, M., Toscani, S., Catelani, M., Ciani, L., & Lazzaroni, M. (2014). Simplified method for evaluating the effects of dust and aging on photovoltaic panels. *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation*, 54, 207–214. <http://doi.org/10.1016/j.measurement.2014.03.001>
- Cruz Lazo, E. G. (2010). *Diseño Y Simulación Del Comportamiento De Un Sistema Híbrido De Potencia*.
- Currie, S. (2016). Renewable Energy in Latin America. Recuperado 20 de marzo de 2017, a partir de <http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/134775/renewable-energy-in-latin-america-ecuador>
- Dale, M., & Benson, S. M. (2013). Energy balance of the global photovoltaic (PV) industry - is the PV industry a net electricity producer? *Environmental Science and Technology*,



- 47(7), 3482–3489. <http://doi.org/10.1021/es3038824>
- Darwish, Z. A., Hussein, A. K., Sopian, K., Alghoul, M. A., & Chaichan, M. T. (2013). Impact of Some Environmental Variables with Dust on Solar Photovoltaic (PV) Performance: Review and Research Status. *International Journal of Energy and Environment*, 7(4), 152–159. Recuperado a partir de [http://www.researchgate.net/publication/258051333_Impact_of_Some_Environmental_Variables_with_Dust_on_Solar_Photovoltaic_\(PV\)_Performance_Review_and_Research_Status/file/e0b49528126318a2ce.pdf](http://www.researchgate.net/publication/258051333_Impact_of_Some_Environmental_Variables_with_Dust_on_Solar_Photovoltaic_(PV)_Performance_Review_and_Research_Status/file/e0b49528126318a2ce.pdf)
- Disch, R. (2010). Plus Energy The Manifesto. Freiburg.
- Duffie, J. a., & Beckman, W. a. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*. *Journal of Solar Energy Engineering* (2^a ed., Vol. 116). New York. <http://doi.org/10.1115/1.2930068>
- Duxbury, P., Mackay, M., Kiel, J., Tseng, E., Nicely, S., Olds, D., ... Thijssen, J. (2007). Theoretical and Practical limits on solar energy conversion : Why use nanostructured materials ? Solar conversion strategies : Photovoltaic , Solar thermal , Photo-electrochemical. *Current*.
- eduFonet Educación Financiera en la Red. (2017). ¿Cómo se calcula la TIR?
- Electricidad. (2014). Conozca las siete preguntas frecuentes en torno a la generación distribuida. Recuperado 23 de febrero de 2017, a partir de <http://www.revistaei.cl/2014/12/23/conozca-las-siete-preguntas-frecuentes-en-torno-la-generacion-distribuida/#>
- Elhab, B. R., Sopian, K., Mat, S., Lim, C., Sulaiman, M. Y., Ruslan, M. H., & Saadatian, O. (2012). Optimizing tilt angles and orientations of solar panels for Kuala Lumpur , Malaysia. *Scientific Research and Essays*, 7(42), 3758–3765. <http://doi.org/10.5897/SRE12.241>
- ENERCITY. (2017). Enercity | Energía inteligente. Recuperado 23 de enero de 2017, a partir de <http://www.panelessolares.ec/#main-slider>
- Energy Informative. (2015). Which Solar Panel Type is Best? Mono-, Polycrystalline or Thin Film? Recuperado 7 de febrero de 2017, a partir de <http://energyinformative.org/best-solar-panel-monocrystalline-polycrystalline-thin-film/>
- Energy Savings Trust. (2014). Solar Panels. Recuperado 31 de enero de 2017, a partir de <http://www.solardesigntool.com/compare-solar-panels-modules.html>
- ENERPRO. (2017). ENERPRO. Recuperado 23 de enero de 2017, a partir de <http://www.enerpro.com.ec/index.php/es/>

- ETAPA EP. (2014). Protocolo de control de calidad de datos hidrometeorológicos de la red de Etapa EP. Cuenca.
- F-Chart Software. (2017). PV F-CHART: Photovoltaic Systems Analysis | F-Chart inengineering Software. Recuperado 31 de enero de 2017, a partir de <http://www.fchart.com/pvfchart/>
- Farkas, Klaudia; Frontini, Francesco; Maturi, Laura; Scognamiglio, Alessandra; Munari Probst, Maria Cristina; Roecker, C. (2013). *Designing photovoltaic systems for architectural integration. Criteria and guidelines for product and system developers*. (K. Farkas, Ed.). Solar Heating & Cooling Programme International Energy Agency.
- FEED-IN TARIFFS. (2015). What are FITs? Recuperado 23 de febrero de 2017, a partir de <http://www.fitariffs.co.uk/FITs/>
- Fernández, J. E. (2017). urban metabolism. Recuperado 23 de febrero de 2017, a partir de <http://www.urbanmetabolism.org/>
- Ferroukhi, R., Khalid, A., Renner, M., & López Peña, Á. (2013). *Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2016*. Masdar City, Abu Dhabi. <http://doi.org/24/03/2015>
- First Solar Inc. (2011). *PV Technology Comparison*. Recuperado a partir de http://www.dmphotronics.com/Solar_technologies/Technology_Comparison_PV_NA.pdf
- Fthenakis, V. M., Betita, R., Shields, M., Vinje, R., Blunden, J., Shields, M., ... Vinje, R. (2012). Life cycle analysis of high-performance monocrystalline silicon photovoltaic systems: Energy payback times and net energy production value. *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 4667–4672.
- Fthenakis, V. M., Hyung, C. K., & Alsema, E. (2008). Emissions from photovoltaic life cycles. *Environmental Science and Technology*, 42(6), 2168–2174. <http://doi.org/10.1021/es071763q>
- Fthenakis, V. M., & Kim, H. C. (2011). Photovoltaics: Life-cycle analyses. *Solar Energy*, 85(8), 1609–1628. <http://doi.org/10.1016/j.solener.2009.10.002>
- Ganoe, R. E., Stackhouse, P. W., & Deyoung, R. J. (2014). *RETScreen® Plus Software Tutorial*.
- Gharakhani Siraki, A., & Pillay, P. (2012). Study of optimum tilt angles for solar panels in different latitudes for urban applications. *Solar Energy*, 86(6), 1920–1928. <http://doi.org/10.1016/j.solener.2012.02.030>
- Ghosh, B., & Ghosh, A. . (2014). Effect of Dust on Solar PV Modules Efficiency. *Sci. & Cult*, 80(910), 290–297. Recuperado a partir de [http://www.scienceandculture-isna.org/sep-oct-2014/12 RC_Effect of Dust on Solar...by_B Ghosh_Pg.290.pdf](http://www.scienceandculture-isna.org/sep-oct-2014/12_RC_Effect_of_Dust_on_Solar...by_B_Ghosh_Pg.290.pdf)



- GLASS. (2015). Great Glazing: Photovoltaic Skylight at Novartis | Glass Magazine.
- Gook-hwan, H., Young-Seok, K., Hyeon-Jeong, L., & Ya-Ya, K. (2013). *Smart Grid Studies in Ecuador*. Recuperado a partir de <http://www.ksp.go.kr/publication/joint.jsp?syear=&sage=0000600002&skey=&stem=&stpe=&pg=1&idx=153>
- Government of Canada. (2016). Energy | Natural Resources Canada. Recuperado 24 de enero de 2017, a partir de <http://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465>
- Green, M. A. (2002). Photovoltaic principles. *Physica E*, 14(1–2), 11–17. [http://doi.org/10.1016/S1386-9477\(02\)00354-5](http://doi.org/10.1016/S1386-9477(02)00354-5)
- Green, M. A., Emery, K., Hishikawa, Y., & Warta, W. (2011). Solar cell efficiency tables. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19(version 37), 84–92. <http://doi.org/10.1002/pip>
- Green, M. A., Emery, K., Hishikawa, Y., & Warta, W. (2015). Solar cell efficiency tables. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 23(versión 45), 1–9. <http://doi.org/10.1002/pip>
- Guasch Murillo, D. (2003). *Modelado y análisis de sistemas fotovoltaicos*. Universitat Politècnica De Catalunya. Recuperado a partir de <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/94355/01DGM01de01.pdf>
- Guzhñay Lucero, S. (2007). *Casas-Patio*. Universidad de Cuenca.
- Hagedorn, G. (1989). Proceedings of the 9th EC Photovoltaic Solar Energy Conference. En *Proceedings of the 9th EC Photovoltaic Solar Energy Conference* (p. 542e545).
- Hioki E E Corporation. (2016). *HIOKI Instruction Manual*. (Hioki E.E., Ed.). Japón: Hioki E.E.
- Hirshman, W. P. (2015). Little smiles on long faces (cell production 2008: survey). *Photon International*, 170–206.
- Hirshman, W. P., Hering, G., & Schmela, M. (2015). Gigawatts — the measure of things to come (cell production 2015: survey). *Photon International*, 136–166.
- Honsberg, C., & Bowden, S. (2016). Introduction | PVEducation.
- IMEC. (2014a). Imec Demonstrates Organic Photovoltaics Modules Showing Excellent Optical Properties and High Efficiencies.
- IMEC. (2014b, septiembre). Perovskites: The New Gold? A new generation of solar cells. *IMEC Magazine*.
- INDRA. (2015). Sistemas de certificación de construcción sostenible para ciudades. En *Soluciones para la Sostenibilidad*. España.
- Inga Ortega, E. M. (2012). Redes de Comunicacion en Smart Grid. *Ingenius: Revista de*



- Ciencia y Tecnología*, 7, 36–55. <http://doi.org/10.1109/M-RA.2007.912004>
- INSEL. (2014). INSEL (Integrated Simulation Environment Language). Recuperado a partir de <http://insel.eu/index.php?id=138&L=1>
- IRENA. (2015). *Global Atlas for Renewable Energy 2015: A World of Renewables*. Recuperado a partir de <http://irena.masdar.ac.ae/>
- IRENA. (2016). *Renewable Energy in Cities*. Abu Dhabi. Recuperado a partir de www.irena.org
- Ito, M., Komoto, K., & Kurokawa, K. (2010). Life-cycle analyses of very-large scale PV systems using six types of PV modules. *Current Applied Physics*, 10(2 SUPPL.), S271–S273. <http://doi.org/10.1016/j.cap.2009.11.028>
- Jiang, Y., & Lu, L. (2015). A Study of Dust Accumulating Process on Solar Photovoltaic Modules with Different Surface Temperatures. En *Energy Procedia* (Vol. 75, pp. 337–342). <http://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.378>
- Jiménez, J. M. (1999). *INGENIOS SOLARES: MANUAL PRÁCTICO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE APARATOS SENCILLOS RELACIONADOS CON LA ENERGIA SOLAR* (2 da). Pamplona-Iruña, España: Pamiela.
- Jungbluth, N. (2005). Life cycle assessment of crystalline photovoltaics in the Swissecoinvent database. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 13(5), 429–446. <http://doi.org/10.1002/pip.614>
- Kalogirou, S. A. (2013). Photovoltaic Systems. En *Solar Energy Engineering: Processes and Systems* (Vol. 2, pp. 469–519).
- Kane Cres Center For renewable Energy Sources and Savings. (2015). Bioclimatic Design and Passive Solar Systems Bioclimatic Design and Passive Solar Systems, 1–2.
- Kanyarusoke, K., Gryzagoridis, J., & Oliver, G. (2015). Validation of TRNSYS modelling for a fixed slope photovoltaic panel, 1–10. <http://doi.org/10.3906/elk-1502-38>
- Kapusta, R. (2014). Silicon vs. Gallium Arsenide Which Photovoltaic Material Performs Best.
- Kazmerski, L. L. (2006). Solar photovoltaics R&D at the tipping point: A 2005 technology overview. *Journal of Electron Spectroscopy and Related Phenomena*, 150(2–3), 105–135. <http://doi.org/10.1016/j.elspec.2005.09.004>
- Khan, K. R., Abou-Arkoub, A. A., & Ahsan, Q. (2013). Evaluation of expected energy generation in multi-area interconnected systems with photovoltaic generating units. *International Journal of Environmental Studies*, 70(5), 744–753. <http://doi.org/10.1109/SGE.2012.6463960>
- Koster, L. J. A., Mihailetchi, V. D., & Blom, P. W. M. (2007). The optimal band gap for plastic



