



# ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL



## FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

### ESTUDIO ENERGÉTICO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EMPLEANDO SEGUIMIENTO SOLAR EN REGIONES ECUATORIALES

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO MECÁNICO

**CARLOS EDISON MORALES CUMBA**

[carlos.morales01@epn.edu.ec](mailto:carlos.morales01@epn.edu.ec)

**DIRECTOR:**

**Dr. FREDDY GEOVANNY ORDÓÑEZ MALLA**

[freddy.ordonez@epn.edu.ec](mailto:freddy.ordonez@epn.edu.ec)

Quito, junio 2017

© Escuela Politécnica Nacional 2017

Reservados todos los derechos de reproducción

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por **Carlos Edison Morales Cumba**, bajo mi supervisión.

---

**Dr. Freddy Ordóñez Malla**

**DIRECTOR DE PROYECTO**

## DECLARACIÓN

Yo, **Carlos Edison Morales Cumba**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

Carlos Edison Morales Cumba

## DEDICATORIA

A mis padres por ser apoyo y principalmente ejemplo de trabajo, dedicación y honradez a lo largo de todos estos años. Me faltará vida para responder al amor y el sacrificio que han depositado en mí.

A mi hermana compañera, cómplice y ser humano excepcional.

Siempre he creído que es un regalo el hecho de que la familia no se escoja; en lo personal no habría podido formar esa mezcla tan interesante de personas que de manera inconsciente han aportado en mi vida; tíos, primos, y fundamentalmente abuelos, espero haber respondido de la mejor manera a sus invaluable enseñanzas.

A mis amigos, con quienes he compartido un sinnúmero de sonrisas en los buenos y malos momentos.

## **AGRADECIMIENTO**

No existe forma en que pueda plasmar en pocas líneas la gratitud que tengo a una sociedad que me permitió ser parte de un aprendizaje tan enriquecedor tanto a nivel personal como académico. Espero corresponder a ese apoyo con trabajo y honradez a lo largo de toda mi vida.

A mis maestros, por todas las enseñanzas que han compartido conmigo durante más de 17 años de vida estudiantil. Un agradecimiento especial al Dr. Freddy Ordóñez por el tiempo y paciencia que me ha brindado durante todo este tiempo.

# ÍNDICE

Índice de figuras .....	vii
Índice de tablas.....	ix
INTRODUCCIÓN.....	1
1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA .....	3
1.1. Producción fotovoltaica .....	4
1.2. Sistemas Fotovoltaicos .....	6
1.3. Tecnologías orientadas a incrementar la eficiencia energética en sistemas fotovoltaicos.....	6
1.3.1. Sistemas MPPT (Maximum power point tracking) .....	9
1.3.2. Celdas fotovoltaicas constituidas por varios materiales.....	11
1.3.3. Seguimiento solar .....	12
1.3.4. Estudios relevantes.....	14
1.4. Modelos y herramientas de simulación .....	16
1.4.1. Modelos de radiación .....	16
1.4.2. Criterios de selección del modelo de radiación difusa .....	18
1.4.3. Herramientas de simulación .....	19
1.4.3.1. PVsyst.....	19
1.4.3.2. PVsol .....	19
1.4.3.3. System Advisor Model (SAM) .....	19
2. METODOLOGÍA .....	21
2.1. Proceso de simulación .....	21
2.1.1. Ubicación del sistema FV.....	22
2.1.2. Información meteorológica .....	23
2.1.3. Modelamiento de la superficie del sistema.....	25
2.1.4. Sombras producidas por objetos cercanos o por paneles propios del sistema..	26
2.1.5. Modelo del módulo Fotovoltaico.....	29
2.1.6. Inversor y pérdidas eléctricas.....	30
2.2. Descripción del Modelo.....	32

2.2.1. Radiación Directa.....	32
2.2.2. Radiación Difusa.....	34
2.2.3. Radiación Reflejada.....	35
2.2.4. Modelo de sombras producidas por objetos externos .....	36
2.2.5. Modelo de sombras producido por paneles pertenecientes al sistema de seguimiento .....	36
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	40
3.1. Ganancia energética incluyendo seguimiento solar .....	40
3.2. Estrategias de seguimiento.....	48
3.2.1. Seguimiento en función de las horas con mayor ganancia energética .....	48
3.2.2. Seguimiento en función de los valores de radiación global .....	50
3.2.3. Seguimiento en función de la radiación Directa y Global.....	53
3.3. Impacto de sombras .....	55
3.3.1. Sombras generadas por edificaciones cercanas .....	55
3.3.2. Sombras generadas por paneles instalados en diferentes configuraciones .....	57
3.3.3. Pérdida por Horizonte .....	59
3.4. Discusión de resultados .....	60
4. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS .....	62
4.1. Conclusiones .....	62
4.2. Trabajos futuros.....	64
Referencias Bibliográficas.....	65

## Índice de figuras

Figura 1.1. Crecimiento anual promedio de la capacidad de generación de tecnologías renovables [12].	4
Figura 1.2. Capacidad de generación eléctrica instalada en América Latina basada en fuentes renovables sin considerar la energía hidráulica [6].	5
Figura 1.3. Radiación Global Incidente sobre una superficie Horizontal en el Ecuador continental[18].	6
Figura 1.4. Circuito eléctrico equivalente a una celda fotovoltaica.	7
Figura 1.5. Mecanismos de pérdida y extracción de energía acumulada para radiación solar [19].	8
Figura 1.6. Curva típica corriente vs voltaje de un panel fotovoltaico.	10
Figura 1.7. Variación del comportamiento en una celda fotovoltaica relacionada con: a) Incremento de la temperatura superficial y b) Incremento en la radiación.	10
Figura 1.8. Celda fotovoltaica multi-unión capaz de absorber diferentes regiones del espectro solar.	12
Figura 1.9. Sistemas de seguimiento solar en un eje.	13
Figura 1.10. Sistemas de seguimiento solar de dos ejes.	14
Figura 1.11. Trayectorias solares en la ciudad de Montreal, Canadá.	15
Figura 1.12. Trayectorias Solares en la ciudad de Quito, Ecuador.	16
Figura 1.13. Discrepancia mensual entre los valores medidos y modelados por PVsyst, PVsol, SAM y PVWattsV1 de la producción energética en AC[48].	20
Figura 2.1. Proceso del algoritmo de simulación.	22
Figura 2.2. Localización geográfica del Sistema.	22
Figura 2.3. Ubicación del Sistema FV dentro de la ciudad de Quito.	22
Figura 2.4. Orientación de los arreglos de Paneles Fotovoltaicos.	26
Figura 2.5. Posición de las edificaciones respecto al arreglo de paneles.	27
Figura 2.6. Variación de la altura de las edificaciones en función del ángulo de elevación.	27
Figura 2.7. Arreglo de Paneles planteados para los efectos auto-sombra.	28
Figura 2.8. Ejemplo del Efecto de auto-sombra en un arreglo 1X4.	29
Figura 2.9. Curva característica de eficiencia correspondiente al Inversor.	31
Figura 2.10. Ángulos de Inclinación y Azimut.	33
Figura 2.11. Radiación Considerada en el modelo HDKR.	34
Figura 2.12. Sombras producidas por paneles cercanos.	37
Figura 3.1. Ganancia energética anual.	40
Figura 3.2. Energía mensual producida en DC respecto a la capacidad instalada.	42

Figura 3.3. Generación Energética Diaria (16 de septiembre).....	43
Figura 3.4. Generación energética diaria (11 de junio).....	43
Figura 3.5. Generación Energética DC (10 de marzo). ....	44
Figura 3.6. Radiación Total incidente sobre la superficie del arreglo implementado con seguimiento en un eje para diferentes periodos de tiempo (11 de junio).....	49
Figura 3.7. Radiación total incidente sobre la superficie del arreglo implementado con seguimiento en dos ejes para distintos periodos de seguimiento (11 de junio). ....	50
Figura 3.8. TA vs GHI en un sistema dotado con seguimiento en un eje. ....	51
Figura 3.9. TA vs GHI en un sistema dotado con seguimiento en dos ejes. ....	51
Figura 3.10. Impacto de sombras externas sobre un arreglo estático. ....	56
Figura 3.11. Impacto de sombras externas sobre un arreglo con seguimiento en un eje. ....	56
Figura 3.12. Impacto de sombras externas sobre un arreglo con seguimiento en dos ejes. ....	57
Figura 3.13. Pérdida de energía en DC en función de la separación entre hileras de paneles fotovoltaicos. ....	58
Figura 3.14. Comportamiento energético de un sistema con seguimiento solar que se ve afectado por sombras de paneles cercanos con un índice de GCR=0.9. ....	58
Figura 3.15. Vista satelital de la ciudad de Quito .....	59
Figura 3.16. Perfil del Horizonte correspondiente a la ciudad de Quito. ....	60

## Índice de tablas

Tabla 2.1. Descripción de las superficies simuladas. ....	25
Tabla 2.2 Parámetros del módulo fotovoltaico bajo condiciones estándar [51].....	29
Tabla 2.3 Características del Inversor.....	31
Tabla 2.4. Factores de Albedo [55]. ....	35
Tabla 3.1. Ganancia energética anual en kWh/kWp.....	41
Tabla 3.2. Radiación global anual incidente por unidad de superficie. ....	41
Tabla 3.3. Energía producida mensualmente por unidad de área. ....	42
Tabla 3.4. Número de Horas que presentan pérdidas en arreglos fotovoltaico con seguimiento en un eje.....	45
Tabla 3.5. Número de Horas que presentan pérdidas en arreglos fotovoltaico con seguimiento en dos ejes. ....	45
Tabla 3.6. Valores horarios de TA promedio para cada mes del año en un sistema de seguimiento en un eje.....	46
Tabla 3.7. Valores horarios de TA promedio para cada mes del año en un sistema de seguimiento en dos ejes. ....	47
Tabla 3.8. Pérdida energética horaria acumulada en arreglo con seguimiento en un eje.....	47
Tabla 3.9. Pérdida energética horaria acumulada en arreglo con seguimiento en dos ejes.....	48
Tabla 3.10. Periodos de tiempo en que se establece seguimiento.....	48
Tabla 3.11. Pérdidas energéticas al restringir las horas de seguimiento. ....	49
Tabla 3.12. Rangos de Radiación Solar para implementar seguimiento. ....	52
Tabla 3.13. Ganancia energética al implementar estrategias de seguimiento basados en los valores meteorológicos de radiación global respecto a sistemas con . ....	53
Tabla 3.14. Valores analizados para establecer relación óptima en el sistema de seguimiento en un eje.....	54
Tabla 3.15. Valores considerados para establecer la relación óptima en el sistema de seguimiento de dos ejes. ....	54
Tabla 3.16. Ganancia energética al implementar estrategia de seguimiento.....	54
Tabla 3.17. Factor de pérdida horario producido por una edificación de 6.9 metros de altura orientada hacia el Este.....	55
Tabla 3.18. Pérdida de energía anual. ....	60
Tabla 3.19. Valores de radiación global incidente por unidad de superficie para un arreglo con seguimiento en un eje aplicando estrategias de seguimiento. ....	61

Tabla 3.20. Valores de radiación global incidente por unidad de superficie para un arreglo con seguimiento en dos ejes aplicando estrategias de seguimiento. .... 61

## RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo realizar un análisis cuantitativo de la ganancia energética en sistemas fotovoltaicos que implementan seguimiento solar, localizados en regiones ecuatoriales. Luego de realizar una extensa revisión bibliográfica se determinó que los sistemas de seguimiento solar representan una ganancia energética de entre 15% y 55% en la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos, pero los estudios que puedan validar esta información en latitudes cercanas a la línea Ecuador aún se encuentran en desarrollo. El estudio numérico que se presenta a continuación planteó tres configuraciones de paneles, un arreglo estático y dos sistemas que incluyen seguimiento en uno y dos ejes, empleando como herramienta de simulación el paquete informático "System Advisor Model-SAM". Los resultados generados por los modelos que implementan seguimiento muestran un incremento en la ganancia energética que supera el 27% y posteriormente fueron propuestas diferentes estrategias de seguimiento para maximizar la ganancia energética basándose en condiciones meteorológicas y en las horas de mayor beneficio. Este análisis fue necesario ya que implementar sistemas de rastreo solar no garantiza un incremento en la producción energética en todo momento. Como parte final de este proyecto fue desarrollado un estudio del impacto de sombras en la eficiencia del sistema. Se estudiaron 3 elementos capaces de generar sombras, en primer lugar, se analizaron sombras producidas por objetos cercanos al arreglo de paneles los cuales pueden disminuir la capacidad de generación energética del sistema hasta en un 30% dependiendo del ángulo de elevación relativo al arreglo de paneles. Por otra parte, sombras producidas por paneles cercanos puede disminuir hasta 35% la ganancia energética de un arreglo de paneles al no colocarlos a una distancia prudencial entre ellos. Finalmente, la disminución de la radiación incidente debido al horizonte producido por obstáculos naturales como montañas en el caso particular de la ciudad de Quito alcanza una disminución energética inferior al 3% de la energía eléctrica producida.

**Palabras clave:** Sistema fotovoltaico, seguimiento solar, estrategias de seguimiento, análisis de sombras

## ABSTRACT

The present work aims to perform a quantitative analysis of the energy gain in photovoltaic systems that implement solar tracking located in equatorial regions. After an extensive bibliographic review, it was determined that solar tracking systems represent an energy gain of 15% to 55% in the efficiency of photovoltaic systems. Studies are being conducted to test how this relates to latitudes close to the Equator line. The numerical study presented below presents three configurations of panels, a static arrangement and two systems that include one and two axes tracking, using "System Advisor Model-SAM" software package as a simulation tool. Results generated by the models that implement solar tracking, show an increase in the energy gain that exceeds 27% and based in this information different tracking strategies to maximize the energy gain were proposed based on meteorological conditions and the hours of greater benefit. This analysis was necessary since implementing solar tracking systems does not guarantee an increase in energy production all the time. As a final part of this project an impact study of shadows was developed to analyze the reduction of efficiency in photovoltaic systems. Three elements capable of generating shadows were studied. Firstly, shadows produced by objects close to the array of panels were analyzed, which can reduce the solar gain of the system by up to 30% depending on the elevation angle relative to the array of panels. Secondly, shadows produced by nearby panels can represent 35% of energy loss by not placing them at a prudential distance. Finally, the decrease of the incident radiation due to the horizon produced by natural obstacles like mountains around Quito, Ecuador, is lower than 3% decrease of the electric energy produced.

**Keywords:** Photovoltaic system, solar tracking, tracking strategies, shadow analysis.

## Glosario de Términos

Z	Ángulo Solar respecto al Zenit [°]
$\alpha$	Ángulo de altitud Solar
$\delta$	Ángulo de Declinación
$\gamma$	Ángulo solar de Azimut
$\theta$	Ángulo de rotación de seguimiento en un eje
$\beta_s$	Ángulo de elevación
$\Upsilon$	Ángulo de cobertura de sombras
MPPT	Maximum Power Point Tracker
Voc	Voltaje en Circuito Abierto
Isc	Corriente en Corto Circuito
DNI	Direct Normal Incidence
Eg	Energy Gap
$G_{DI}$	Radiación Global Incidente sobre una superficie inclinada
$G_H$	Radiación Global incidente sobre una superficie horizontal
$I_T$	Radiación Global incidente sobre una superficie inclinada
$I_B$	Radiación Directa incidente sobre una superficie inclinada
$I_D$	Radiación Difusa incidente sobre una superficie inclinada
$I_R$	Radiación Reflejada incidente sobre una superficie inclinada
$I_{Tiso}$	Radiación difusa generada por el modelo isotrópico
$I_{CS}$	Radiación difusa circunsolar
$I_H$	Radiación difusa generada en el Horizonte
GCR	Ground Coverage Ratio
TMY	Typical Meteorological Year

# **ESTUDIO ENERGÉTICO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ENPLEANDO SEGUIMIENTO SOLAR EN REGIONES ECUATORIALES**

## **INTRODUCCIÓN**

La creciente demanda energética, así como la tendencia mundial a disminuir el consumo de combustibles fósiles [1] han impulsado el desarrollo de nuevas tecnologías con la finalidad de satisfacer los requerimientos energéticos de la población mundial. En lo referente a energías renovables, la energía fotovoltaica ocupa el cuarto lugar dentro de este creciente mercado, superada únicamente por la Bio-Generación, Hidro-Generación y Energía eólica en función de la capacidad de generación instalada [2].

En la actualidad los sistemas fotovoltaicos disponibles comercialmente poseen una eficiencia relativamente baja en comparación a otros sistemas energéticos, la cual se encuentran entre 13% y 17% [3]. Esto ha incentivado el desarrollo de varias investigaciones en distintos campos con la finalidad de aprovechar de mejor manera tecnologías que emplean como recurso primario la energía solar. Los dispositivos utilizados con mayor frecuencia en instalaciones fotovoltaicas, regulan los parámetros eléctricos maximizando la potencia eléctrica de generación. Por otra parte, sistemas de seguimiento solar han tomado un papel protagónico principalmente en regiones localizadas en latitudes alejadas de la línea Ecuador.

En la actualidad tanto Europa como Asia son referentes en Energía Solar mientras que en América Latina y, específicamente, el caso de Ecuador estos sistemas de aprovechamiento energético no han podido desarrollar todo su potencial. Gran parte de este retraso tecnológico se debe a la falta de estudios y políticas gubernamentales que impulsen la implementación de nuevos proyectos en la región.

Se estima que al incluir sistemas de rastreo solar la producción energética puede incrementarse entre un 15% y 55% [3], pero esta ganancia debe ser analizada y determinada de forma cuantitativa. Hasta la presente fecha los estudios relacionados a esta temática aún se encuentran en desarrollo y motivados por este vacío científico la presente investigación estudia la viabilidad de aplicar sistemas de seguimiento en uno y dos ejes en la ciudad de Quito-Ecuador, así como la implementación de estrategias de seguimiento y un análisis de la influencia de sombras en la eficiencia general de los sistemas fotovoltaicos.

## **Pregunta de Investigación**

¿Cuánto incrementa la eficiencia de sistemas de generación eléctrica fotovoltaica en regiones ecuatoriales la implementación de seguimiento solar?

## **Objetivo general**

Estudiar la ganancia energética de sistemas fotovoltaicos empleando seguimiento solar en regiones ecuatoriales.

## **Objetivos específicos**

- Describir el modelo matemático que se empleará en el proceso de simulación.
- Estudiar la ganancia energética de sistemas fotovoltaicos que emplean seguimiento en uno y dos ejes frente a sistemas tradicionales (estáticos).
- Determinar las estrategias de seguimiento óptimas para regiones ecuatoriales en condiciones meteorológicas poco favorables.
- Estudiar el impacto de las sombras en la eficiencia de sistemas fotovoltaicos.

## **Alcance**

El alcance de este proyecto es estudiar de forma numérica la ganancia energética que se puede obtener en sistemas de generación fotovoltaica al dotarlas de seguimiento solar en regiones ecuatoriales. Una vez establecidos estos valores se analizaron estrategias de control y seguimiento que podrían ser implementados de manera práctica bajo condiciones de alta nubosidad.

Una vez culminado dicho estudio se analiza el impacto de sombras generadas por edificaciones distribuidas alrededor del arreglo de paneles en un radio de 4 m. También se incluye un análisis de sombras generadas por paneles pertenecientes al mismo arreglo colocados en distintas hileras variando la distancia de separación, así como la configuración en que se distribuyen. En el caso particular de la ciudad de Quito el presente proyecto analiza la influencia del relieve que rodea a la ciudad en la eficiencia de los sistemas propuestos anteriormente. No es parte de esta investigación analizar el consumo energético requerido para efectuar el seguimiento solar.

# 1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

A continuación, se presenta un compendio de información que guarda estrecha relación con el problema y principalmente con la solución propuesta, inicialmente se describe el escenario actual de los sistemas fotovoltaicos a nivel mundial, así como regional y las tecnologías más relevantes que se han desarrollado con el fin de incrementar la eficiencia en las plantas de generación fotovoltaicos. Posteriormente se muestran estudios energéticos que sustentan la metodología y los modelos empleados en el desarrollo de este proyecto.

## Justificación

Ecuador es un país que, gracias a su ubicación geográfica, posee condiciones meteorológicas y niveles de radiación favorables para implementar sistemas energéticos que aprovechen el recurso solar de forma óptima [4]. El gobierno ha planteado como objetivo primordial garantizar el 60% de la energía eléctrica basada en generación hidráulica hasta el año 2017 [5] y eventualmente satisfacer más del 90% del consumo eléctrico a nivel nacional empleando energías renovables [6]. La falta de investigaciones y escasas políticas orientadas a impulsar el desarrollo de la energía solar se refleja en el reducido número de proyectos implementados actualmente en el país.

Ecuador cuenta con un Atlas solar generado a partir de una serie de fotografías satelitales obtenidas por el NREL [7], [8] lo cual confirma la disponibilidad de este recurso. La mayoría de estudios actualmente están orientados a monitorear y analizar económicamente sistemas fotovoltaicos tradicionales [9] y no existen estudios enfocados a evaluar el incremento de la eficiencia energética de las plantas de generación fotovoltaicas existentes en la región.

El presente trabajo cuantifica la ganancia energética de los sistemas fotovoltaicos integrados con sistemas de seguimiento solar y pretende establecer tendencias claras de los beneficios obtenidos al aprovechar de mejor manera este recurso. La expansión del conocimiento relacionado a los procesos de generación eléctrica contribuye al desarrollo tecnológico y garantizar la independencia energética del país.

## 1.1. Producción fotovoltaica

Motivados por el cambio climático e impacto ambiental de los sistemas de producción convencionales, así como la inestabilidad en los mercados de petróleo, las “Energías Renovables” han tomado un papel protagónico en el sector energético en todo el planeta. Se estima que hasta el año 2040 los sistemas energéticos basados en fuentes renovables tendrán un incremento entre el 22% y 28% [10], respecto a la capacidad de generación instalada actualmente a nivel mundial enfocados principalmente en los sistemas de generación eléctrica. Hasta el año 2015 la capacidad de generación de los sistemas fotovoltaicos en el mundo alcanzó los 227 GW, siendo el sistema de generación basado en recursos renovables que mayor crecimiento presentó [11], como se muestra en la Figura 1.1.