- photovoltaics. *SPIE Newsroom*, 9–10. <http://doi.org/10.1117/2.1200701.0528>
- Kouloumpi, I. (2012). *Rating Energy Sustainability of Urban Communities- A comparison of four sustainability assessment tools for urban areas*. Universiteit Utrecht. Recuperado a partir de <http://igitur-archive.library.uu.nl/student-theses/2012-0612-200732/UUindex.html>
- Kumar, S., Chaurasia, P. B. L., & Singh, H. K. (2014). Experimental Study of Optimum Tilt Angle for Solar PV Panel in Jaipur (Rajasthan). *International Journal of Science and Research*, 3(7), 195–198.
- La Hora. (2005, junio 25). Zámbezica reserva de gas metano. Quito. Recuperado a partir de <http://lahora.com.ec/index.php/noticias/show/1000336729/-1/home/goRegional/Quito#.WleeYBt96M9>
- Lai, C. S., & Mcculloch, M. D. (2016). *Levelized Cost of Energy for PV and Grid Scale Energy Storage Systems. Manuscript submitted for publication*. Oxford. Recuperado a partir de <https://arxiv.org/abs/1609.06000>
- Lalwani, M., Kothari, D. P., & Singh, M. (2010). Investigation of Solar Photovoltaic Simulation Softwares. *International Journal of Applied Engineering Research*, 1(3), 585–601.
- LaMonica, M. (2012). Black Silicon Solar Cells to Capture More Light.
- Laplace Systems. (2011). Solar Pro 4.3. Recuperado 31 de enero de 2017, a partir de <http://www.lapsys.co.jp/english/products/pro.html#Specifications>
- Lee Jin You, R., Lee Ji Hao, T., Lim Guang, Y., Hui, L. G., Adele, L. S., & Kee, L. W. (1998). HEAVENLY MATHEMATICS GEK 1506 Sun and Architecture.
- Lorenzo, E., Moretón, R., & Luque, I. (2014). Dust effects on PV array performance: In-field observations with non-uniform patterns. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 22(6), 666–670. <http://doi.org/10.1002/pip.2348>
- Macdonald, F. (2015). Solar cells that work on cloudy days just hit a record-breaking 22.1% efficiency - ScienceAlert.
- Magwood, C. (2012). PV System Ready to Engage.
- Mahapatra, S. (2016). Lowest-Ever Solar Price Bid (2.42¢/kWh) Dropped In Abu Dhabi By JinkoSolar & Marubeni Score. Recuperado 17 de marzo de 2017, a partir de <https://cleantechnica.com/2016/09/20/lowest-ever-solar-price-bid-2-42ckwh-dropped-abu-dhabi-jinkosolar-marubeni-score/>
- Marion, B., Schaefer, R., Caine, H., & Sanchez, G. (2013). Measured and modeled photovoltaic system energy losses from snow for Colorado and Wisconsin locations. *Solar Energy*, 97, 112–121. <http://doi.org/10.1016/j.solener.2013.07.029>



- Maui Solar Software. (2010). A Screen Shot of PV-DesignPro. Recuperado 31 de enero de 2017, a partir de <http://www.mauisolarsoftware.com/>
- McMahan, R. L., Hunt, G., Knutson, K., Bystrom, O., McMahan, P., Turner, M., ... McMahan, J. (2005). *Renewable Energy The Bottom Line*. United States of America.
- Meier, A. von. (2006). *Electric Power Systems: A Conceptual Introduction*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc. <http://doi.org/10.1002/9781118557495.ch1>
- Mejia, F., Kleissl, J., & Bosch, J. L. (2013). The effect of dust on solar photovoltaic systems. En *Energy Procedia* (Vol. 49, pp. 2370–2376). <http://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.251>
- Meral, M. E., & Dinçer, F. (2011). A review of the factors affecting operation and efficiency of photovoltaic based electricity generation systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(5), 2176–2184. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2011.01.010>
- Mertens, K. (2014). *Photovoltaics Fundamentals, Technology and Practice* (1ª ed.). Münster, Alemania.
- Michels, R. N., Canteri, M. G., de Aguiar e Silva, M. A., Gnoatto, E., Azevedo dos Santos, J. A., & Alvino de Jesus, M. M. (2015). Yield from photovoltaic modules under real working situations in west Paraná - Brazil. *Acta Scientiarum. Technology*, 37(1), 19–24. <http://doi.org/10.4025/actascitechnol.v37i1.19191>
- Miles, R. W., Hynes, K. M., & Forbes, I. (2005). Photovoltaic solar cells: An overview of state-of-the-art cell development and environmental issues. *Progress in Crystal Growth and Characterization of Materials*, 51(1–3), 1–42. <http://doi.org/10.1016/j.pcrysgrow.2005.10.002>
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2017). EL MINISTERIO DE ELECTRICIDAD PRESENTÓ SU PROGRAMA “REDES INTELIGENTES EN ECUADOR”.
- Moharram, K. A., Abd-Elhady, M. S., Kandil, H. A., & El-Sherif, H. (2013). Influence of cleaning using water and surfactants on the performance of photovoltaic panels. *Energy Conversion and Management*, 68, 266–272. <http://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.01.022>
- NASA. (2014). *The Earth's Energy Budget*. United States of America.
- NASA. (2016). *The Earth's Energy Budget*. United States Of America.
- Nebraska Astronomy Applet Project, N. (2016). Sidereal vs. Synodic - Motions of the Sun.
- Negash, T., & Tadiwose, T. (2015). Experimental Investigation of the Effect of Tilt Angle on the Dust Photovoltaic Module. *International Journal of Energy and Power Engineering*,

- 4(4), 227. <http://doi.org/10.11648/j.ijepe.20150404.15>
- NIST The National Institute of Standards and Technology. (2014). *Smart Grid: A Beginner's Guide*. Gaithersburg, MD. <http://doi.org/10.6028/NIST.IR.7628r1>
- NREL. (2012). *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics*. Golden, Colorado. Recuperado a partir de <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56487.pdf>
- NREL. (2013a). Crystalline Silicon and Thin Film Photovoltaic Results – Life Cycle Assessment Harmonization. Recuperado a partir de http://www.nrel.gov/analysis/sustain_lca_pv.html
- NREL. (2013b). Land-use requirements of solar. Recuperado 23 de febrero de 2017, a partir de <https://www.sciencedaily.com/releases/2013/08/130806145537.htm>
- NREL. (2016). PVWatts Calculator. Recuperado 31 de enero de 2017, a partir de <http://pvwatts.nrel.gov/>
- ONYX SOLAR. (2011). *ONYX SOLAR Corporate Video (English)*.
- OpenEI. (2014). HOMER. Recuperado a partir de <http://en.openei.org/wiki/HOMER>
- Organizacion Internacional de Normalización (ISO). (2006). ISO 14044:2006. Recuperado 9 de febrero de 2017, a partir de <https://iram.isolutions.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:14044:ed-1:v1:es>
- Palanna, O. G. (2009). *Engineering Chemistry*. New Delhi: Tata McGraw Hill Education.
- Paulescu, M., Paulescu, E., Gravila, P., & Badescu, V. (2013). Solar Radiation Measurements. En *Weather Modeling and Forecasting of PV Systems Operation* (XVIII, p. 42). Londres. <http://doi.org/10.1007/978-1-4471-4649-0>
- Pérez, S. (2015). Cómo entender una carta solar.
- Prasad, R., & Shenoy, S. R. (1996). Staebler-Wronski effect in hydrogenated amorphous silicon. *Physics Letters A*, 218(1–2), 85–90. [http://doi.org/10.1016/0375-9601\(96\)00389-1](http://doi.org/10.1016/0375-9601(96)00389-1)
- PRé Consultants. (2012). LCA Methodology. Recuperado 9 de febrero de 2017, a partir de <https://www.pre-sustainability.com/lca-methodology>
- Price, C., Bimose Tribal Council, & Sayers, L. (2014). Introduction to RETScreen. *Northern Ontario First Nations Environment Conference*. Thunder Bay, Ontario. Recuperado a partir de <http://www.nofnec.ca/PDF/2014/Introduction-to-RETScreen.pdf>
- PROVIENTO. (2010). PROYECTO PIÑÓN PARA GALÁPAGOS. Recuperado 24 de enero de 2017, a partir de http://www.proviento.com.ec/proyecto_pinion.html
- PROVIENTO. (2017). PROVIENTO - Información. Recuperado 23 de enero de 2017, a partir de <http://www.proviento.com.ec/info.html>



- Putrus, G. A., Bentley, E., Binns, R., Jiang, T., & Johnston, D. (2013). Smart grids: energising the future. *International Journal of Environmental Studies*, 70(5), 691–701. <http://doi.org/10.1080/00207233.2013.798500>
- PVsyst Website. (2012). General features. Recuperado 31 de enero de 2017, a partir de <http://www.pvsyst.com/en/software/functionalities>
- Rahman, M. M., Hasanuzzaman, M., & Rahim, N. A. (2015). Effects of various parameters on PV-module power and efficiency. *Energy Conversion and Management*, 103, 348–358. <http://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.06.067>
- Rajput, D. S., & Sudhakar, K. (2013). Effect of dust on the performance of solar PV panel. *International Journal of ChemTech Research*, 5(2), 1083–1086.
- Razykov, T. M., Ferekides, C. S., Morel, D., Stefanakos, E., Ullal, H. S., & Upadhyaya, H. M. (2011). Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects. *Solar Energy*, 85(8), 1580–1608. <http://doi.org/10.1016/j.solener.2010.12.002>
- Renovaenergía. (2015a). La Empresa | Renova Energía. Recuperado 23 de enero de 2017, a partir de <http://www.renova-energia.com/la-empresa/>
- Renovaenergía. (2015b). Proyectos Representativos | Renova Energía. Recuperado 24 de enero de 2017, a partir de <http://www.renova-energia.com/la-empresa/proyectos-representativos/>
- Riordan, C. J., Hulstrom, R. L., & Myers, D. R. (1990). Influences of Atmospheric Conditions and Air Mass on the Ratio of Ultraviolet to Total Solar Radiation.
- Riyahi Alam, M. M., Behfar, A., & Shahmoradi, R. (2008). Potential Application of Solar Power Systems for Residential Buildings in High-Density Urban Pattern : The Case of the Eixample District , City of the Barcelona , in Spain, 342–347.
- Rutledge, K., McDaniel, M., Boudreau, D., Ramroop, T., Teng, S., Sprout, E., ... Hunt, J. (2011). Season. Recuperado 20 de marzo de 2017, a partir de <http://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/season/>
- Sagani, A., Mihelis, J., & Dedoussis, V. (2017). Techno-economic analysis and life-cycle environmental impacts of small-scale building-integrated PV systems in Greece. *Energy and Buildings*, 139, 277–290. <http://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.01.022>
- Sawin, J. L., Seyboth, K., & Sverrisson, F. (2016). *Renewables 2016: Global Status Report*. <http://doi.org/ISBN 978-3-9818107-0-7>
- Sendy, A. (2016). Pros and Cons of Monocrystalline v's Polycrystalline solar panels.
- Servicio Público de Energía Eléctrica. (2016). *Pliego tarifario para las empresas eléctricas* (Vol. 16). Quito. Recuperado a partir de <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp->



- content/uploads/downloads/2017/01/Pliego-y-Cargos-Tarifarios-SPEE-2017.pdf
- Shaheen, S. E., Ginley, D. S., & Jabbour, G. E. (2005). Organic-Based Photovoltaics: Toward Low-Cost Power Generation. *MRS Bulletin*, 30(1), 10–15. <http://doi.org/10.1557/mrs2005.2>
- Sharma Dinesh, K., Verma, V., & Pratap Sing, A. (2014). Review and Analysis of Solar Photovoltaic Softwares. *International Journal of Current Engineering and Technology*, 4(2), 725–731. Recuperado a partir de <http://inpressco.com/category/ijcet>
- Shockley, W., & Read, W. T. (1952). Statistics of the recombinations of holes and electrons. *Physical Review*, 87(5), 835–842. <http://doi.org/10.1103/PhysRev.87.835>
- Siraki, A. G., & Pillay, P. (2010). Comparison of PV System Design Software Packages for Urban applications. *XII World Energy Congress*, 12. Recuperado a partir de <http://www.indiaenergycongress.in/montreal/library/pdf/285.pdf>
- SMA Solar Technology AG. (2009). *Solar Stand-Alone Power and Backup Power Supply*. Niestetal: ILSELVESOR.
- Solar Energy Industries Association. (2016). Net Metering. Recuperado 23 de febrero de 2017, a partir de <http://www.seia.org/policy/distributed-solar/net-metering>
- Solar Energy Laboratory- University of Wisconsin-Madison, TRANSOLAR Energietechnik GmbH, CSTB - Centre Scientifique et Technique du Bâtiment, & TESS – Thermal Energy Systems Specialists. (2010). *TRNSYS 17: A Transient System Simulation Program* (Vol. 1). Recuperado a partir de <http://www.trnsys.com/>
- SolarDesignTool. (2014). SolarDesignTool - Permit Ready PV Designs. Recuperado 31 de enero de 2017, a partir de <http://get.solardesigntool.com/>
- SolarPanelGuide. (2016). What countries use the most Solar Panels? Recuperado 17 de marzo de 2017, a partir de <https://www.solarpanel.guide/countries-use-solar-panels/>
- Stephens, G. L., & L'Ecuyer, T. (2015). The Earth's energy balance. *Elsevier*, 166, 195–203. <http://doi.org/10.1016/j.atmosres.2015.06.024>
- Stephens, G. L., Li, J., Wild, M., Clayson, C. A., Loeb, N., Kato, S., ... Andrews, T. (2012). An update on Earth's energy balance in light of the latest global observations. *Nature Geoscience*, 5(10), 691–696. <http://doi.org/10.1038/ngeo1580>
- Sukumar Laik. (2009). *Recent trends in exploration, exploitation and processing of petroleum resources*. Tata McGraw-Hill Education.
- Swain, M., Lovering, J., Blomqvist, L., Nordhaus, T., & Hernandez, R. R. (2015). Land-Use Intensity of Electricity Production: Comparison Across Multiple Sources. *American Geophysical Union, Fall Meeting 2015, abstract #GC51C-1098*.



- ten Kate, O. M., de Jong, M., Hintzen, H. T., & van der Kolk, E. (2013). Efficiency enhancement calculations of state-of-the-art solar cells by luminescent layers with spectral shifting, quantum cutting, and quantum tripling function. *Journal of Applied Physics*, 114(8), 84502. <http://doi.org/10.1063/1.4819237>
- The National Renewable Energy Laboratory. (2004). PV FAQs. Washington. <http://www.nrel.gov/pv/faq.html>
- timeanddate.com. (2017). Spring Equinox – Vernal Equinox, Southern & Northern. Recuperado 24 de abril de 2017, a partir de <https://www.timeanddate.com/calendar/spring-equinox.html>
- Torres, Á. (2013). La potencialidad de implementar Smart grid en Ecuador.
- Touati, F. A., Al-Hitmi, M. A., & Bouchech, H. J. (2013). Study of the Effects of Dust, Relative Humidity, and Temperature on Solar PV Performance in Doha: Comparison Between Monocrystalline and Amorphous PVS. *International Journal of Green Energy*, 10(7), 680–689. <http://doi.org/10.1080/15435075.2012.692134>
- Tran, T. (2015). *Introduction to Solar Radiation*.
- Tsoutsos, T., Frantzeskaki, N., & Gekas, V. (2005). Environmental impacts from the solar energy technologies. *Energy Policy*, 33(3), 289–296. [http://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00241-6](http://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00241-6)
- U.S. Department of Energy. (2012). *Photovoltaics: Technologies, Cost, and Performance. U.S. Department of Energy SunShot Vision Study*.
- Ulacia, J. I. (2015). Masa Atmosferica (AM0, AM1,AM1.5).
- United Nations. (2015). Energy - United Nations Sustainable Development. Recuperado 20 de marzo de 2017, a partir de <http://www.un.org/sustainabledevelopment/energy/>
- Valentin Software. (2017). PV*SOL premium. Recuperado 31 de enero de 2017, a partir de <http://www.valentin-software.com/en/products/photovoltaics/57/pvsol-premium>
- Van Kerschaver, E., & Beaucarne, G. (2006). Back-contact solar cells: A review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 14(2), 107–123. <http://doi.org/10.1002/pip.657>
- Véliz Gómez, B. (2013). EDIFICIO SISTEMA ENERGÉTICO Accesibilidad solar y eólica, volumen y posición. En *Arquitectura Véliz* (p. 40). Valencia: EIT.
- Villa Roiz, C. (2016). El Aula Paulo VI y la energía solar. Recuperado 30 de marzo de 2017, a partir de <http://www.siame.mx/apps/info/p/?a=15155>
- Vincenzo, G., Gangale, F., Fulli, G., & Sánchez Jiménez, M. (2011). *Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments. JRC REFERENCE REPORTS*. Netherlands. <http://doi.org/10.2790/32946>



- Williams, C. (2012). Finance 101 for Renewable Energy Professionals.
- Wolfe, M. (2013). Efficiency in Solar Cells, 1–10.
- Wong, L. T., & Chow, W. K. (2001). Solar radiation model. *Applied Energy*, 69, 191–224.
Recuperado a partir de <http://www.caidat.org/m4atomp3/2981473754549513.pdf>
- World Nuclear Association. (2011). Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources. London: World Nuclear Association.
Recuperado a partir de http://www.world-nuclear.org/uploadedFiles/org/WNA/Publications/Working_Group_Reports/comparison_of_lifecycle.pdf
- XcelEnergy. (2010). Guide to Net Metering and Net Billing. XcelEnergy. Recuperado a partir de <https://www.xcelenergy.com/staticfiles/xcel/Marketing/CO-SR-net-metering.pdf>
- Ye, J. Y., Ding, K., Reindl, T., & Aberle, A. G. (2013). Outdoor PV module performance under fluctuating irradiance conditions in tropical climates. En *Energy Procedia* (Vol. 33, pp. 238–247). <http://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.05.064>
- Zalamea León, E. F. (2016). *POTENCIAL DE RECOLECCIÓN SOLAR ACTIVA INTEGRADA EN VIVIENDA UNIFAMILIAR. Caso de Estudio Concepción, Chile*. Universidad de Bio-Bio, Concepción, Chile.
- Zirin, H. (2010). Solar constant. En *Encyclopædia Britannica*.



ANEXOS

ANEXO 1

Revisión bibliográfica de efectos de la suciedad alrededor del mundo

Publicación	Enfoque	Zona de estudio/ Duración	Tipo de dispositivo solar	Hallazgos relevantes	Acotaciones
Adinoyi & Said (2013)	Desempeño	Arabia Saudita. (6 meses)	Módulos de Silicio cristalino	Se registró pérdidas de 50 % en potencia en módulos sin limpieza. Sistemas de seguimiento mejoran la producción y disminuyen la acumulación de polvo.	
Darwish, Hussein, Sopian, Alghoul, & Chaichan (2013)	Desempeño	Estudio de laboratorio	Módulos de silicio cristalino	Se investiga el efecto del polvo sobre el desempeño de los sistemas fotovoltaicos, así como también el efecto de parámetros ambientales.	Se consideran efectos de la velocidad y dirección del viento. Se modela efectos de cobertura del polvo.
Al-Sabounchi, Yalyali, & Al-Thani (2013)	Desempeño	Abu Dhabi, Emiratos Árabes	Vidrio de cobertura de módulos.	Se realizan monitoreos mensuales de pérdidas de energía. Se encuentra que en julio se da la	El estudio se realizó bajo un sistema completo de



Publicación	Enfoque	Zona de estudio/ Duración	Tipo de dispositivo solar	Hallazgos relevantes	Acotaciones
		Unidos. (6 meses)	Módulos de silicio cristalino.	mayor pérdida: 27 % por la presencia de polvo. Se propone un ciclo de limpieza mensual.	evaluación, considerando: temperatura, irradiancia, hora del día, inversores, etc.
Appels et al.(2013)	Desempeño Limpieza Transmisión/ Reflexión	Bélgica. (5 semanas)	Vidrio de cobertura de módulos. Módulos de silicio cristalino	Pérdidas de potencia de 4-5 % en la exposición de 5 semanas. Se determina que se requiere agua blanda para la limpieza. Existe pérdidas de transmisión por uso de agua dura.	
Awwad, Shehadeh, & Al-SAlaymeh (2013)	Desempeño Limpieza	Amán, Jordania. (3 meses)	Módulos de silicio mono cristalino de 240 W	Se compara la potencia de salida entre módulos limpios y con acumulación de polvo.	Se indica la frecuencia de limpieza (diaria)
Boyle, Flinchpaugh, & Hannigan (2013)	Transmisión/ reflexión	Commerce City, Colorado,	Vidrio de cobertura de módulos.	Para acumulaciones de polvo menores a 1.5 g/m ² , la transmisión de luz se redujo en 6 % por cada g/m ² de polvo acumulado. El ángulo	Procedimiento periódico para evitar la volatilización del

Publicación	Enfoque	Zona de estudio/ Duración	Tipo de dispositivo solar	Hallazgos relevantes	Acotaciones
		Estados Unidos. (1.5 años)		de incidencia no influye a la reducción de transmisión causada por la deposición de polvo.	polvo depositado.
Brooks, Dellagiustina, Patterson, & Cronin (2013)	Desempeño Limpieza	Tuscon, Arizona, Estados Unidos.	Módulos fotovoltaicos de placa plana.	<p>Comparación de tres metodologías para comparar módulos limpios y sucios.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Producción de energía en el punto máximo de potencia. 2. Curvas I-V características de módulos individuales en campo. 3. Curvas I-V características de módulos individuales bajo un simulador (método más preciso). <p>El ensuciamiento evaluado consideró: ángulo de inclinación y actividad humana.</p> <p>Tasa de pérdidas de potencia anuales: 3 %-6 %</p>	Todos los módulos indican alrededor de 1 % de aumento de eficiencia luego del proceso de limpieza.

Publicación	Enfoque	Zona de estudio/ Duración	Tipo de dispositivo solar	Hallazgos relevantes	Acotaciones
Caron & Littmann (2013)	Desempeño Instrumentación	California, Estados Unidos. (>1 mes)	Película fina de CdTe	Se tiene una estación de monitoreo para evaluar los efectos de acumulación de polvo. Se presentan tasas de ensuciamiento de 11.5 % / mes, especialmente en zonas agrícolas.	Se comparan módulos limpios contra otros sin limpieza. Pequeñas lluvias (aprox. 0.5mm) son suficientes para restaurar el desempeño de módulos carentes de limpieza.
Marion, Schaefer, Caine, & Sanchez (2013)	Desempeño Modelamiento/ Simulación	Colorado, Estados Unidos. (2 periodos invernales de 2010 a 2012)	Seis sistemas fotovoltaicos	El enfoque dado fue hacia nieve. Pérdidas mensuales medidas de hasta 90 %. Pérdidas anuales de 1 % a 12 %. Se evaluaron sistemas residenciales y no residenciales.	Buenas analogías para ensuciamiento por partículas (modelos útiles)

Publicación	Enfoque	Zona de estudio/ Duración	Tipo de dispositivo solar	Hallazgos relevantes	Acotaciones
(Mejia, Kleissl, & Bosch, 2013)	Desempeño Instrumentación	San Diego, California, Estados Unidos. (Aprox. 3 meses en verano)	Sistema fotovoltaico de 86.4 kW	Las pérdidas debido a acumulación de polvo fueron de 0.21 % por día, con pérdidas de eficiencia observadas de 7.2 % a 5.6 % en un periodo seco de 108 días; posterior a esta observación, eventos de lluvia restauraron la eficiencia a 7.1 %	Se correlacionaron los datos con una estación meteorológica ubicada a 3.4 km de distancia del sitio de estudio.
Moharram, Abd-Elhady, Kandil, & El-Sherif (2013)	Desempeño Limpieza	El Cairo, Egipto. (aprox. 45 días)	Planta de energía de 14 kW de módulos de silicio cristalino	La eficiencia de la planta decreció 50 % después de 45 días de la limpieza con agua no presurizada. Al usar una solución para limpieza de surfactantes aniónicos y catiónicos, la eficiencia se mantuvo constante. La limpieza de los paneles fotovoltaicos con el sistema de agua desarrollado y una mezcla de surfactantes minimiza la cantidad de agua requerida para la limpieza,	Estudio realizado por una Universidad alemana en el Cairo. El enfoque se dio sobre la reducción de agua en requerida para limpieza.