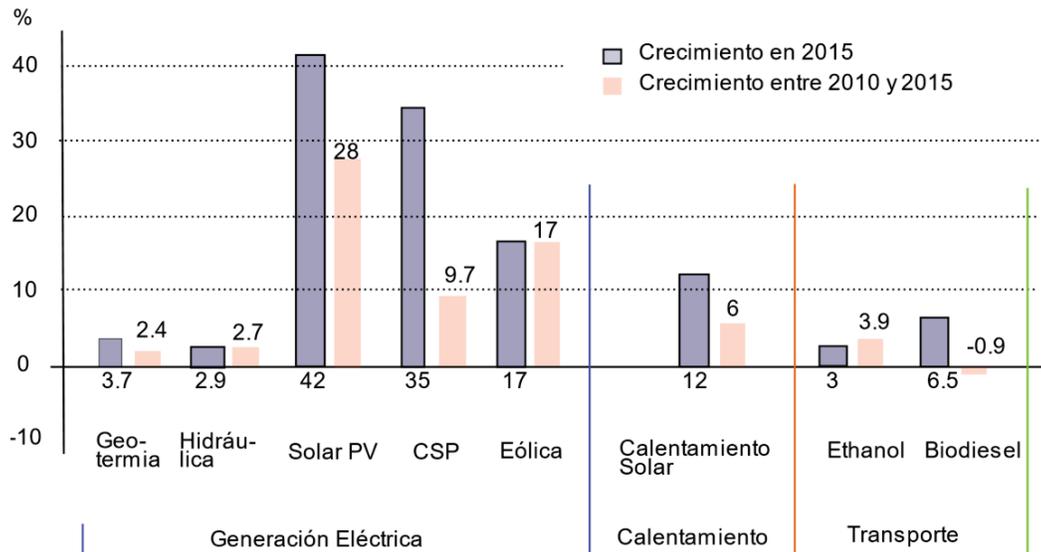


Figura 1.1. Crecimiento anual promedio de la capacidad de generación de tecnologías renovables [12].

El auge de los sistemas fotovoltaicos tiene un papel protagónico en Europa y Asia con cerca de 45 y 40 Giga-watts de capacidad instalada respectivamente. Por otra parte, el continente americano presenta una realidad muy diferente teniendo a Estados Unidos como único representante a nivel mundial con 25.6 GW de capacidad de generación [13].

En lo referente a Latinoamérica, gran parte de su desarrollo energético se ha enfocado en la producción hidráulica. Hasta el año 2015 la región contaba con más de 150 GW de capacidad instalada y considerando los proyectos que se espera poner en marcha en los próximos años se superarán los 180 GW [12][14]. Es importante considerar que la

energía solar está muy lejos de cumplir un papel importante dentro de las energías renovables en Latinoamérica, incluso sin considerar la energía hidráulica, ya que la capacidad instalada no supera los 3 GW, lo cual es claramente apreciable en la Figura 1.2.

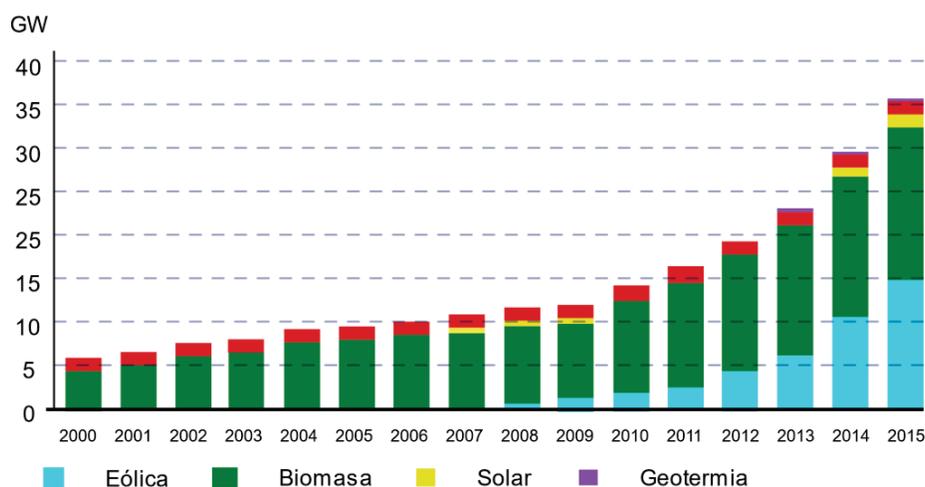


Figura 1.2. Capacidad de generación eléctrica instalada en América Latina basada en fuentes renovables sin considerar la energía hidráulica [6].

Ecuador no fue la excepción en lo que respecta a la tendencia impuesta en América Latina y en los últimos 10 años apostó por la energía hidráulica como fuente principal de generación eléctrica. Se estima que para el año 2022 más del 90% de la demanda de electricidad a nivel nacional será cubierta gracias al aprovechamiento de los abundantes recursos hídricos con que cuenta el país [6]. Esto ha provocado un estancamiento en el desarrollo y la implementación de otras fuentes energéticas y procesos tecnológicos.

La capacidad instalada de las centrales fotovoltaicas en el Ecuador bordea los 35 MW lo cual representa cerca del 0.2% de la capacidad de generación eléctrica total a nivel nacional [15]. A pesar de que Ecuador se encuentra en una zona privilegiada en lo que respecta a radiación solar tal como lo indica la Figura 1.3, las centrales fotovoltaicas con que cuenta el país responden principalmente a requerimientos geográficos como es el caso de las estaciones de generación ubicadas en el Archipiélago de Galápagos así como el Programa de Electrificación de viviendas en la Amazonía, el mismo que espera duplicar la capacidad instalada actualmente, misma que no supera 1.4 megavatios [16]. Los proyectos que han tenido mayor acogida son: Parque Fotovoltaico Puerto Ayora, Proyecto Isla Floreana y el Sistema Híbrido en la Isla Isabela [17]. Uno de los proyectos representativos en el Ecuador continental es la central ubicada cerca de la comunidad de Pimampiro denominada Valsolar con cerca de 1 MW de capacidad instalada.

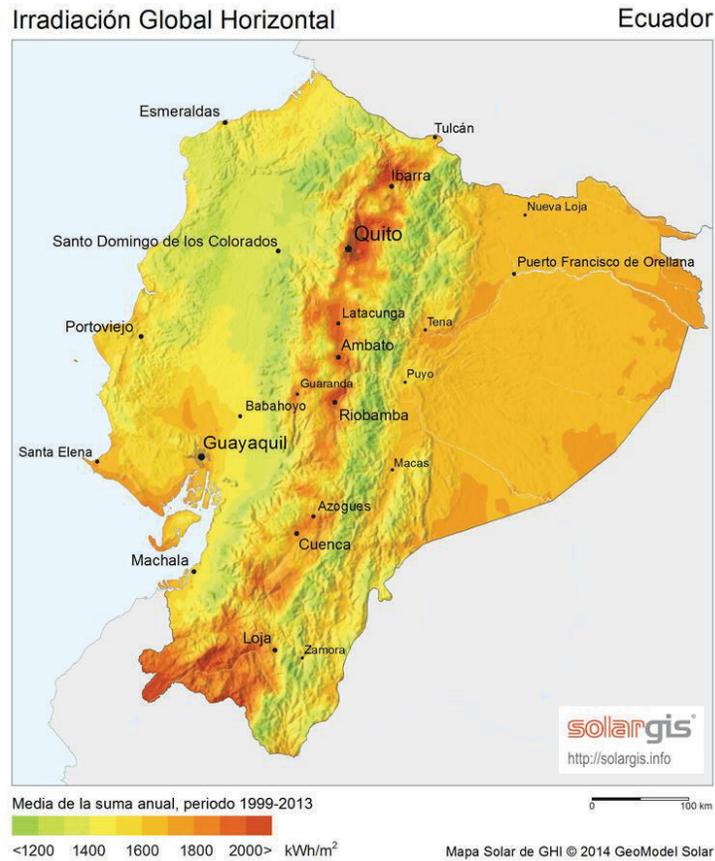


Figura 1.3. Radiación Global Incidente sobre una superficie Horizontal en el Ecuador continental [18].

## 1.2. Sistemas Fotovoltaicos

A continuación, se describe el proceso de generación eléctrica producido gracias al efecto fotovoltaico. Los paneles fotovoltaicos son dispositivos fabricados a partir de materiales semiconductores capaces de generar una diferencia de potencial gracias a la radiación solar que incide sobre los mismos. Los materiales semiconductores pueden estar dopados de forma positiva o negativa, es decir, pueden añadirse elementos que incrementen o reduzcan el número de electrones que poseen dichos materiales. Los materiales dopados con exceso de carga negativa son conocidos como semiconductores tipo N mientras que al reducir el número de electrones los semiconductores se denominan materiales tipo P. Entre estos dos materiales se establece una borde o límite

denominado "límite P-N" el cual evita que las cargas de dichos materiales interactúen entre si anulando la diferencia de carga presente entre ambos. Cuando los fotones que forman parte de la radiación que incide sobre estos materiales entregan la energía suficiente para que los electrones contenidos en el semiconductor tipo N, atraviesen los límites y migren hacia el material semiconductor dopado de forma positiva, se produzca una diferencia de potencial, a su vez responsable de la generación eléctrica. Esta configuración puede ser representada mediante el circuito equivalente planteado en la Figura 1.4 en la cual la radiación incidente está representada por corriente de iluminación ( $I_l$ ), la resistencia del sistema se denomina  $R_L$  y la tensión del sistema se representa mediante  $V$ .

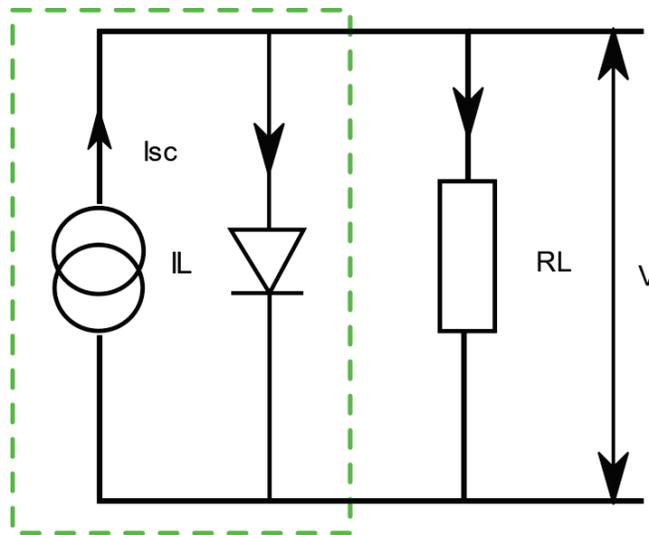


Figura 1.4. Circuito eléctrico equivalente a una celda fotovoltaica.