Publicación	Enfoque	Zona de estudio/ Duración	Tipo de dispositivo solar	Hallazgos relevantes	Acotaciones
				así como la energía para rociar esta mezcla sobre el sistema.	Se detalla la descripción y el diseño del sistema.
Touati, Al-Hitmi, & Bouchech (2013)	Desempeño	Qatar. (100 días)	Módulos de silicio monocristalino y amorfo.	La eficiencia disminuyó un 10 % por acumulación de polvo durante este periodo. Las superficies de los paneles de silicio amorfo fueron menos afectadas por acumulación que las de silicio cristalino.	Se especifican horarios de limpieza. Se reportan los efectos de la temperatura en los tipos de tecnología analizados.
Anser Bashir, Ali, Khalil, Ali, & Siddiqui (2014)	Desempeño Condiciones ambientales Inclinación/Orientación	Taxila, Pakistán. (enero a marzo)	Módulos de silicio amorfo, monocristalino y policristalino.	Se revisan reportes pasados de desempeño, asociándolos con la acumulación de polvo. Indicaciones de disminución de la temperatura de operación del módulo debido a ensuciamiento.	Los módulos de silicio mono y policristalino tienen mejor desempeño en condiciones de alta irradiancia.



Publicación	Enfoque	Zona de estudio/ Duración	Tipo de dispositivo solar	Hallazgos relevantes	Acotaciones
				Discusión respecto a efectos de inclinación, humedad, y viento.	Los módulos de silicio amorfo tienen buen desempeño a baja irradiancia (mejor absorción de luz)
Chamaria, Dube, & Mittal (2014)	Modelamiento	Modelado y simulación en laboratorio, India.	Sistema fotovoltaico de silicio cristalino de 50kW	Pérdidas modeladas y calculadas en términos de kWh. Las latitudes bajas al tener una densidad media de polvo deberían tener limpieza diaria debido al bajo ángulo de inclinación y alta deposición de polvo.	Se realizó el modelamiento de este sistema de 50kW en India. Se discuten factores de impactos críticos de la influencia del polvo.
Cristaldi et al. (2014)	Desempeño Condiciones ambientales Instrumentación	Milán, Italia y estudios de Laboratorio.	Módulos comerciales de silicio.	Se desarrolló un método simple para evaluar la influencia del polvo sobre el desempeño de módulos fotovoltaicos.	Discusión de las técnicas empleadas y sus limitaciones.



Publicación	Enfoque	Zona de estudio/ Duración	Tipo de dispositivo solar	Hallazgos relevantes	Acotaciones
				Se estima la reducción en el desempeño. Se evalúa la precisión y errores de las medidas y técnicas empleadas	El método desarrollado diferencia entre efectos del polvo y otros problemas de envejecimiento de los módulos.
Ghosh & Ghosh (2014)	Desempeño Modelamiento Limpieza	India.	Módulos fotovoltaicos en general	Evaluación de los efectos de la adherencia del polvo a la superficie del módulo sobre su eficiencia. Modelamiento de las pérdidas de eficiencia (Potencia, Voltaje, Corriente e irradiancia) Evaluación de los enfoques de mitigación (revestimientos, limpieza)	Descripción de la operación de celdas y el sistema analizado.
Lorenzo, Moretón, & Luque (2014)	Desempeño	Sudeste de España.	Planta fotovoltaica de 2 MW	Depósitos no uniformes de polvo llevan a una reducción de la corriente de cortocircuito como	Distribuciones no uniformes de temperatura

Publicación	Enfoque	Zona de estudio/ Duración	Tipo de dispositivo solar	Hallazgos relevantes	Acotaciones
				<p>resultado de pérdidas de transmitancia. Cuando los módulos afectados están conectados en serie junto a otros no (o menos) afectados, las pérdidas del voltaje de operación aumentan, llevando a pérdidas de potencia.</p>	<p>resultan de los efectos de sombreadamiento de los puntos de distribución no uniforme de polvo.</p>
Ali et al. (2015)	Desempeño	Taxila, Pakistán. (3-4 meses)	Módulos fotovoltaicos de silicio (mono y policristalino)	<p>Dos módulos de cada tipo fueron expuestos a durante tres meses en invierno.</p> <p>Los módulos mono y policristalinos mostraron una disminución de producción de 20 % y 16 %, respectivamente, comparados a los módulos limpios. La disminución en producción y eficiencia fue mayor en el módulo monocristalino expuesto que en que en el policristalino expuesto.</p>	<p>La pérdida de eficiencia de los módulos (limpio respecto a expuesto) fue de 3.55 % y 3.01 % para los módulos mono y policristalinos, respectivamente.</p>

Publicación	Enfoque	Zona de estudio/ Duración	Tipo de dispositivo solar	Hallazgos relevantes	Acotaciones
Bhattacharya, Chakraborty, & Pal (2015)	Desempeño Limpieza	Tripura, India. (6 meses)	Dos módulos idénticos de silicio cristalino de 37 W	Se reportaron reducciones en V_{oc} , I_{sc} , y eficiencia. La reducción de eficiencia varió entre valores de 9 % a 13 % en el periodo de 6 meses. La comparación se hizo manteniendo limpio uno de los módulos, mientras el otro era expuesto a condiciones de ensuciamiento.	
Cáceres, Nasirov, Zhang, & Araya-Letelier (2015)	Costos	Santiago, Chile.	Módulos fotovoltaicos cristalinos	Se realizó un estudio de instalaciones fotovoltaicas con fines residenciales. Se analizan efectos de polvo sobre el desempeño de los paneles así como su efecto sobre los costos nivelados de energía (una de las métricas para calcular la viabilidad económica de proyectos de eficiencia energética y generación distribuida (Lai & Mcculloch, 2016))	Este estudio considera el parámetro PM10 como condición ambiental que afecta la eficiencia y costos.

Publicación	Enfoque	Zona de estudio/ Duración	Tipo de dispositivo solar	Hallazgos relevantes	Acotaciones
Jiang & Lu (2015)	Desempeño Condiciones ambientales	Estudio de laboratorio (Efecto de la temperatura modular sobre la deposición de polvo)	Módulos de silicio monocristalino	La densidad medida de acumulación de polvo varió en un rango de 0.50 mg/m ² a 0.84 mg/m ² . Temperaturas altas en la superficie de los módulos condujeron a una menor densidad de acumulación debido al efecto de termoforesis surgiendo del gradiente de temperatura de entre la superficie y el aire circundante; el gradiente de temperatura demostró ser menor a 40 °C.	
Michels et al.(2015)	Desempeño Inclinación de paneles	Paraná, Brasil.	Módulos de Silicio Solarex MSX56	Los niveles de polvo de la localidad redujeron los niveles de producción (potencia) en cerca de 16 %.	Estudio en exteriores.
Negash & Tadiwose (2015)	Desempeño Inclinación	Bahir Dar City, Etiopía.	Módulos de silicio cristalino	Se reportaron las pérdidas para ocho distintos ángulos de inclinación (0°, 5°,11.6°,15°, 21.5°, 25°, 30° y 35°) donde 11.6° es la latitud de la zona de estudio.	El ángulo de 25° presentó la menor pérdida de insolación y la mayor cantidad



Publicación	Enfoque	Zona de estudio/ Duración	Tipo de dispositivo solar	Hallazgos relevantes	Acotaciones
					de energía absorbida.
Rahman, Hasanuzzaman, & Rahim (2015)	Desempeño	Estudio de laboratorio.	Módulo de silicio cristalino de 90 W	La potencia observada del módulo se redujo en 7.70 W debido a polvo depositado en la superficie.	En un inicio el estudio estaba orientado a efectos de clima y temperatura sobre los módulos.

ANEXO 2
Inclinaciones para el Este

07-dic-16																
HORA	P(0°)			P(14°)			P(18°)			RAD W/m2	RAZONES		EFICIENCIA			
	V	I	P	V	I	P	V	I	P		14-0	18-0	P(0°)	P(14°)	P(18°)	
07:00:00 a. m.	16.62	1.21	20.33	16.32	1.58	25.59	16.07	1.73	26.67	302.71	1.26	1.31	0.10	0.13	0.14	
08:00:00 a. m.	17.00	1.23	20.95	16.96	1.38	23.37	16.82	1.42	23.85	268.92	1.12	1.14	0.12	0.13	0.14	
09:00:00 a. m.	14.33	4.12	58.55	15.27	4.06	61.57	14.59	4.17	60.37	839.00	1.05	1.03	0.11	0.11	0.11	
10:00:00 a. m.	14.36	3.88	56.19	15.12	3.77	57.84	14.56	3.76	55.17	800.33	1.03	0.98	0.11	0.11	0.11	
11:00:00 a. m.	14.33	4.50	64.53	15.06	4.31	65.01	14.26	4.31	61.53	998.58	1.01	0.95	0.10	0.10	0.09	
12:00:00 p. m.	14.32	4.47	64.01	15.18	4.13	62.59	14.03	4.16	58.37	979.42	0.98	0.91	0.10	0.10	0.09	
01:00:00 p. m.	14.12	4.42	62.42	14.44	4.12	59.49	13.58	4.11	55.74	945.75	0.95	0.89	0.10	0.10	0.09	
02:00:00 p. m.	13.91	4.13	57.60	13.39	3.55	47.59	12.88	3.37	43.29	837.08	0.83	0.75	0.11	0.09	0.08	
03:00:00 p. m.	15.86	2.24	33.07	16.36	1.82	29.07	16.15	1.65	26.73	430.42	0.88	0.81	0.12	0.10	0.10	
04:00:00 p. m.	14.26	0.84	12.01	15.16	0.79	11.92	14.62	0.78	11.39	154.50	0.99	0.95	0.12	0.12	0.11	
05:00:00 p. m.	12.58	0.65	8.23	13.13	0.61	8.01	12.65	0.60	7.59	109.00	0.97	0.92	0.12	0.11	0.11	
AVG	14.79	3.16	45.64	15.23	2.98	44.77	14.65	2.97	42.54	661.41	1.01	0.97	10.91%	10.97%	10.56%	
MAX	17.00	4.50	64.53	16.96	4.31	65.01	16.82	4.31	61.53							
MIN	12.58	0.65	8.23	13.13	0.61	8.01	12.65	0.60	7.59							
Wh/día	457.89			452.06			430.70									

08-dic-16																
HORA	P(0°)			P(18°)			P(26°)			RAD W/m2	RAZONES		EFICIENCIA			
	V	I	P	V	I	P	V	I	P		18-0	26-0	P(0°)	P(18°)	P(26°)	
07:00:00 a. m.	16.88	0.88	14.85	16.81	0.92	15.25	16.89	0.88	14.82	178.50	1.03	1.00	0.13	0.13	0.13	
08:00:00 a. m.	16.42	2.17	34.25	16.29	2.63	39.04	15.97	2.70	40.45	432.50	1.14	1.18	0.12	0.14	0.14	
09:00:00 a. m.	14.39	3.58	49.92	16.04	3.57	55.67	14.84	3.95	56.73	663.17	1.12	1.14	0.12	0.13	0.13	
10:00:00 a. m.	14.19	4.31	60.50	16.09	3.88	62.90	14.15	4.35	62.02	882.00	1.04	1.03	0.11	0.11	0.11	
11:00:00 a. m.	14.34	4.35	61.80	14.97	4.36	62.96	13.99	4.37	61.65	968.33	1.02	1.00	0.10	0.10	0.10	
12:00:00 p. m.	14.30	4.34	61.30	14.78	4.44	61.19	13.53	4.32	58.43	1001.25	1.00	0.95	0.09	0.09	0.09	
01:00:00 p. m.	15.39	2.96	42.66	15.43	2.97	40.61	14.73	2.80	41.06	604.25	0.95	0.96	0.11	0.10	0.10	
02:00:00 p. m.	15.84	1.22	19.43	15.53	1.13	17.27	15.52	1.01	16.05	212.25	0.89	0.83	0.14	0.13	0.12	
03:00:00 p. m.	14.99	0.28	4.31	12.69	0.26	3.08	13.06	0.25	3.19	49.25	0.71	0.74	0.13	0.10	0.10	
04:00:00 p. m.	15.72	0.31	4.90	15.66	0.30	4.72	15.68	0.29	4.53	59.17	0.96	0.92	0.13	0.12	0.12	
05:00:00 p. m.	16.60	0.40	6.67	16.43	0.39	6.38	16.66	0.36	6.07	74.00	0.96	0.91	0.14	0.13	0.13	
AVG	15.18	2.48	35.84	15.37	2.48	36.78	14.76	2.53	36.39	514.53	0.98	0.97	11.94%	11.67%	11.49%	
MAX	16.88	4.35	61.80	16.81	4.44	62.96	16.89	4.37	62.02							
MIN	14.19	0.28	4.31	12.69	0.26	3.08	13.06	0.25	3.19							
Wh/día	360.58			369.08			365.00									

09-dic-16																
HORA	P(0°)			P(26°)			P(14°)			RAD W/m2	RAZONES		EFICIENCIA			
	V	I	P	V	I	P	V	I	P		26-0	14-0	P(0°)	P(26°)	P(14°)	
07:00:00 a. m.	16.89	1.01	16.89	16.52	1.49	23.72	16.76	1.28	21.42	212.25	1.40	1.27	12.24%	17.19%	15.52%	
08:00:00 a. m.	16.37	2.55	40.87	15.64	3.62	52.62	16.20	3.02	48.37	505.67	1.29	1.18	12.43%	16.01%	14.72%	
09:00:00 a. m.	14.01	3.77	52.07	15.06	4.30	59.73	13.95	4.05	56.47	662.17	1.15	1.08	12.10%	13.88%	13.12%	
10:00:00 a. m.	15.80	3.57	55.83	14.59	4.60	62.10	13.90	4.28	59.43	862.50	1.11	1.06	9.96%	11.08%	10.60%	
11:00:00 a. m.	15.83	3.61	56.60	14.55	4.62	62.27	13.73	4.29	58.96	957.00	1.10	1.04	9.10%	10.01%	9.48%	
12:00:00 p. m.	16.00	3.19	50.61	15.20	3.59	50.33	14.99	3.63	53.69	695.58	0.99	1.06	11.19%	11.13%	11.88%	
01:00:00 p. m.	16.29	1.34	21.76	16.42	1.18	18.79	16.16	1.26	20.31	252.08	0.86	0.93	13.28%	11.47%	12.39%	
02:00:00 p. m.	17.10	1.17	19.92	16.99	1.08	17.87	17.01	1.11	18.89	229.92	0.90	0.95	13.33%	11.95%	12.64%	
03:00:00 p. m.	16.62	0.74	12.25	16.71	0.62	10.06	16.42	0.68	11.03	137.83	0.82	0.90	13.67%	11.23%	12.31%	
04:00:00 p. m.	15.52	0.37	5.89	14.66	0.32	4.97	14.79	0.34	5.31	68.33	0.84	0.90	13.26%	11.19%	11.96%	
05:00:00 p. m.	14.74	0.25	3.61	12.52	0.20	2.48	12.75	0.21	2.65	60.00	0.69	0.73	9.27%	6.36%	6.81%	
AVG	16.10	2.02	31.78	15.64	2.39	34.17	15.44	2.26	33.62	463.34	1.01	1.01	11.80%	11.95%	11.95%	
MAX	17.10	3.77	56.60	16.99	4.62	62.27	17.01	4.29	59.43							
MIN	14.01	0.25	3.61	12.52	0.20	2.48	12.75	0.21	2.65							
Wh/día	336.30			364.94			356.53									

Inclinaciones para el Sur

12-dic-16																
HORA	P(0°)			P(14°)			P(18°)			RAD W/m2	RAZONES		EFICIENCIA			
	V	I	P	V	I	P	V	I	P		14-0	18-0	P(0°)	P(14°)	P(18°)	
07:00:00 a. m.	17.06	0.71	12.05	16.93	0.73	12.36	16.98	0.71	12.09	146.00	1.03	1.00	0.13	0.13	0.13	
08:00:00 a. m.	16.28	2.28	36.78	15.66	2.57	39.02	16.09	2.48	38.76	446.33	1.06	1.05	0.13	0.13	0.13	
09:00:00 a. m.	14.74	3.92	57.73	14.76	4.06	59.92	14.47	4.23	61.31	752.42	1.04	1.06	0.12	0.12	0.13	
10:00:00 a. m.	14.59	3.97	57.86	15.30	3.83	58.22	14.65	4.06	59.23	855.00	1.01	1.02	0.10	0.10	0.11	
11:00:00 a. m.	15.19	3.74	55.89	15.40	3.67	56.17	15.28	3.75	56.86	759.00	1.01	1.02	0.11	0.11	0.12	
12:00:00 p. m.	15.10	3.51	52.45	15.13	3.48	52.24	15.20	3.54	53.23	753.33	1.00	1.02	0.11	0.11	0.11	
01:00:00 p. m.	15.78	2.54	39.07	15.94	2.47	38.68	15.66	2.50	38.50	513.67	0.99	0.99	0.12	0.12	0.12	
02:00:00 p. m.	15.86	1.62	25.62	16.20	1.61	26.05	16.11	1.62	26.08	308.50	1.02	1.02	0.13	0.13	0.13	
03:00:00 p. m.	15.76	1.56	24.72	15.54	1.55	24.31	15.23	1.55	23.96	289.83	0.98	0.97	0.13	0.13	0.13	
04:00:00 p. m.	15.35	0.33	5.18	15.71	0.35	5.58	15.56	0.35	5.43	62.25	1.08	1.05	0.13	0.14	0.13	
05:00:00 p. m.	10.54	0.16	1.77	10.72	0.18	1.94	10.88	0.18	1.98	22.33	1.10	1.11	0.12	0.13	0.14	
AVG	15.38	2.43	36.89	15.48	2.45	37.41	15.34	2.49	37.72	491.30	1.03	1.03	12.02%	12.35%	12.36%	
MAX	17.06	3.97	57.86	16.93	4.06	59.92	16.98	4.23	61.31							
MIN	10.54	0.16	1.77	10.72	0.18	1.94	10.88	0.18	1.98							
Wh/día	369.13			374.49			377.42									

13-dic-16																
HORA	P(0°)			P(18°)			P(26°)			RAD W/m2	RAZONES		EFICIENCIA			
	V	I	P	V	I	P	V	I	P		18-0	26-0	P(0°)	P(18°)	P(26°)	
07:00:00 a. m.	16.21	0.87	14.07	16.29	1.02	16.53	16.65	1.01	16.78	181.71	1.17	1.19	0.12	0.14	0.14	
08:00:00 a. m.	17.28	1.30	22.54	17.04	1.42	24.33	16.66	1.43	23.97	271.00	1.08	1.06	0.13	0.14	0.14	
09:00:00 a. m.	15.26	2.97	43.15	15.42	3.05	45.82	15.07	3.15	46.42	585.58	1.06	1.08	0.11	0.12	0.12	
10:00:00 a. m.	14.39	4.25	61.03	14.78	4.14	61.28	15.05	4.18	62.32	911.42	1.00	1.02	0.10	0.10	0.11	
11:00:00 a. m.	14.46	4.25	61.36	15.12	4.08	61.49	14.77	4.23	62.45	921.25	1.00	1.02	0.10	0.10	0.10	
12:00:00 p. m.	14.97	3.00	44.20	15.92	2.87	44.46	15.63	2.98	45.25	723.00	1.01	1.02	0.09	0.09	0.10	
01:00:00 p. m.	14.75	3.29	46.92	15.17	3.11	46.30	14.88	3.24	47.24	702.08	0.99	1.01	0.10	0.10	0.10	
02:00:00 p. m.	15.92	1.45	22.75	15.62	1.41	21.51	15.17	1.44	21.46	230.75	0.95	0.94	0.15	0.14	0.14	
03:00:00 p. m.	15.83	0.86	13.76	16.51	0.91	15.02	16.12	0.93	15.07	183.83	1.09	1.10	0.12	0.13	0.13	
04:00:00 p. m.	16.89	1.39	23.58	17.09	1.42	24.37	16.82	1.49	25.34	248.67	1.03	1.07	0.15	0.15	0.16	
05:00:00 p. m.	16.57	1.97	32.64	15.50	2.36	36.63	15.58	2.56	39.88	386.50	1.12	1.22	0.13	0.15	0.16	
AVG	15.59	2.44	36.45	15.86	2.42	37.20	15.63	2.49	37.78	507.49	1.05	1.07	11.87%	12.42%	12.67%	
MAX	17.28	4.25	61.36	17.09	4.14	61.49	16.82	4.23	62.45							
MIN	14.39	0.86	13.76	14.78	0.91	15.02	14.77	0.93	15.07							
Wh/día	385.99			397.73			406.17									

14-dic-16																
HORA	P(0°)			P(26°)			P(14°)			RAD W/m2	RAZONES		EFICIENCIA			
	V	I	P	V	I	P	V	I	P		26-0	14-0	P(0°)	P(26°)	P(14°)	
07:00:00 a. m.	16.83	1.04	17.48	16.73	1.04	17.34	16.63	1.03	17.13	232.75	0.99	0.98	0.12	0.11	0.11	
08:00:00 a. m.	15.29	3.06	46.72	14.87	3.34	48.87	15.22	3.39	51.32	542.25	1.05	1.10	0.13	0.14	0.15	
09:00:00 a. m.	14.65	3.75	54.43	14.36	4.00	57.44	14.39	4.01	57.41	642.42	1.06	1.05	0.13	0.14	0.14	
10:00:00 a. m.	13.88	4.40	61.01	14.79	4.12	60.88	14.04	4.37	61.42	881.00	1.00	1.01	0.11	0.11	0.11	
11:00:00 a. m.	14.54	4.06	58.41	15.04	3.85	57.85	14.71	3.90	56.84	867.50	0.99	0.97	0.10	0.10	0.10	
12:00:00 p. m.	14.26	4.50	64.26	15.01	4.16	62.49	14.27	4.42	63.06	1021.67	0.97	0.98	0.10	0.09	0.09	
01:00:00 p. m.	13.88	4.15	57.56	14.70	3.94	58.06	14.00	4.13	57.77	798.75	1.01	1.00	0.11	0.11	0.11	
02:00:00 p. m.	14.24	3.57	50.24	14.89	3.40	50.80	13.52	3.73	50.54	619.42	1.01	1.01	0.12	0.13	0.13	
03:00:00 p. m.	15.61	1.58	23.68	15.86	1.49	23.11	15.72	1.55	23.46	273.25	0.98	0.99	0.13	0.13	0.13	
04:00:00 p. m.	17.03	0.61	10.58	17.14	0.57	9.75	17.09	0.59	10.11	116.33	0.92	0.96	0.14	0.13	0.13	
05:00:00 p. m.	13.78	0.18	2.45	14.33	0.19	2.71	13.96	0.18	2.58	47.00	1.11	1.05	0.08	0.09	0.08	
AVG	14.87	3.19	45.88	15.25	3.09	46.05	14.82	3.22	46.27	620.61	1.01	1.01	11.58%	11.63%	11.69%	
MAX	17.03	4.50	64.26	17.14	4.16	62.49	17.09	4.42	63.06							
MIN	13.78	0.18	2.45	14.33	0.19	2.71	13.52	0.18	2.58							
Wh/día	446.83			449.32			451.65									