La energía solar es considerada una energía renovable debido a que el principal recurso energético utilizado es la radiación solar, sin embargo, no toda la radiación puede ser aprovechada debido a varios efectos descritos a continuación. Uno de los fenómenos que se producen en una celda fotovoltaica es la termalización, esta se genera debido a que todo el espectro de radiación generado por el sol no coincide con el perfil de absorción del material semiconductor. Esto se traduce en un incremento en la temperatura del material y disminución en la eficiencia. Por otra parte, el material semiconductor solo puede asimilar cierta región característica de radiación. Los electrones presentes en el material semiconductor requieren una cantidad mínima de energía entregada por los fotones para generar el efecto fotovoltaico. Cuando los niveles de energía de los fotones se encuentran por debajo de un límite de banda denominado  $E_g$ , estos no son capaces

de excitar a los electrones y producir el movimiento de los mismos a través de los materiales semiconductores que componen la celda fotovoltaica.

Como se observa en la Figura 1.5 las pérdidas por termalización y fotones con niveles de energía menores a  $E_g$  son los principales mecanismos de pérdida de energía. Pérdidas referidas a otros efectos como son el factor de Boltzman, Carnot y pérdidas de emisión no se pueden evitar, y no son representativas. Por esta razón no se realiza una explicación detallada de cómo se originan.

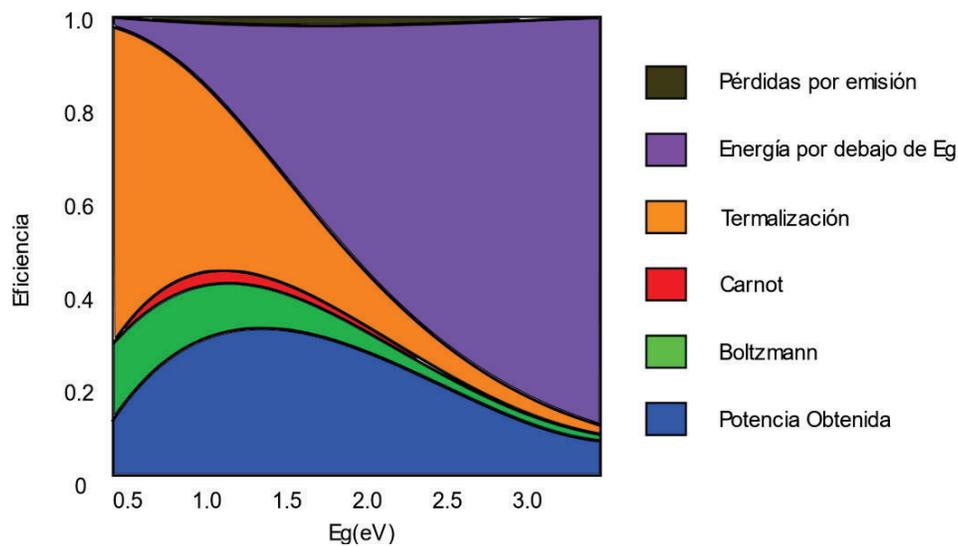


Figura 1.5. Mecanismos de pérdida y extracción de energía acumulada para radiación solar [19].

Una vez establecidas las limitaciones teóricas se detallan las principales pérdidas inherentes a los sistemas reales. Los mecanismos que mayor influencia presentan en la disminución de energía están relacionados a pérdidas por resistencia y por recombinación. Las resistencias eléctricas se generan debido a la circulación de corriente a través de los elementos que conforman la celda fotovoltaica. Estas resistencias son el resultado del contacto entre la celda fotovoltaica y elementos metálicos presentes al interior de una célula fotovoltaica, así como el contacto entre los elementos metálicos implementados en el panel con la finalidad de extraer la energía producida.

El segundo mecanismo de pérdida hace referencia al proceso de recombinación, el cual se produce debido a que los electrones que se encuentran en una zona de conducción, eventualmente tienden a volver a la banda de valencia como resultado de una interacción con los “huecos” de dicha zona, capaces de albergar un electrón, lo cual se denomina recombinación inter-banda. Este fenómeno también puede producirse debido a defectos

presentes en la estructura semi-cristalina de los materiales semiconductores o enlaces incompletos localizados en las zonas superficiales.

De esta forma quedan definidos los principales mecanismos de pérdida de energía en una celda fotovoltaica. En base a estos conceptos se han desarrollado varias estrategias y procedimientos que permiten incrementar la eficiencia energética de los sistemas fotovoltaicos. En la siguiente sección se plantean algunas de las tecnologías que han tenido mayor relevancia en los últimos años tanto por su eficacia como aplicabilidad.

### **1.3. Tecnologías orientadas a incrementar la eficiencia energética en sistemas fotovoltaicos**

Luego de plantear una breve descripción de los mecanismos que limitan la eficiencia energética de los sistemas fotovoltaicos, en la presente sección, se describen 3 métodos ampliamente utilizadas con el objetivo de incrementar la eficiencia energética de los sistemas de generación eléctrica planteados en el presente proyecto.

#### **1.3.1. Sistemas MPPT (Maximum power point tracking)**

A continuación se ilustra brevemente el funcionamiento de los sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia los cuales, debido a su simplicidad y funcionamiento continuo, actualmente se utilizan en varios sistemas energéticos como celdas de combustible, sistemas termoeléctricos y, por supuesto, energía fotovoltaica [20]. Los paneles fotovoltaicos presentan una curva característica corriente vs voltaje bajo condiciones estándar y la Figura 1.6 evidencia este comportamiento. Dichas condiciones son: radiación de  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura operativa del panel de  $25^\circ\text{C}$  e IAM (Incidence angle modifier) de 1.5. El IAM es un factor que permite modelar el fenómeno de reflexión producido debido a la incidencia de radiación sobre una superficie en función del ángulo de incidencia de la radiación solar, el mismo que será detallado en capítulos posteriores del presente trabajo.

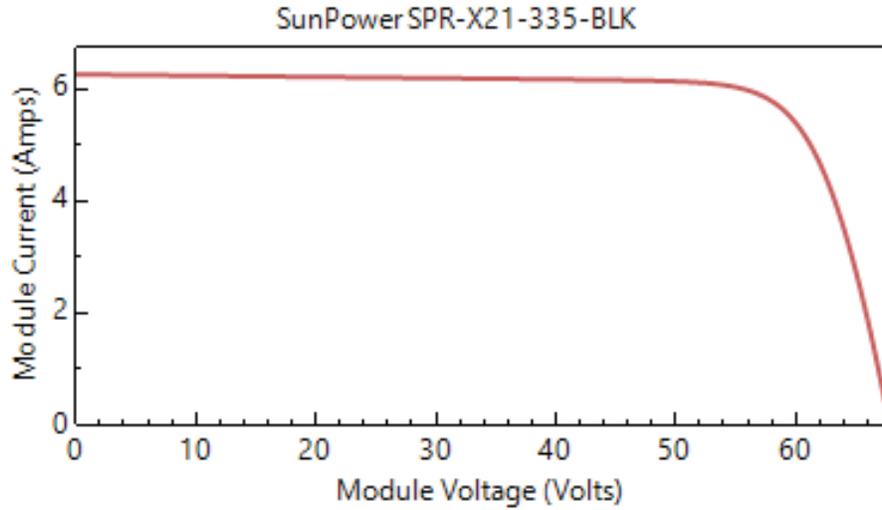


Figura 1.6. Curva típica corriente vs voltaje de un panel fotovoltaico.

El comportamiento de los paneles fotovoltaicos es muy sensible ante variaciones de temperatura y cantidad de radiación que incide sobre el mismo. Al incrementar la temperatura de operación de una celda fotovoltaica el voltaje en circuito abierto se reduce de forma significativa como se observa en la Figura 1.7 a). Mientras que ante un incremento en la radiación la corriente en corto circuito crece de manera logarítmica como se muestra en la Figura 1.7 b).

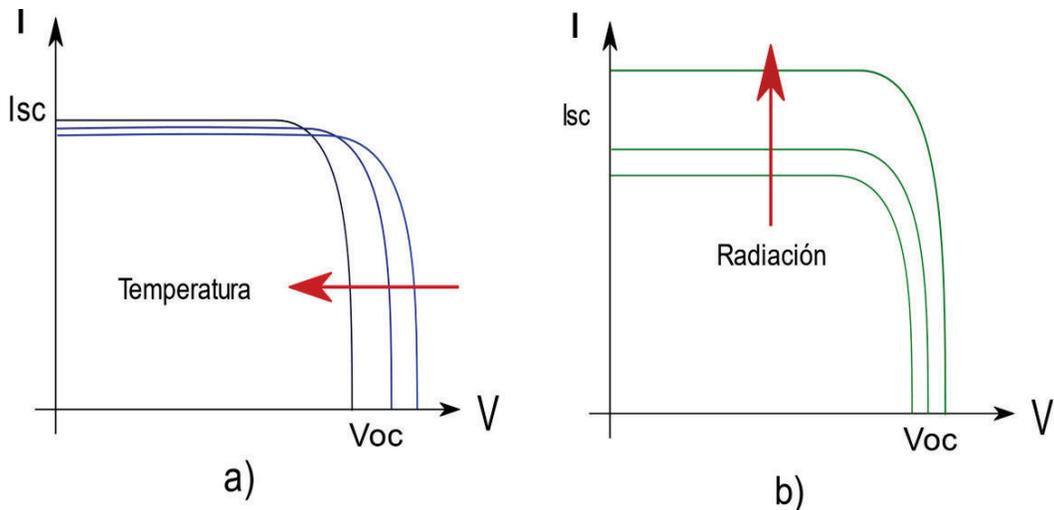


Figura 1.7. Variación del comportamiento en una celda fotovoltaica relacionada con: a) Incremento de la temperatura superficial y b) Incremento en la radiación.

La potencia de salida de los paneles es el resultado de la multiplicación de estas dos variables ( $I$ ,  $V$ ). Los sistemas MPPT se encargan de localizar el punto en el cual dicha potencia es máxima empleando diferentes metodologías las cuales pueden ser abarcadas por las 5 categorías mencionadas a continuación [20]:

- Estrategias que emplean parámetros constantes.
- Estrategias de medición y comparación.
- Estrategias de prueba y error.
- Estrategias que emplean cálculos matemáticos.
- Estrategias con predicción inteligente.

Actualmente existen más de 40 estrategias aplicadas a sistemas MPPT y para el presente trabajo se empleará una estrategia establecida por rangos de voltaje máximos y mínimos implementados en conjunto con la selección del regulador.

### **1.3.2. Celdas fotovoltaicas constituidas por varios materiales**

Con la finalidad de aprovechar una región más amplia de radiación solar que incide sobre una superficie, actualmente se estudian celdas fotovoltaicas fabricadas a partir de materiales capaces de absorber diferentes regiones del espectro de radiación como se muestra en la Figura 1.8. Cada material es capaz de absorber una región del espectro, pero además permite atravesar radiación cuyos fotones tienen niveles de energía superiores capaces de generar el efecto fotovoltaico en semiconductores cuya  $E_g$  es mayor [21].

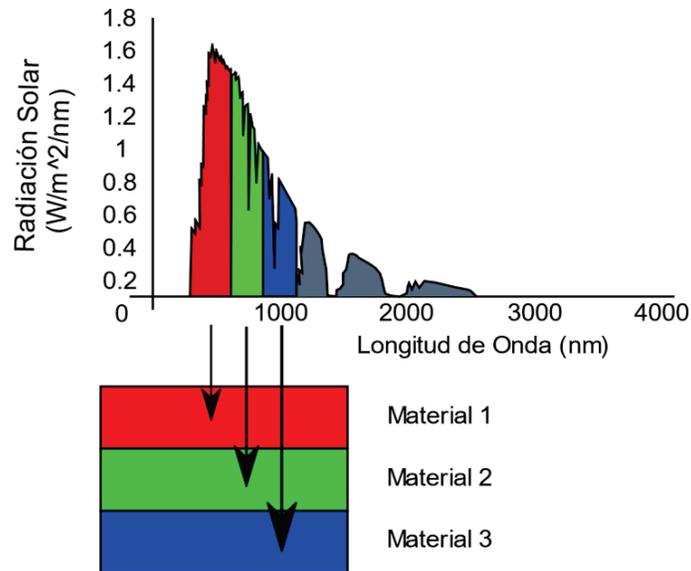


Figura 1.8. Celda fotovoltaica multi-unión capaz de absorber diferentes regiones del espectro solar.

Las celdas fotovoltaicas denominadas Multi-juntura, debido al uso de diferentes materiales semiconductores en una sola celda, aún se encuentran en desarrollo. Procesos y costos de fabricación así como una correcta caracterización de estos sistemas son retos que deben ser enfrentados y superados para que estos prototipos representen una oferta comercial rentable y viable para los consumidores [22].

### 1.3.3. Seguimiento solar

El seguimiento solar se basa en orientar una superficie hacia el sol de manera que la radiación solar incida de forma perpendicular permanentemente. Estos sistemas pueden ser implementados en diferentes sistemas energéticos como son sistemas de aprovechamiento térmico [23], concentradores solares [24] y sistemas de aprovechamiento fotovoltaico [25].

Existe una gran cantidad de sistemas de seguimiento solar los cuales pueden clasificarse según los elementos empleados para el control y movimiento, o en base a los grados de libertad con que cuenta. Según el sistema de control que utilizan se clasifican en pasivos y activos. Los sistemas de seguimiento activos son aquellos que emplean una serie de sensores y actuadores, los cuales, en base a parámetros como condiciones meteorológicas o posición relativa del sol respecto a los paneles, controlan el movimiento de los mismos [26].

Por otra parte, los sistemas de seguimiento pasivo se posicionan de forma autónoma en base a la cantidad y dirección de la radiación que recae sobre ellos. El posicionamiento se realiza empleando materiales o sustancias cuyas propiedades físicas varían en función de la temperatura a la que se encuentran [27] lo cual orienta la superficie deseada sin necesidad de incluir actuadores que requieren consumo energético adicional.

En cuanto a los grados de libertad pueden clasificarse en 2 categorías, seguimiento en uno y dos ejes. Los arreglos de paneles que incluyen seguimiento en un eje están orientados en función de la ubicación geográfica en que se encuentren. Como los muestra la Figura 1.9. El eje de seguimiento puede estar orientado de manera vertical, horizontal o con inclinación fija en función de la orientación y localización del arreglo de paneles.

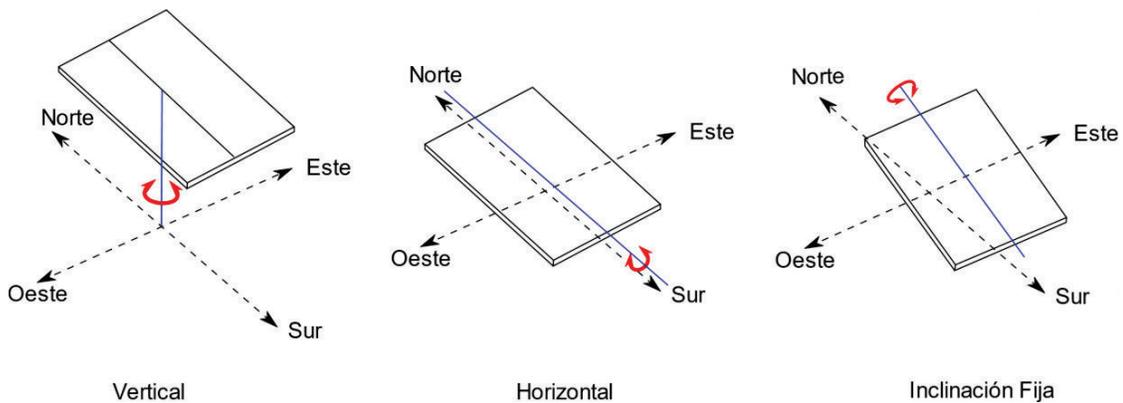


Figura 1.9. Sistemas de seguimiento solar en un eje.

Los sistemas de seguimiento solar en 2 ejes generalmente son considerados como sistemas de libertad total ya que son capaces de orientar los paneles de manera perpendicular al sol durante todo el año. Existen diferentes configuraciones y actuadores que pueden ser empleados dependiendo de los requerimientos de la latitud en que se encuentren, siendo los sistemas de doble eje horizontal los que mayor acogida presentan los debido a su versatilidad como es el caso de la planta de generación de Navarra [28]. La segunda alternativa son los sistemas azimut-altitud en los cuales el bastidor o soporte, es capaz de rotar modificando el ángulo azimutal y el eje secundario modifica el ángulo de elevación del arreglo como se ilustra en la Figura 1.10.

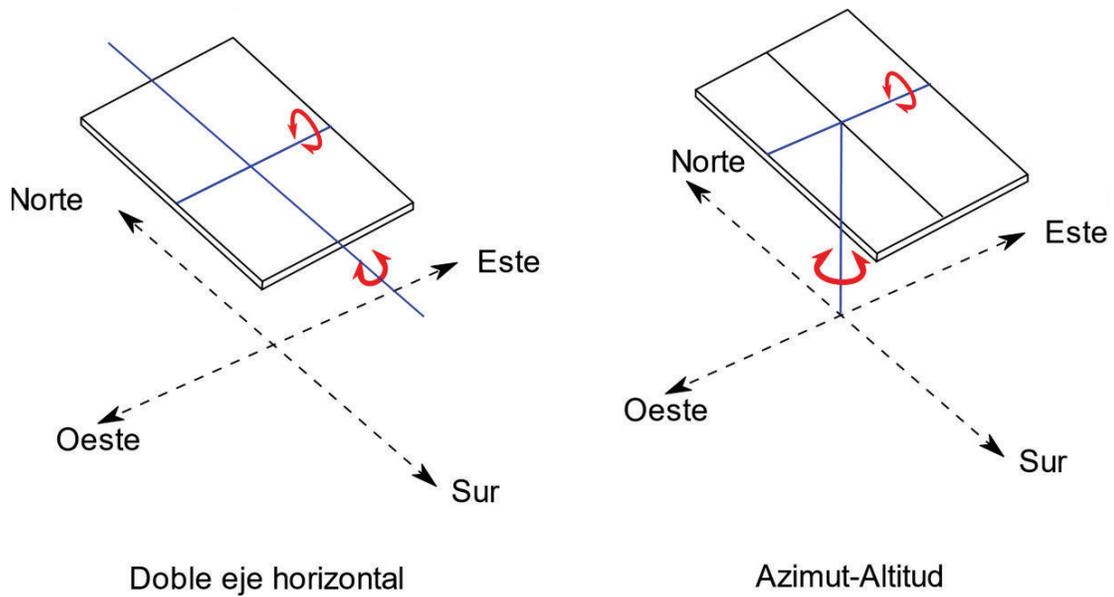


Figura 1.10. Sistemas de seguimiento solar de dos ejes.

#### 1.3.4. Estudios relevantes

El presente proyecto está claramente dividido en tres secciones. La primera corresponde al análisis energético relacionado a la implementación de sistemas de seguimiento solar. En segundo lugar, se estudian estrategias de seguimiento que pueden ser implementadas en futuros trabajos o instalaciones y finalmente, estudiar el impacto de sombras producidas por diferentes objetos. Los estudios presentados a continuación fueron de vital importancia para sustentar la investigación desarrollada.

Los proyectos de simulación y estudio de ganancia y comportamiento energético a nivel mundial son abundantes. Un compendio de trabajos superficiales analiza la ganancia energética al implementar seguimiento en diferentes países alrededor del mundo como es el caso de Portugal, país en el que la ganancia bordea el 33% [29] o Nigeria con cerca de un 34.8% de diferencia en relación a los sistemas tradicionales [30], valores considerables tomando en cuenta la eficiencia total de los sistemas fotovoltaicos.

Con el objetivo de reducir el consumo energético necesario para realizar el rastreo solar varias estrategias de seguimiento se plantean en función de las condiciones meteorológicas, así como la hora local correspondiente al lugar en que se realiza el estudio. Yao muestra un sistema capaz de incrementar la eficiencia a valores cercanos al 31% [31] reduciendo el número de horas en que se aplica rastreo solar. En lo referente a estrategias de seguimiento, un estudio desarrollado en la Universidad de Quebec plantea

métodos basados en valores de radiación global mínimos para aplicar seguimiento durante las diferentes estaciones del año [32]. Considerando el hecho de que las regiones ecuatoriales no poseen estaciones del año claramente definidas este concepto no puede ser aplicado de la misma manera, pero la relación entre la ventaja de implementar seguimiento solar y los niveles de radiación fue parte de las estrategias estudiadas.

Una vez planteados los beneficios de implementar seguimiento se deben analizar las complicaciones que afrontan estos sistemas. Uno de los retos más importantes a considerar hace referencia a la sensibilidad de la eficiencia ante la presencia de obstáculos que limiten la cantidad de radiación incidente sobre el arreglo de paneles. Al estudiar el impacto de sombras generadas por sistemas fotovoltaicos cercanos dotados de seguimiento en una planta fotovoltaica ubicada en Navarra, España con capacidad de 1 MW se registraron porcentajes de pérdida de energía cercanos al 6% [28], sin embargo no queda claro el motivo y las complicaciones que generan esta disminución en la eficiencia de dicha planta fotovoltaica.

Los estudios mencionados anteriormente están ubicados en su mayoría en altas latitudes y las premisas empleadas en estos trabajos no pueden ser aplicadas a regiones ecuatoriales. La Figura 1.11 y Figura 1.12 muestran las diferencias entre las trayectorias solares del estudio de seguimiento realizado en Montreal, Canadá en la “*Université du Québec*” y la trayectoria solar de Quito, Ecuador.

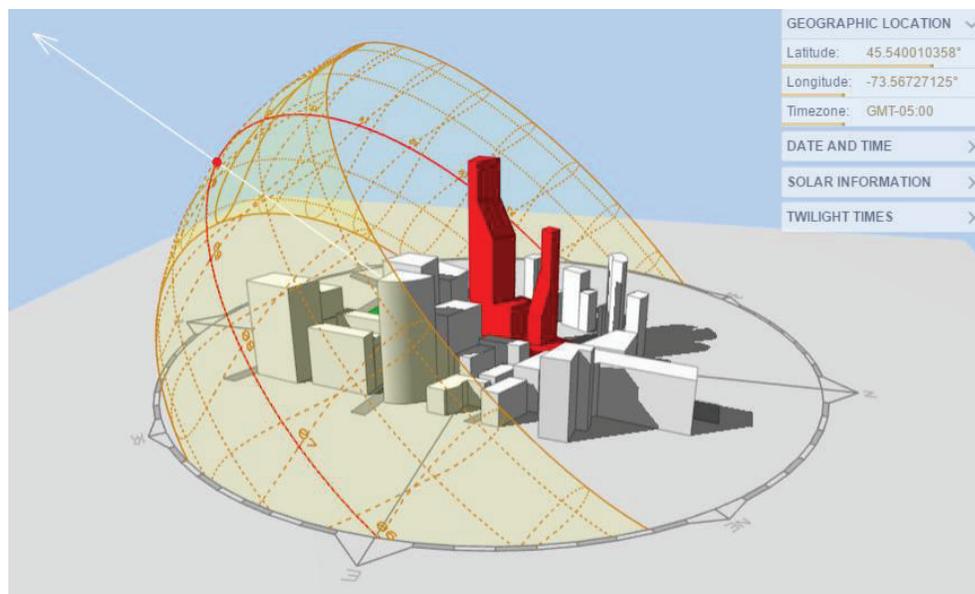


Figura 1.11. Trayectorias solares en la ciudad de Montreal, Canadá.