Inclinaciones para el Oeste

15-dic-16															
HORA	P(0°)			P(14°)			P(18°)			RAD W/m2	RAZONES		EFICIENCIA		
	V	I	P	V	I	P	V	I	P		14-0	18-0	P(0°)	P(14°)	P(18°)
07:00:00 a. m.	19.04	0.54	10.21	18.99	0.50	9.51	18.80	0.49	9.19	114.33	0.93	0.90	0.14	0.13	0.12
08:00:00 a. m.	18.77	0.80	14.95	19.00	0.77	14.65	18.41	0.77	14.12	170.42	0.98	0.94	0.13	0.13	0.13
09:00:00 a. m.	17.52	1.49	26.08	17.37	1.44	25.10	17.15	1.43	24.56	317.08	0.96	0.94	0.13	0.12	0.12
10:00:00 a. m.	16.17	2.49	39.97	16.46	2.38	39.15	16.77	2.25	37.71	492.83	0.98	0.94	0.12	0.12	0.12
11:00:00 a. m.	16.60	2.36	39.23	16.94	2.26	38.34	15.71	2.34	36.85	474.08	0.98	0.94	0.13	0.12	0.12
12:00:00 p. m.	16.81	1.59	26.60	17.30	1.52	26.30	16.14	1.55	24.86	303.92	0.99	0.93	0.13	0.13	0.13
01:00:00 p. m.	16.95	1.18	20.00	17.20	1.15	19.82	16.49	1.15	18.88	235.42	0.99	0.94	0.13	0.13	0.12
02:00:00 p. m.	16.36	1.95	31.83	16.71	1.88	31.26	16.11	1.86	29.91	376.83	0.98	0.94	0.13	0.13	0.12
03:00:00 p. m.	15.84	1.52	24.17	16.36	1.51	24.74	15.71	1.50	23.75	298.08	1.02	0.98	0.12	0.13	0.12
04:00:00 p. m.	15.99	0.86	13.64	16.24	0.87	13.96	15.78	0.86	13.40	159.25	1.02	0.98	0.13	0.13	0.13
05:00:00 p. m.	16.28	0.43	6.99	16.61	0.45	7.51	16.08	0.46	7.36	91.00	1.07	1.05	0.12	0.13	0.12
AVG	16.89	1.52	25.27	17.16	1.47	24.91	16.59	1.46	23.92	301.84	0.99	0.95	12.92%	12.80%	12.32%
MAX	19.04	2.49	39.97	19.00	2.38	39.15	18.80	2.34	37.71						
MIN	15.84	0.43	6.99	16.24	0.45	7.51	15.71	0.46	7.36						
Wh/día	253.68			250.34			240.58								

16-dic-16															
HORA	P(0°)			P(18°)			P(26°)			RAD W/m2	RAZONES		EFICIENCIA		
	V	I	P	V	I	P	V	I	P		18-0	26-0	P(0°)	P(18°)	P(26°)
07:00:00 a. m.	15.77	0.15	2.40	15.59	0.15	2.32	15.24	0.14	2.09	27.60	0.97	0.87	0.13	0.13	0.12
08:00:00 a. m.	17.04	0.75	12.93	17.63	0.66	11.91	16.91	0.65	11.31	122.75	0.92	0.87	0.16	0.15	0.14
09:00:00 a. m.	17.76	1.74	30.71	17.50	1.62	28.19	17.52	1.53	26.74	304.58	0.92	0.87	0.16	0.14	0.14
10:00:00 a. m.	16.95	1.77	30.15	16.88	1.70	28.78	16.32	1.66	27.21	329.08	0.95	0.90	0.14	0.13	0.13
11:00:00 a. m.	17.07	1.50	25.65	17.47	1.36	23.71	16.87	1.33	22.42	293.92	0.92	0.87	0.13	0.12	0.12
12:00:00 p. m.	16.88	1.05	17.78	16.69	0.99	16.52	16.55	0.94	15.53	193.25	0.93	0.87	0.14	0.13	0.12
01:00:00 p. m.	16.33	0.86	14.06	15.77	0.84	13.38	15.65	0.82	12.80	157.00	0.95	0.91	0.14	0.13	0.13
02:00:00 p. m.	17.00	0.72	12.34	17.11	0.72	12.32	16.82	0.70	11.85	139.50	1.00	0.96	0.14	0.14	0.13
03:00:00 p. m.	17.44	1.18	20.66	17.62	1.13	20.09	16.98	1.10	18.84	208.92	0.97	0.91	0.15	0.15	0.14
04:00:00 p. m.	16.55	0.45	7.43	16.55	0.41	6.84	16.34	0.38	6.25	83.50	0.92	0.84	0.14	0.13	0.12
05:00:00 p. m.	17.79	0.52	9.34	16.62	0.52	8.58	16.38	0.47	7.70	96.00	0.92	0.82	0.15	0.14	0.12
AVG	16.95	1.08	18.46	16.94	1.02	17.39	16.59	0.98	16.43	194.95	0.94	0.88	14.36%	13.54%	12.68%
MAX	17.79	1.77	30.71	17.63	1.70	28.78	17.52	1.66	27.21						
MIN	15.77	0.15	2.40	15.59	0.15	2.32	15.24	0.14	2.09						
Wh/día	183.43			172.63			162.73								

19-dic-16															
HORA	P(0°)			P(26°)			P(14°)			RAD W/m2	RAZONES		EFICIENCIA		
	V	I	P	V	I	P	V	I	P		26-0	14-0	P(0°)	P(26°)	P(14°)
07:00:00 a. m.	16.98	0.72	12.34	17.16	0.44	7.54	16.55	0.48	8.04	131.00	0.61	0.65	0.14	0.09	0.09
08:00:00 a. m.	17.21	1.23	20.80	17.22	0.98	17.00	16.92	1.11	18.92	244.08	0.82	0.91	0.13	0.11	0.12
09:00:00 a. m.	15.68	3.20	50.20	17.71	1.68	29.72	16.81	2.39	40.09	667.33	0.59	0.80	0.12	0.07	0.09
10:00:00 a. m.	14.25	4.16	59.19	14.68	3.24	47.30	14.52	3.60	51.72	803.58	0.80	0.87	0.11	0.09	0.10
11:00:00 a. m.	14.14	4.49	63.50	13.98	4.27	59.78	13.94	4.18	58.26	972.58	0.94	0.92	0.10	0.09	0.09
12:00:00 p. m.	13.58	3.91	54.83	14.12	3.62	52.74	13.48	3.63	50.47	968.50	0.96	0.92	0.09	0.08	0.08
01:00:00 p. m.	16.59	2.17	35.29	16.65	2.05	33.55	16.17	2.10	33.38	426.50	0.95	0.95	0.13	0.12	0.12
02:00:00 p. m.	15.71	0.44	6.97	14.34	0.41	5.82	15.02	0.41	6.15	46.85	0.84	0.88	0.15	0.12	0.13
03:00:00 p. m.	15.44	0.07	1.12	14.97	0.08	1.26	15.36	0.08	1.24	12.00	1.13	1.10	0.14	0.16	0.16
04:00:00 p. m.	15.33	0.13	2.02	15.16	0.13	1.99	15.00	0.13	1.85	24.92	0.99	0.92	0.12	0.12	0.11
05:00:00 p. m.	14.41	0.14	2.06	14.61	0.12	1.76	14.45	0.12	1.80	28.00	0.85	0.87	0.11	0.10	0.10
AVG	15.38	2.26	33.65	15.60	1.87	28.37	15.33	2.00	29.85	442.13	0.86	0.89	12.27%	10.55%	10.91%
MAX	17.21	4.49	63.50	17.71	4.27	59.78	16.92	4.18	58.26						
MIN	13.58	0.07	1.12	13.98	0.08	1.26	13.48	0.08	1.24						
Wh/día	308.31			258.47			271.90								



Inclinaciones para el Norte

20-dic-16															
HORA	P(0°)			P(14°)			P(18°)			RAD W/m2	RAZONES		EFICIENCIA		
	V	I	P	V	I	P	V	I	P		14-0	18-0	P(0°)	P(14°)	P(18°)
07:00:00 a. m.	17.03	0.51	8.69	16.79	0.50	8.32	16.75	0.49	8.13	101.67	0.96	0.94	0.13	0.13	0.12
08:00:00 a. m.	17.28	0.93	15.98	17.03	0.90	15.42	17.14	0.88	15.06	185.33	0.96	0.94	0.13	0.13	0.12
09:00:00 a. m.	16.77	1.64	27.50	16.71	1.57	26.18	16.46	1.57	25.83	326.08	0.95	0.94	0.13	0.12	0.12
10:00:00 a. m.	16.38	2.79	45.32	16.31	2.59	42.00	15.56	2.59	40.06	612.58	0.93	0.88	0.11	0.11	0.10
11:00:00 a. m.	14.40	4.37	62.87	14.79	4.01	59.13	14.26	4.01	56.97	1005.42	0.94	0.91	0.10	0.09	0.09
12:00:00 p. m.	14.79	4.26	62.19	15.34	3.86	58.58	14.69	3.97	57.75	881.50	0.94	0.93	0.11	0.10	0.10
01:00:00 p. m.	14.90	2.90	41.77	15.13	2.66	39.20	14.73	2.68	38.05	538.75	0.94	0.91	0.12	0.11	0.11
02:00:00 p. m.	16.70	0.66	11.07	17.16	0.57	9.86	14.20	0.98	9.16	117.00	0.89	0.83	0.15	0.13	0.12
03:00:00 p. m.	15.62	1.08	16.48	17.23	0.89	15.28	16.58	0.90	14.89	174.92	0.93	0.90	0.14	0.13	0.13
04:00:00 p. m.	16.56	0.44	7.23	16.44	0.43	7.03	16.09	0.42	6.75	84.17	0.97	0.93	0.13	0.13	0.12
05:00:00 p. m.	16.14	0.33	5.33	16.43	0.30	4.92	16.11	0.29	4.65	63.00	0.92	0.87	0.13	0.12	0.11
AVG	15.99	2.02	30.80	16.27	1.85	28.93	15.59	1.90	28.06	415.50	0.94	0.91	12.59%	11.82%	11.41%
MAX	17.28	4.37	62.87	17.23	4.01	59.13	17.14	4.01	57.75						
MIN	14.40	0.33	5.33	14.79	0.30	4.92	14.20	0.29	4.65						
Wh/día	304.42			285.91			277.28								

21-dic-16																
HORA	P(0°)			P(18°)			P(26°)			RAD W/m2	RAZONES		EFICIENCIA			
	V	I	P	V	I	P	V	I	P		18-0	26-0	P(0°)	P(18°)	P(26°)	
07:00:00 a. m.	17.01	0.94	16.09	17.09	0.73	12.58	16.54	0.67	11.12	220.50	0.78	0.69	0.11	0.09	0.08	
08:00:00 a. m.	16.16	2.40	38.81	16.94	1.68	28.53	16.54	1.45	23.88	500.25	0.74	0.62	0.12	0.09	0.07	
09:00:00 a. m.	14.46	3.70	52.61	15.98	2.79	44.37	14.53	2.72	39.35	740.17	0.84	0.75	0.11	0.09	0.08	
10:00:00 a. m.	14.03	4.21	59.16	15.17	3.41	51.30	14.27	3.28	46.73	883.83	0.87	0.79	0.10	0.09	0.08	
11:00:00 a. m.	14.31	4.25	60.84	14.15	4.07	57.55	13.33	3.95	52.63	1039.75	0.95	0.87	0.09	0.09	0.08	
12:00:00 p. m.	14.29	4.24	60.58	14.31	4.09	58.54	13.35	4.00	53.33	1082.00	0.97	0.88	0.09	0.08	0.08	
01:00:00 p. m.	14.58	4.22	61.67	14.14	4.05	57.41	13.01	3.94	51.44	998.42	0.93	0.83	0.10	0.09	0.08	
02:00:00 p. m.	15.79	2.41	36.20	15.41	2.23	32.23	14.89	2.06	29.12	468.58	0.89	0.80	0.12	0.11	0.10	
03:00:00 p. m.	16.48	1.43	23.63	17.04	1.30	22.17	16.69	1.25	20.86	269.17	0.94	0.88	0.14	0.13	0.12	
04:00:00 p. m.	16.65	0.98	16.41	16.76	0.91	15.29	16.16	0.87	14.10	183.50	0.93	0.86	0.14	0.13	0.12	
05:00:00 p. m.	16.53	0.57	9.35	16.91	0.53	8.93	16.29	0.51	8.34	106.00	0.96	0.89	0.14	0.13	0.12	
AVG	15.29	2.98	43.94	15.62	2.62	39.30	14.84	2.51	35.45	655.80	0.89	0.81	11.29%	10.04%	9.10%	
MAX	17.01	4.25	61.67	17.09	4.09	58.54	16.69	4.00	53.33							
MIN	14.03	0.57	9.35	14.14	0.53	8.93	13.01	0.51	8.34							
Wh/día	435.35			388.89			350.89									