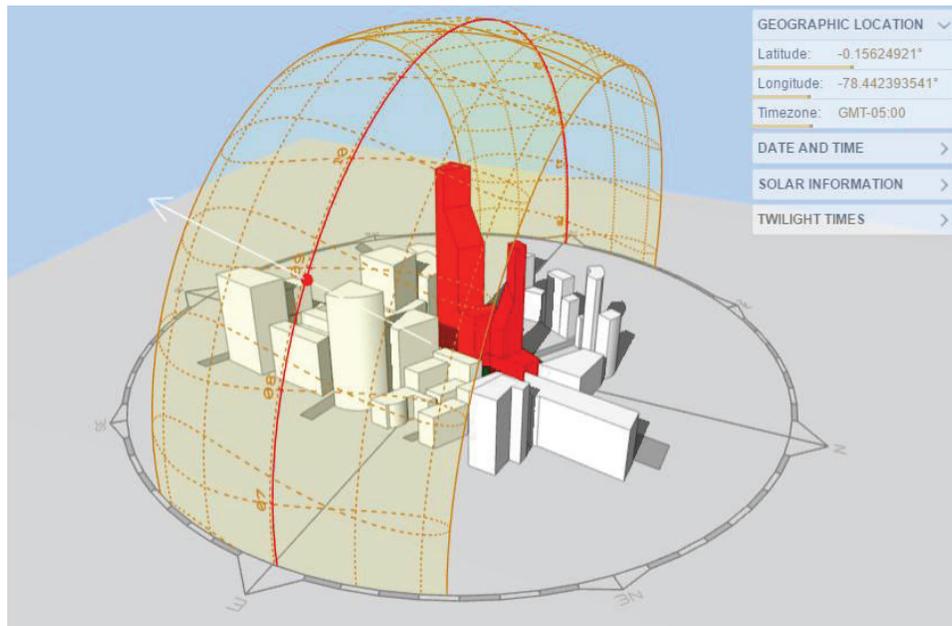


Figura 1.12. Trayectorias Solares en la ciudad de Quito, Ecuador.

A nivel de la región un estudio práctico desarrollado en Brasil comparó un sistema de seguimiento en un eje con un sistema estático dotado de una elevación de  $5^\circ$ , en la cual se reflejó un incremento promedio del 11% en la eficiencia diaria del arreglo de paneles [33]. Finalmente, los proyectos desarrollados en Ecuador han sido orientados a monitorear y analizar económicamente la implementación de sistemas fotovoltaicos en varios lugares del país. Los conceptos y estudios aquí mencionados servirán como referencia para desarrollar el estudio correspondiente a regiones ecuatoriales.

## 1.4. Modelos y herramientas de simulación

El estudio numérico se basa en la representación de un fenómeno a ser estudiado mediante un modelo matemático. A continuación, se detallan 3 modelos de radiación solar difusa incidente sobre una superficie horizontal e inclinada, así como las herramientas de simulación que los emplean. Los parámetros de consideración y criterios de selección también son analizados de manera concreta.

### 1.4.1. Modelos de radiación

A nivel mundial existe una gran cantidad de investigaciones orientados a mejorar la eficiencia y desarrollar e implementar sistemas fotovoltaicos con mejores prestaciones. Las primeras investigaciones involucradas con los sistemas solares tenían como objetivo

establecer modelos matemáticos que permitieran estimar la radiación incidente sobre una superficie en función de su localización y orientación [34]–[36] , posteriormente se desarrollaron varios estudios con la finalidad de contrastar los modelos planteados con datos reales obtenidos a partir de mediciones [37]–[40].

La radiación total que incide sobre una superficie tiene tres componentes:

- Radiación directa: Radiación que no ha sido desviada en su trayectoria desde el sol hasta la superficie de la tierra.
- Radiación difusa: Radiación desviada por distintos fenómenos generados al interactuar con los elementos que conforman la atmósfera terrestre.
- Radiación reflejada: Radiación emitida por los objetos que conforman el entorno en que se encuentra el arreglo de paneles.

Los modelos de radiación directa han sido estudiados y analizados ampliamente durante décadas [41] dando gran fiabilidad a su método de cálculo y aproximación. Por otra parte, los modelos de radiación difusa y reflejada se siguen perfeccionando actualmente y para el presente proyecto han sido considerados los modelos de radiación difusa Isotrópico, modelo HDKR y el modelo desarrollado por Pérez, debido a la cantidad e impacto de proyectos en los cuales han sido empleados y los resultados que fueron obtenidos a partir de los mismos.

- **Modelo Isotrópico**

Modelo desarrollado por Liu & Jordan en 1963 [34], considera la radiación difusa generada en el cielo de manera isotrópica empleando un factor de vista de los paneles respecto al suelo para estimar la cantidad de radiación incidente. Este modelo tiende a subestimar los valores de radiación en comparación a otros modelos [42]. Posee la ventaja de ser poco sensible ante variaciones producidas por el ambiente debido a su simplicidad ya que no se ve influenciada por el entorno cercano a la localización del arreglo de paneles.

- **Modelo HDKR**

Denominado así debido a las iniciales de los autores que contribuyeron en su desarrollo, Hay, Davies, Klucher y Reindl. Esta modelo está basado en el modelo isotrópico pero incluye la radiación circundante al sol, así como las componentes producidas por el resplandor en superficies aledañas [43] . El modelo asume una porción de la radiación difusa estimada con el modelo isotrópico y otro porcentaje representado

por las condiciones ambientales definidas por la cantidad de nubes presentes en el cielo [44], [45].

- **Modelo Pérez**

Es el modelo que involucra mayor complejidad debido a que, además de las consideraciones establecidas por los dos modelos anteriores, toma en cuenta la radiación difusa producida por el resplandor generado en el horizonte. Este modelo incluye factores de resplandor y términos que determinan el cono generado por la radiación circunsolar. Como resultado este modelo considera 3 términos de radiación difusa; radiación difusa considerando el cielo como un sistema isotrópico, radiación difusa circunsolar y radiación generada por el resplandor en el horizonte.

#### **1.4.2. Criterios de selección del modelo de radiación difusa**

Para seleccionar el modelo a ser empleado se tomaron en cuenta estudios comparativos de varios modelos respecto a datos meteorológicos medidos. Uno de los trabajos de mayor relevancia plantea que el modelo de Pérez presenta un mejor comportamiento bajo condiciones poco favorables de radiación [37], pero sobrestima los valores cuando la radiación global incidente sobre una superficie horizontal tiene valores considerables.

Estudios que emplean el modelo HDKR presentan gran concordancia entre valores medidos y calculados. Bajo condiciones de radiación significativa tiene la misma tendencia que el modelo Pérez, pero los valores sobre estimados son discretos. Sin embargo bajo condiciones de radiaciones poco favorables los datos obtenidos son menores a los que se registran empleando equipos de medición [46].

El modelo Isotrópico es el más conservador de los tres, tiende a estimar valores de radiación incidente sobre una superficie horizontal por debajo de los valores reales independientemente de las condiciones de nubosidad establecidas.

Una vez estudiadas las 3 alternativas el modelo HDKR es el que mejor se ajusta de a los objetivos del proyecto ya que las condiciones meteorológicas de la zona son bastante favorables. Al utilizar el modelo isotrópico, la capacidad de generación estaría siendo subestimada, mientras que al considerar el modelo Pérez es más complejo y emplean demasiadas estimaciones lo cual provocaría dificultad para validar sus resultados al requerir mediciones adicionales difíciles de generar de manera real en largos periodos de estudio.

### **1.4.3. Herramientas de simulación**

Los programas empleados para dimensionar y analizar proyectos que emplean el recurso solar como fuente energética son abundantes y accesibles a usuarios de todo el mundo. Para su selección han sido considerados PVsyst, PVsol y SAM debido a la trayectoria y proyectos en los cuales han sido empleados a nivel mundial. Las diferencias entre estas herramientas de simulación son analizadas a continuación.

#### **1.4.3.1. PVsyst**

Software desarrollado a partir del año 1992; en su larga trayectoria se han incorporado una gran cantidad de herramientas y correcciones lo que lo convierten en un modelo con gran fiabilidad. Es ideal para pre-dimensionar sistemas fotovoltaicos, en especial sistemas de bombeo ya que incorpora un módulo de diseño desarrollado específicamente para este tipo de aplicaciones. Sin embargo, requiere de la compra de licencias para ser utilizado y presenta dificultades en la incorporación de bases de datos externas, así como limitaciones en la información horaria que es capaz de generar. Únicamente considera los modelos de radiación difusa desarrollados por Pérez y el modelo HDKR.

#### **1.4.3.2. PVsol**

Presenta una amplia base de datos en cuanto a módulos fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento energético. Consta con un sistema muy avanzado para análisis de sombras y en general facilita la visualización de los sistemas implementados desde un punto de vista estético. Requiere de la compra de licencias para su pleno funcionamiento y limitaciones en cuanto a la accesibilidad de información de los modelos que emplea para el proceso de simulación.

#### **1.4.3.3. System Advisor Model (SAM)**

Es el software que combina de mejor manera todos los requerimientos y es uno de los más completos en lo que se refiere a energías renovables. Posee libre acceso a una completa base de datos meteorológicos la cual se detalla posteriormente. Permite establecer diferentes tipos de sub-arreglos que pueden formar parte de un solo proyecto, Consta con un módulo de análisis de sombras que permite incorporar archivos generados

por otros programas o ingresar de forma manual la influencia de sombras cercanas en el sistema. El programa no requiere la compra de licencia para su utilización.

Existe una gran cantidad de proyectos en los cuales se compara y valida el desempeño de los modelos y programas de simulación. El más importante hace referencia a la validación del módulo de simulación de paneles fotovoltaicos en SAM. Luego de analizar 9 estaciones de generación se determinó que el error de generación anual es de  $\pm 3\%$  o menor y los errores están relacionados principalmente a la presencia de nieve y backtracking<sup>1</sup>. Por otra parte, el error en el estudio de datos horarios es menor al error de los datos anuales con un valor aproximado de  $\pm 2\%$  o menor [47].

La Figura 1.13 muestra los resultados de un estudio comparativo correspondiente a la producción eléctrica mensual en AC entre los 3 programas de simulación considerados en este proyecto y PVWattsV1<sup>2</sup>. Todos los programas presentan tendencias similares, pero los errores generados por SAM se mantienen en un rango de  $\pm 0.8\%$ , valor aceptable para consolidar los objetivos del proyecto.

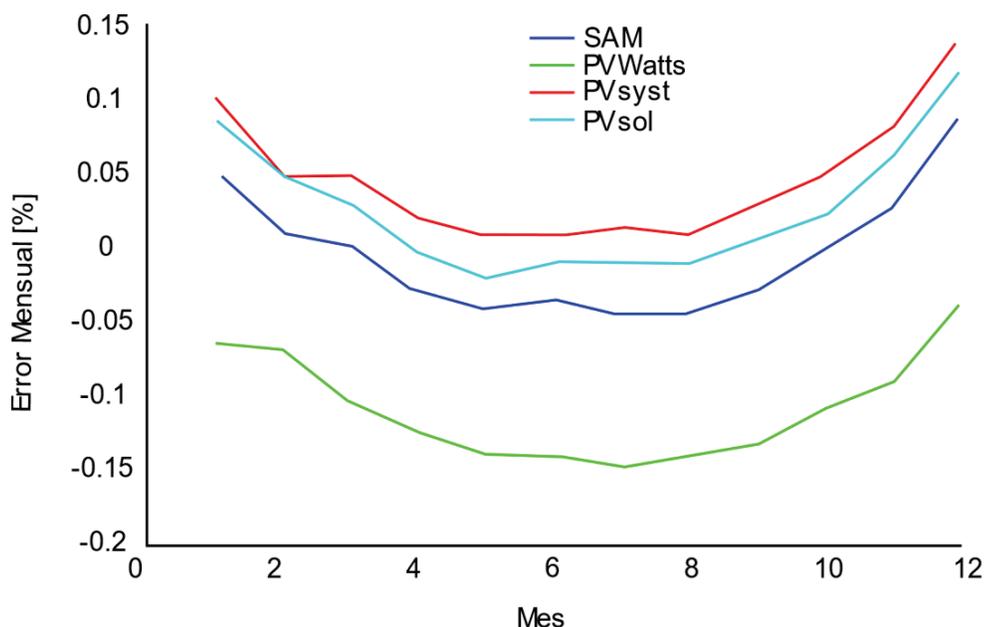


Figura 1.13. Discrepancia mensual entre los valores medidos y modelados por PVsyst, PVsol, SAM y PVWattsV1 de la producción energética en AC[48].

<sup>1</sup> Corrección en la orientación del panel para minimizar pérdidas generadas por sombras y su relación con los diodos de protección.

<sup>2</sup> PVWattsV1 también es desarrollado por el NREL y únicamente produce estimaciones.

## 2. METODOLOGÍA

A continuación, se detalla la metodología empleada en el presente estudio numérico, así como la descripción pormenorizada de los modelos de radiación directa, difusa y reflejada que fueron aplicados. El modelo comprende distintas configuraciones de seguimiento, así como la influencia de sombras producidas por objetos o paneles cercanos.

### 2.1. Proceso de simulación

Para la simulación se empleará el paquete informático SAM (System Advisor Model) desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los Estados Unidos (NREL). En la Figura 2.1 se describe el proceso de simulación a ser empleado en el estudio, posteriormente se detalla cada una de las operaciones y requerimientos presentados en el mismo. Los estudios realizados consideran pérdidas de energía por falta de limpieza en la superficie de los paneles, pero no toman en cuenta limitaciones que restrinjan el movimiento de los mismos lo cual impediría el seguimiento o el proceso de generación eléctrica adecuado. Tampoco analiza las horas de mayor demanda energética que soporta la red eléctrica a la cual se conectaría mediante un regulador. Este trabajo busca ser útil, tanto para sistemas conectados a la red eléctrica, como para sistemas aislados; por esta razón no se han considerado a detalle las pérdidas eléctricas en el modelo.

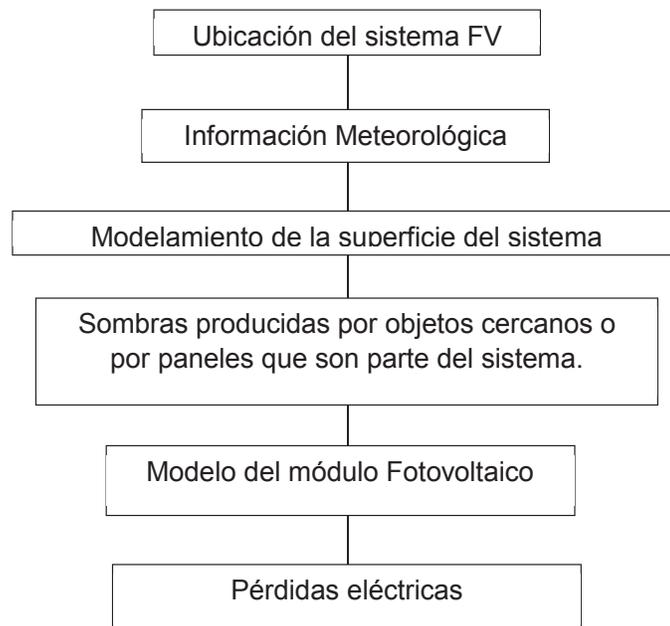


Figura 2.1. Proceso del algoritmo de simulación.

### 2.1.1. Ubicación del sistema FV

La localización del sistema será la ciudad de Quito-Ecuador, específicamente en las instalaciones de la Escuela Politécnica Nacional como se muestra en la Figura 2.2 y la Figura 2.3. La ubicación fue seleccionada para facilitar la comparación de los datos obtenidos en investigaciones futuras que se realizarán como parte de los proyectos de investigación desarrollados por la Escuela Politécnica Nacional.

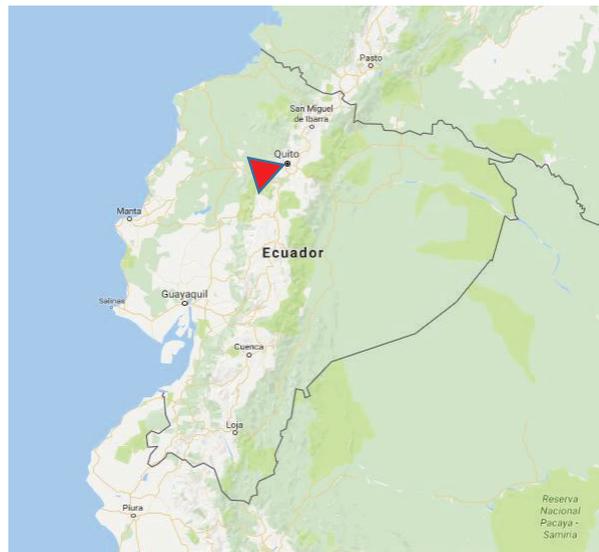


Figura 2.2. Localización geográfica del Sistema.

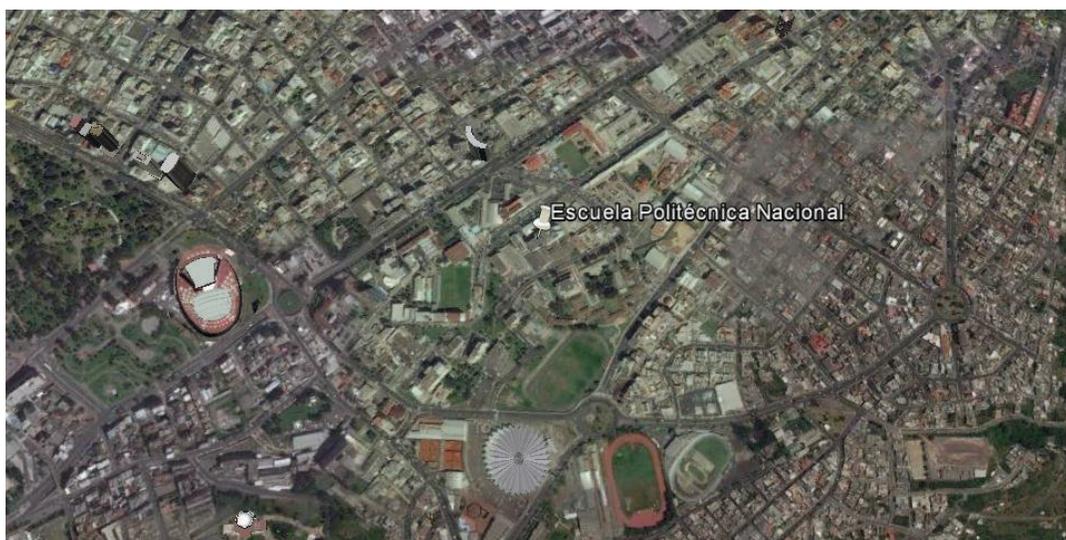


Figura 2.3. Ubicación del Sistema FV dentro de la ciudad de Quito.

La localización absoluta viene dada por las coordenadas geográficas 0°12'41.64" S 78°29'19.14" W correspondiente a una elevación de 2804 metros sobre el nivel del mar. Estos datos permiten obtener la información meteorológica como se describe a continuación.

### **2.1.2. Información meteorológica**

Los datos meteorológicos es la información de entrada en el presente proceso de simulación y existen diferentes formas de generarla u obtenerla. La primera de ellas consiste en medir directamente en el sitio tanto radiación Global sobre una superficie horizontal (GHI) como radiación directa en el plano normal a la dirección de la radiación (DNI). Estos datos son obtenidos en estaciones meteorológicas y existen varias de ellas distribuidas en la ciudad de Quito. La segunda opción consiste en simular los datos de radiación en base a valores de radiación promedio mensual u anual; en los últimos años han sido desarrollados una serie de programas que, de forma sistemática, son capaces de establecer estos valores de manera coherente [49]. Ya que este método solo permite obtener una aproximación y los valores no pueden ser contrastados o validados con modelos reales en el Ecuador, esta opción fue descartada. La tercera opción hace referencia a una base de datos generada a partir de un registro de fotografías satelitales. A continuación, se analizan las alternativas a ser empleadas.

- **Estaciones meteorológicas en Quito**

La provincia de Pichincha, de la cual forma parte la ciudad de Quito, cuenta con más de 20 estaciones meteorológicas según datos publicados por el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI) [50]. Sin embargo, la mayoría solo cuenta con instrumentos de medición de recursos hídricos. Por otra parte, los datos de radiación solar no se incluyen en el Boletín Climático Anual entregado por la misma entidad [51]. Otra institución encargada del monitoreo ambiental es el Municipio del Distrito Metropolitano de Quito, a través de la Secretaria de Ambiente, la cual cuenta con 8 estaciones distribuidas a lo largo de la ciudad además de brindar libre acceso a los datos registrados de forma horaria [52]. Considerando que las mediciones de radiación únicamente hacen referencia a los valores de radiación global y no se dispone de información referente a radiación directa en sus estaciones meteorológicas, esto sumado a las limitaciones anteriormente mencionadas, impide que se utilicen datos reales para la información meteorológica empleada en el proceso de simulación.

- **Base de Datos**

Existe varias entidades capaces de entregar bases de datos horarios correspondientes a valores de radiación global y directa tales como National Renewable Energy Laboratory-National Solar Radiation Database (NREL-NSRDB), Meteonorm, SoDa, OpenSolarDB, SolarGis, entre otras. Algunas de ellas obtienen los datos de estaciones meteorológicas distribuidas alrededor del mundo, mientras que otras las obtienen a partir de fotografías satelitales y estimaciones realizadas en función de la nubosidad presente [53].