22-dic-16																
HORA	P(0°)			P(26°)			P(14°)			RAD W/m2	RAZONES		EFICIENCIA			
	V	I	P	V	I	P	V	I	P		26-0	14-0	P(0°)	P(26°)	P(14°)	
07:00:00 a. m.	17.12	0.75	12.85	17.13	0.38	6.61	16.71	0.51	8.59	136.25	0.51	0.67	0.15	0.07	0.10	
08:00:00 a. m.	16.41	2.28	37.05	16.96	1.49	25.23	15.81	1.85	29.10	406.42	0.68	0.79	0.14	0.10	0.11	
09:00:00 a. m.	16.04	2.26	35.45	16.97	1.60	26.80	16.11	1.83	28.87	451.50	0.76	0.81	0.12	0.09	0.10	
10:00:00 a. m.	15.34	3.50	52.77	14.68	2.95	42.00	14.48	3.17	44.44	594.50	0.80	0.84	0.14	0.11	0.12	
11:00:00 a. m.	15.18	2.83	42.30	15.87	2.42	37.79	14.23	2.67	37.39	682.75	0.89	0.88	0.10	0.09	0.08	
12:00:00 p. m.	15.68	2.63	41.18	16.24	2.16	35.09	15.35	2.25	34.37	607.25	0.85	0.83	0.10	0.09	0.09	
01:00:00 p. m.	15.26	3.52	51.98	14.96	3.23	47.24	14.33	3.25	45.58	927.25	0.91	0.88	0.09	0.08	0.08	
02:00:00 p. m.	16.61	1.28	21.14	16.56	1.16	19.10	16.66	1.17	19.40	256.75	0.90	0.92	0.13	0.11	0.12	
03:00:00 p. m.	16.71	1.53	25.65	16.88	1.29	21.81	16.70	1.37	22.81	291.00	0.85	0.89	0.14	0.12	0.12	
04:00:00 p. m.	16.46	0.94	15.40	17.16	0.73	12.46	16.90	0.78	13.17	171.00	0.81	0.86	0.14	0.11	0.12	
05:00:00 p. m.	15.23	1.24	18.94	17.07	0.45	7.77	16.92	0.66	11.14	217.00	0.41	0.59	0.13	0.06	0.08	
AVG	16.06	2.16	33.65	16.35	1.74	27.47	15.74	1.89	28.47	461.26	0.76	0.81	12.40%	9.27%	10.02%	
MAX	17.12	3.52	52.77	17.16	3.23	47.24	16.92	3.25	45.58							
MIN	15.18	0.75	12.85	14.68	0.38	6.61	14.23	0.51	8.59							
Wh/día	354.72			281.90			294.86									

ANEXO 3
Base de datos para la determinación de la mejor configuración en base a su inclinación y orientación

05-ene-17															
HORA	N 18°			E 14°			S 26°			RAD W/m2	RAZONES		EFICIENCIA		
	V	I	P	V	I	P	V	I	P		N-S	E-S	N (18°)	E (14°)	S (26°)
07:00:00 a. m.	16.68	0.53	8.80	17.00	0.68	11.59	16.59	0.55	9.13	105.83	0.96	1.27	0.13	0.17	0.13
08:00:00 a. m.	16.62	1.66	26.94	16.10	2.31	35.42	16.34	1.96	31.18	358.75	0.86	1.14	0.12	0.15	0.13
09:00:00 a. m.	15.21	3.18	48.34	14.58	4.19	61.08	14.37	3.97	56.76	708.50	0.85	1.08	0.10	0.13	0.12
10:00:00 a. m.	13.98	3.53	48.45	14.94	4.08	60.96	14.73	4.12	60.60	748.75	0.80	1.01	0.10	0.13	0.12
11:00:00 a. m.	15.04	3.06	45.80	15.60	3.16	49.23	15.09	3.28	49.38	626.50	0.93	1.00	0.11	0.12	0.12
12:00:00 p. m.	15.02	2.97	43.09	15.49	3.11	47.57	15.31	3.17	48.19	628.58	0.89	0.99	0.11	0.12	0.12
01:00:00 p. m.	15.05	3.56	52.00	15.32	3.72	55.38	14.84	3.93	56.93	804.42	0.91	0.97	0.10	0.11	0.11
02:00:00 p. m.	15.65	1.39	21.32	15.98	1.56	23.84	15.62	1.99	29.75	377.50	0.72	0.80	0.09	0.10	0.12
03:00:00 p. m.	11.39	0.22	2.83	11.95	0.27	3.64	11.59	0.29	4.14	50.17	0.68	0.88	0.09	0.11	0.13
04:00:00 p. m.	14.97	0.25	3.80	15.11	0.25	3.80	13.99	0.23	3.24	42.08	1.17	1.17	0.14	0.14	0.12
05:00:00 p. m.	12.71	0.21	2.70	13.11	0.21	2.77	2.49	1.02	2.55	36.00	1.06	1.08	0.12	0.12	0.11
AVG	14.86	2.08	30.86	15.10	2.37	35.76	14.65	2.40	35.56	459.25	0.90	1.03	10.85%	12.61%	12.16%
MAX	16.68	3.56	52.00	17.00	4.19	61.08	16.59	4.12	60.60						
MIN	11.39	0.21	2.70	11.95	0.21	2.77	2.49	0.23	2.55						
Wh/día	304.08			355.26			351.85								

09-ene-17															
HORA	O 18°			N 18°			S 26°			RAD W/m2	RAZONES		EFICIENCIA		
	V	I	P	V	I	P	V	I	P		O-S	N-S	O (18°)	N (18°)	S (26°)
07:00:00 a. m.	16.81	0.56	9.36	17.22	0.60	10.35	16.75	0.66	10.99	124.17	0.85	0.94	0.12	0.13	0.14
08:00:00 a. m.	16.79	1.15	19.23	17.05	1.32	22.38	16.38	1.77	28.08	301.17	0.68	0.80	0.10	0.11	0.14
09:00:00 a. m.	16.06	1.77	28.08	16.10	2.13	33.59	15.22	2.88	42.70	529.83	0.66	0.79	0.08	0.10	0.12
10:00:00 a. m.	15.64	2.38	35.90	15.76	2.48	37.73	14.34	3.25	43.79	497.67	0.82	0.86	0.11	0.12	0.14
11:00:00 a. m.	13.64	4.33	57.71	14.74	4.08	59.02	13.98	4.62	63.50	922.50	0.91	0.93	0.10	0.10	0.11
12:00:00 p. m.	12.63	5.20	65.69	14.88	4.24	62.85	13.21	5.26	69.48	1043.08	0.95	0.90	0.10	0.09	0.10
01:00:00 p. m.	12.54	5.26	65.92	14.85	4.05	60.14	12.96	5.26	68.10	999.92	0.97	0.88	0.10	0.09	0.10
02:00:00 p. m.	13.35	4.65	60.75	15.35	3.57	54.17	13.59	4.55	60.00	790.00	1.01	0.90	0.12	0.11	0.12
03:00:00 p. m.	16.10	0.83	13.47	16.15	0.81	13.51	16.25	0.80	13.06	174.25	1.03	1.03	0.12	0.12	0.12
04:00:00 p. m.	15.74	0.39	6.27	16.32	0.42	6.99	16.03	0.41	6.69	77.17	0.94	1.05	0.13	0.14	0.13
05:00:00 p. m.															
AVG	14.84	2.76	37.62	15.77	2.47	37.52	14.79	3.07	42.33	563.45	0.88	0.91	10.64%	11.04%	12.18%
MAX	16.81	5.26	65.92	17.22	4.24	62.85	16.75	5.26	69.48						
MIN	12.54	0.39	6.27	14.74	0.42	6.99	12.96	0.41	6.69						
Wh/día	362.38			360.71			406.39								

10-ene-17															
HORA	E 14°			O 18°			S 26°			RAD W/m2	RAZONES		EFICIENCIA		
	V	I	P	V	I	P	V	I	P		E-S	O-S	E (14°)	O (18°)	S (26°)
07:00:00 a. m.	16.81	0.71	11.99	17.17	0.57	9.66	16.41	0.66	10.75	122.00	1.11	0.90	0.15	0.12	0.14
08:00:00 a. m.	16.56	1.62	26.70	17.22	1.15	19.29	16.21	1.46	23.68	278.75	1.13	0.81	0.15	0.11	0.13
09:00:00 a. m.	16.44	1.69	27.62	16.96	1.56	25.87	16.11	1.60	25.85	318.58	1.07	1.00	0.13	0.12	0.12
10:00:00 a. m.	15.40	3.28	49.00	16.03	2.99	44.52	14.90	3.19	46.38	567.75	1.06	0.96	0.13	0.12	0.13
11:00:00 a. m.	15.63	2.72	41.09	16.20	2.52	38.22	15.04	2.58	37.69	494.67	1.09	1.01	0.13	0.12	0.12
12:00:00 p. m.	16.26	2.73	43.86	16.72	2.66	42.27	14.68	4.66	43.84	516.50	1.00	0.96	0.13	0.13	0.13
01:00:00 p. m.	17.08	1.03	17.39	17.37	0.88	14.92	16.90	0.96	16.29	209.75	1.07	0.92	0.13	0.11	0.12
02:00:00 p. m.	17.13	0.63	10.72	17.26	0.54	9.33	16.85	0.55	9.31	101.33	1.15	1.00	0.16	0.14	0.14
03:00:00 p. m.	17.12	0.75	12.89	17.34	0.74	12.63	16.97	0.65	10.96	130.33	1.18	1.15	0.15	0.15	0.13
04:00:00 p. m.	16.63	0.52	8.74	16.86	0.52	8.76	16.44	0.49	8.16	93.50	1.07	1.07	0.14	0.14	0.13
05:00:00 p. m.	16.05	0.34	5.44	16.57	0.34	5.49	15.80	0.34	5.30	62.00	1.03	1.04	0.14	0.14	0.13
AVG	16.49	1.59	25.37	16.90	1.44	22.94	16.03	1.72	23.67	289.81	1.09	0.98	14.04%	12.72%	12.91%
MAX	17.13	3.28	49.00	17.37	2.99	44.52	16.97	4.66	46.38						
MIN	15.40	0.34	5.44	16.03	0.34	5.49	14.68	0.34	5.30						
Wh/día	255.43			230.96			238.19								

ANEXO 4
Análisis de suciedad para paneles orientados hacia el Este a 14°

DIA 7: 18/01/2017									
HORA	POTENCIA			RAD	RAZONES		EFICIENCIA		
	PA	PB	PC	W/m2	PB-PA	PC-PA	PA	PB	PC
07:00:00 a. m.	13.95	14.04	13.91	148.67	1.01	1.00	0.14	0.15	0.14
08:00:00 a. m.	26.24	26.45	26.33	262.17	1.01	1.00	0.15	0.16	0.15
09:00:00 a. m.	53.89	54.37	54.78	568.08	1.01	1.02	0.15	0.15	0.15
10:00:00 a. m.	61.90	62.48	62.87	838.08	1.01	1.02	0.11	0.11	0.12
11:00:00 a. m.	61.70	61.69	62.25	960.33	1.00	1.01	0.10	0.10	0.10
12:00:00 p. m.	60.42	60.55	60.89	992.60	1.00	1.01	0.09	0.09	0.09
AVG	50.67	50.95	51.24	687.15	1.01	1.01	12.51%	12.59%	12.61%
MAX	61.90	62.48	62.87						
MIN	13.95	14.04	13.91						
Wh/día	278.10	279.60	281.03						
DIA 14: 25/01/2017									
HORA	POTENCIA			RAD	RAZONES		EFICIENCIA		
	PA	PB	PC	W/m2	PB-PA	PC-PA	PA	PB	PC
07:00:00 a. m.	38.03	37.89	37.79	288.25	1.00	0.99	0.20	0.20	0.20
08:00:00 a. m.	36.75	36.23	36.23	359.00	0.99	0.99	0.16	0.16	0.16
09:00:00 a. m.	30.31	30.21	30.17	355.58	1.00	1.00	0.13	0.13	0.13
10:00:00 a. m.	32.78	32.63	32.82	390.33	1.00	1.00	0.13	0.13	0.13
11:00:00 a. m.	37.84	37.56	37.83	514.83	0.99	1.00	0.11	0.11	0.11
12:00:00 p. m.	24.87	24.62	24.40	288.75	0.99	0.98	0.13	0.13	0.13
AVG	32.86	32.60	32.63	375.86	0.99	0.99	14.44%	14.34%	14.33%
MAX	38.03	37.89	37.83						
MIN	24.87	24.62	24.40						
Wh/día	200.58	199.13	199.23						
DIA 21: 01/02/2017									
HORA	POTENCIA			RAD	RAZONES		EFICIENCIA		
	PA	PB	PC	W/m2	PB-PA	PC-PA	PA	PB	PC
07:00:00 a. m.	34.47	34.17	32.95	246.75	0.99	0.96	0.21	0.21	0.21
08:00:00 a. m.	35.97	35.54	34.84	367.50	0.99	0.97	0.15	0.15	0.15
09:00:00 a. m.	59.80	59.36	57.47	730.50	0.99	0.96	0.13	0.13	0.12
10:00:00 a. m.	55.51	55.29	53.51	787.00	1.00	0.96	0.11	0.11	0.10
11:00:00 a. m.	52.38	52.41	51.57	852.00	1.00	0.98	0.09	0.09	0.09
12:00:00 p. m.	44.89	43.82	42.62	554.08	0.98	0.95	0.12	0.12	0.12
01:00:00 p. m.	55.35	55.51	52.68	1108.00	1.00	0.95	0.08	0.08	0.07
02:00:00 p. m.	49.37	46.98	47.45	829.92	0.95	0.96	0.09	0.09	0.09
03:00:00 p. m.	36.97	35.61	35.43	543.83	0.96	0.96	0.10	0.10	0.10
04:00:00 p. m.	24.10	22.92	23.18	355.92	0.95	0.96	0.10	0.10	0.10
05:00:00 p. m.	15.75	14.28	15.78	425.00	0.91	1.00	0.06	0.05	0.06
AVG	45.27	44.56	43.54	663.34	0.98	0.96	11.39%	11.15%	10.97%
MAX	59.80	59.36	57.47						
MIN	15.75	14.28	15.78						
Wh/día	464.56	455.89	447.48						



ANEXO 5

Test ANOVA para las bases de datos del CTS y PROMAS en los días de medición.

Resumen descriptivo de las bases de datos comparadas

Grupos	Observaciones	Suma	Promedio	Varianza
PROMAS	120	55633.17	463.61	102127
CTS	120	59019	491.83	116679

Análisis de varianza

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	47766.11	1	47766.11	0.44	0.51	3.88
Dentro de los grupos	26038008.88	238	109403.40			
Total	26085774.99	239				



ANEXO 6

Base de datos horaria unificada para validación de modelo de TRNSYS

Anexo 5. Base de datos horaria unificada para validación de modelo

Fuente: elaboración propia

FECHA	HORA	IRRADIANCIA (W/m ²)	MEDICIÓN (W)	TRNSYS (W)
07/12/2016	8:00:00	215.00	20.33	14.00
07/12/2016	9:00:00	339.00	20.95	33.20
07/12/2016	10:00:00	887.00	58.55	38.00
07/12/2016	11:00:00	977.00	56.19	65.80
07/12/2016	12:00:00	1118.00	64.53	86.60
07/12/2016	13:00:00	1025.00	64.01	105.00
07/12/2016	14:00:00	746.00	62.42	73.10
07/12/2016	15:00:00	764.00	57.60	46.40
07/12/2016	16:00:00	483.00	33.07	75.20
07/12/2016	17:00:00	160.00	12.01	18.40
08/12/2016	8:00:00	114.00	14.85	22.30
08/12/2016	9:00:00	414.00	34.25	35.00
08/12/2016	10:00:00	814.00	49.92	88.10
08/12/2016	11:00:00	971.00	60.50	95.20
08/12/2016	12:00:00	1065.00	61.80	107.00
08/12/2016	13:00:00	1109.00	61.30	98.00
08/12/2016	14:00:00	583.00	42.66	72.80
08/12/2016	15:00:00	210.00	19.43	74.70
08/12/2016	16:00:00	73.00	4.31	48.60
08/12/2016	17:00:00	53.00	4.90	16.10
09/12/2016	8:00:00	195.00	16.89	11.70
09/12/2016	9:00:00	556.00	40.87	43.00
09/12/2016	10:00:00	789.00	52.07	81.50
09/12/2016	11:00:00	843.00	55.83	94.80
09/12/2016	12:00:00	1055.00	56.60	102.00
09/12/2016	13:00:00	886.00	50.61	105.00
09/12/2016	14:00:00	266.00	21.76	57.60
09/12/2016	15:00:00	261.00	19.92	21.00
09/12/2016	16:00:00	124.00	12.25	7.18



FECHA	HORA	IRRADIANCIA (W/m ²)	MEDICIÓN (W)	TRNSYS (W)
09/12/2016	17:00:00	66.00	5.89	5.16
12/12/2016	8:00:00	126.00	12.05	30.10
12/12/2016	9:00:00	444.00	36.78	60.80
12/12/2016	10:00:00	755.00	57.73	78.40
12/12/2016	11:00:00	816.00	57.86	95.20
12/12/2016	12:00:00	782.00	55.89	99.60
12/12/2016	13:00:00	756.00	52.45	102.00
12/12/2016	14:00:00	405.00	39.07	92.10
12/12/2016	15:00:00	364.00	25.62	80.00
12/12/2016	16:00:00	305.00	24.72	25.00
12/12/2016	17:00:00	68.00	5.18	19.40
13/12/2016	8:00:00	165.00	14.07	12.90
13/12/2016	9:00:00	248.00	22.54	45.90
13/12/2016	10:00:00	628.00	43.15	75.90
13/12/2016	11:00:00	901.00	61.03	80.80
13/12/2016	12:00:00	948.00	61.36	77.20
13/12/2016	13:00:00	811.00	44.20	74.50
13/12/2016	14:00:00	508.00	46.92	40.60
13/12/2016	15:00:00	314.00	22.75	36.50
13/12/2016	16:00:00	199.00	13.76	30.50
13/12/2016	17:00:00	259.00	23.58	6.54
14/12/2016	8:00:00	138.00	17.48	17.10
14/12/2016	9:00:00	588.00	46.72	25.80
14/12/2016	10:00:00	803.00	54.43	64.10
14/12/2016	11:00:00	929.00	61.01	89.00
14/12/2016	12:00:00	747.00	58.41	92.20
14/12/2016	13:00:00	798.00	64.26	79.20
14/12/2016	14:00:00	974.00	57.56	50.50
14/12/2016	15:00:00	909.00	50.24	31.50
14/12/2016	16:00:00	329.00	23.68	20.00
14/12/2016	17:00:00	103.00	10.58	26.20
15/12/2016	8:00:00	95.00	10.21	14.20
15/12/2016	9:00:00	211.00	14.95	60.30



FECHA	HORA	IRRADIANCIA (W/m²)	MEDICIÓN (W)	TRNSYS (W)
15/12/2016	10:00:00	325.00	26.08	80.30
15/12/2016	11:00:00	514.00	39.97	91.10
15/12/2016	12:00:00	422.00	39.23	73.80
15/12/2016	13:00:00	272.00	26.60	78.10
15/12/2016	14:00:00	214.00	20.00	93.30
15/12/2016	15:00:00	373.00	31.83	87.60
15/12/2016	16:00:00	295.00	24.17	33.00
15/12/2016	17:00:00	161.00	13.64	10.20
16/12/2016	8:00:00	24.00	2.40	9.62
16/12/2016	9:00:00	149.00	12.93	21.80
16/12/2016	10:00:00	314.00	30.71	33.50
16/12/2016	11:00:00	342.00	30.15	52.50
16/12/2016	12:00:00	222.00	25.65	43.00
16/12/2016	13:00:00	184.00	17.78	27.70
16/12/2016	14:00:00	147.00	14.06	21.70
16/12/2016	15:00:00	156.00	15.87	38.00
16/12/2016	16:00:00	184.00	20.66	30.00
19/12/2016	17:00:00	77.00	7.43	16.20
19/12/2016	8:00:00	178.00	12.34	13.30
19/12/2016	9:00:00	246.00	20.80	31.40
19/12/2016	10:00:00	757.00	50.20	60.20
19/12/2016	11:00:00	826.00	59.19	57.70
19/12/2016	12:00:00	1068.00	63.50	53.00
19/12/2016	13:00:00	984.00	54.83	82.90
19/12/2016	14:00:00	660.00	35.29	77.80
19/12/2016	15:00:00	77.00	15.88	84.40
19/12/2016	16:00:00	13.00	1.12	35.70
19/12/2016	17:00:00	18.00	2.02	33.10
20/12/2016	8:00:00	81.00	8.69	18.40
20/12/2016	9:00:00	177.00	15.98	25.40
20/12/2016	10:00:00	323.00	27.50	76.20
20/12/2016	11:00:00	739.00	45.32	81.70
20/12/2016	12:00:00	1018.00	62.87	102.00



FECHA	HORA	IRRADIANCIA (W/m²)	MEDICIÓN (W)	TRNSYS (W)
20/12/2016	13:00:00	1027.00	62.19	94.50
20/12/2016	14:00:00	544.00	41.77	65.30
20/12/2016	15:00:00	223.00	11.07	7.52
20/12/2016	16:00:00	269.00	16.48	1.19
20/12/2016	17:00:00	87.00	7.23	1.69
21/12/2016	8:00:00	185.00	16.09	8.19
21/12/2016	9:00:00	554.00	38.81	18.20
21/12/2016	10:00:00	843.00	52.61	33.40
21/12/2016	11:00:00	1016.00	59.16	74.20
21/12/2016	12:00:00	1117.00	60.84	98.70
21/12/2016	13:00:00	1125.00	60.58	98.70
21/12/2016	14:00:00	1086.00	61.67	54.20
21/12/2016	15:00:00	527.00	36.20	22.50
21/12/2016	16:00:00	280.00	23.63	27.40
21/12/2016	17:00:00	181.00	16.41	8.63
22/12/2016	8:00:00	159.00	12.85	19.20
22/12/2016	9:00:00	453.00	37.05	56.90
22/12/2016	10:00:00	372.00	35.45	84.00
22/12/2016	11:00:00	842.00	52.77	98.80
22/12/2016	12:00:00	607.00	42.30	107.00
22/12/2016	13:00:00	783.00	41.18	107.00
22/12/2016	14:00:00	919.00	51.98	103.00
22/12/2016	15:00:00	232.00	21.14	53.10
22/12/2016	16:00:00	305.00	25.65	28.60
22/12/2016	17:00:00	156.00	15.40	18.40