La base de datos que se utilizará en el presente proyecto fue obtenida de NREL-NSRDB tomando en cuenta las siguientes ventajas:

- Posee un registro fotográfico satelital a partir del año 1998.
- Emplea el Modelo Físico Solar para la obtención de los datos de radiación.
- La información puede ser generada en intervalos de hasta 30 minutos.
- La resolución espacial de las zonas de análisis esta reducida a regiones de 4 km X 4 km.

Además, SAM permite descargar directamente la base de datos para la mayoría de Países de América Latina. El archivo correspondiente a la información meteorológica disponible incluye:

- 1 Datos de Ubicación Geográfica.
- 2 Unidades de medición para cada una de las variables meteorológicas.
- 3 Radiación Global incidente sobre una superficie Horizontal.
- 4 Radiación Directa incidente sobre una superficie Horizontal.
- 5 Radiación Directa incidente normal a la superficie.
- 6 Presión atmosférica.
- 7 Dirección y velocidad del viento.
- 8 Temperatura de Bulbo húmedo.
- 9 Temperatura de Bulbo seco.

Para el proceso de simulación se ha empleado un año típico meteorológico (TMY) como información de entrada para realizar el proceso de simulación, estos valores no corresponden a un año específico del cual se posee el registro fotográfico. Los valores aquí establecidos generan un año representativo, es decir información que toma en cuenta todos los años de los cuales se posee información con el objetivo de que los valores establecidos reflejen una aproximación a un año típico.

### 2.1.3. Modelamiento de la superficie del sistema

El presente trabajo considera 3 arreglos diferentes descritos en la Tabla 2.1 e ilustrados en la Figura 2.4 .El arreglo fijo fue seleccionado con la finalidad de comparar los sistemas de seguimiento con un arreglo fijo que maximice la producción energética en latitudes cercanas a la línea Ecuador. Los parámetros considerados para definir el posicionamiento de los mismos se encuentran en función del ángulo de elevación y ángulo azimutal definidos posteriormente en la descripción del modelo.

Tabla 2.1. Descripción de las superficies simuladas.

Superficie del arreglo	Parámetros Considerados
Arreglo Fijo	Elevación $\beta = 0^\circ$ Ángulo de Azimut $\gamma=0^\circ$
Arreglo con seguimiento en un eje	<b>Orientación del Eje</b> Elevación $\beta = 0^\circ$ Ángulo de Azimut $\gamma=0^\circ$ Ángulo de Rotación $\theta=170^\circ$
Arreglo con seguimiento en dos ejes	<b>Orientación del Eje 1</b> Elevación $\beta = 0^\circ$ Ángulo de Azimut $\gamma=0^\circ$ Ángulo de Rotación $\theta=180^\circ$  <b>Orientación del Eje 2</b> Elevación $\beta = 0^\circ$ Ángulo de Azimut $\gamma=90^\circ$ Ángulo de Rotación $\theta=180^\circ$

Debido a la posición geográfica en que se realiza el presente estudio numérico, el objetivo es analizar la ganancia máxima de energía. Al posicionar los paneles fotovoltaicos cercanos a la línea ecuatorial, el ángulo óptimo de elevación del arreglo fijo es  $0^\circ$ . La misma consideración fue empleada para determinar el ángulo de elevación de los ejes de seguimiento correspondientes a los sistemas dotados de movimiento. Los ángulos de elevación óptimos varían entre  $0^\circ$  y  $\pm 23.5^\circ$  a lo largo del año. Al incluir un único ángulo de elevación se reduciría la producción energética en los meses en que la diferencia sea significativa. Por otra parte, modificar constantemente el ángulo de elevación en el sistema de seguimiento en un eje se asemeja al arreglo con seguimiento en dos ejes.

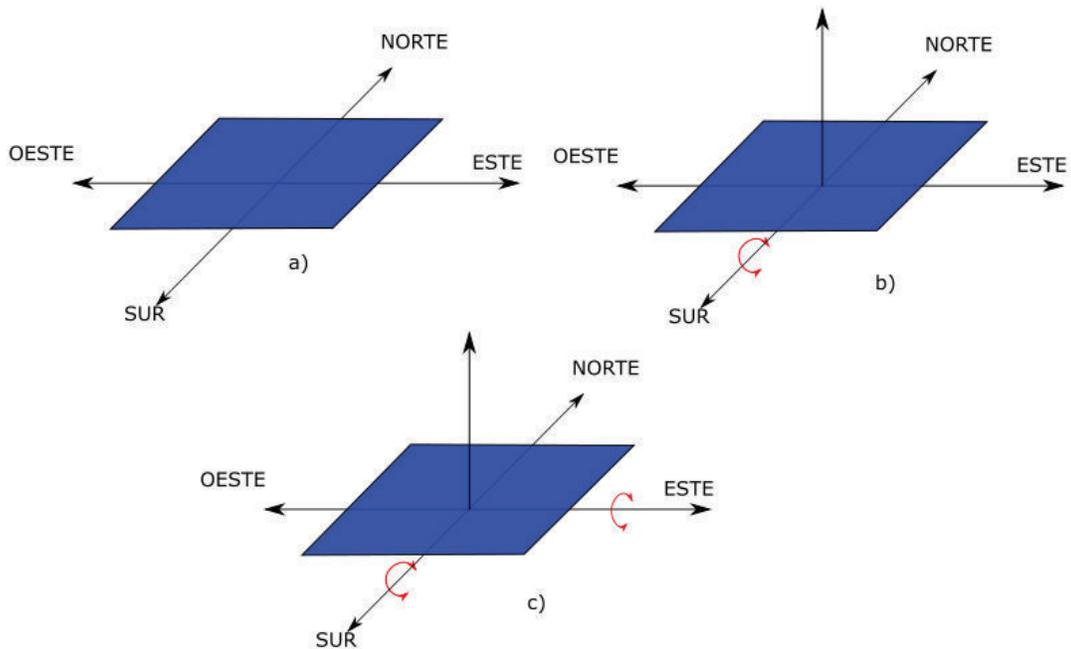


Figura 2.4. Orientación de los arreglos de Paneles Fotovoltaicos.

#### 2.1.4. Sombras producidas por objetos cercanos o por paneles propios del sistema

Considerando que la diferencia en la posición de los paneles al implementar un sistema de seguimiento es considerable durante las primeras horas de la mañana y las últimas horas de la tarde, la eficiencia de los sistemas es muy sensibles a la presencia de elementos en el entorno que puedan producir sombras sobre el arreglo. Los elementos que pueden afectar la eficiencia de los paneles fotovoltaicos, así como el impacto que pueden tener los sistemas de seguimiento, se detalla a continuación.

- **Influencia de sombras producidas por edificaciones cercanas.**

Para el presente estudio se consideraron 8 edificaciones posicionadas de manera uniforme alrededor del arreglo de paneles según lo establecido en la Figura 2.5, con 45° de diferencia entre cada elemento. Fueron consideradas 5 elevaciones como se establece en la Figura 2.6 en función de 5 ángulos de elevación.

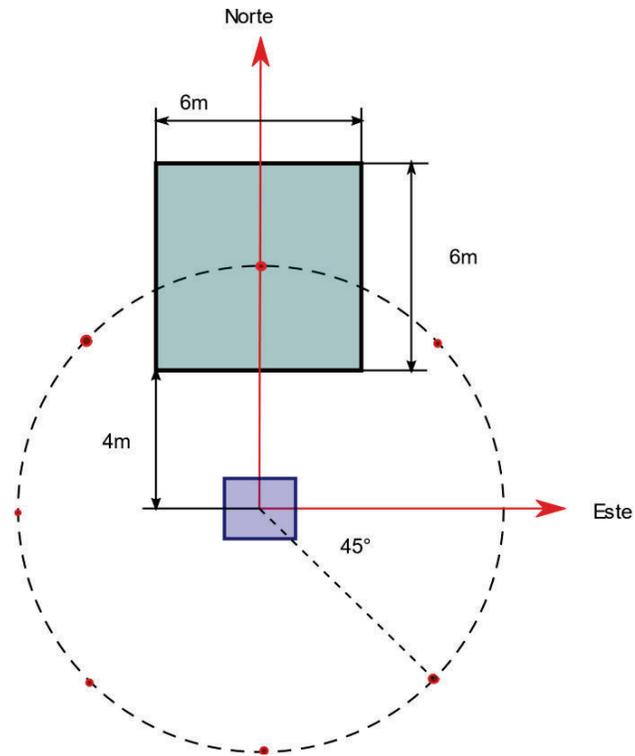


Figura 2.5. Posición de las edificaciones respecto al arreglo de paneles.

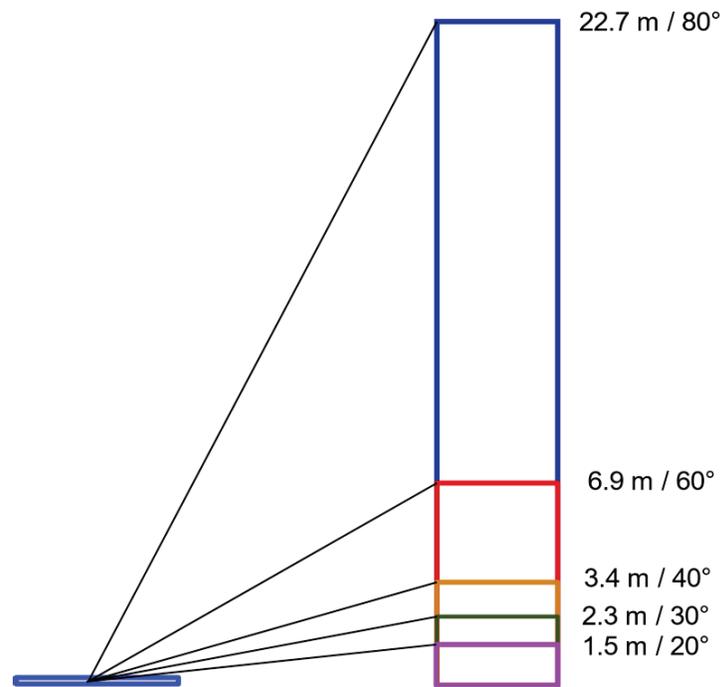


Figura 2.6. Variación de la altura de las edificaciones en función del ángulo de elevación.

- **Influencia de sombras producidas por paneles del mismo arreglo (self shading)**

En el presente trabajo se consideraron 3 sistemas de paneles fotovoltaicos ejemplificados en la Figura 2.7. Estas variaciones responden a que las instalaciones de generación de gran capacidad como es el caso de las centrales eléctrica de Navarra y Tussol incorporan diferentes configuraciones de paneles en función de los sistemas de seguimiento que emplean [28]. Cada arreglo está incorporado de 3 sub-arreglos posiciones a lo largo del eje Este-Oeste dando como resultado un total de 12 módulos fotovoltaicos. Para este análisis se realizaron las siguientes suposiciones:

- Cada panel posee 3 diodos de protección y cada vez que una de las secciones del módulo se encuentra parcialmente cubierta por sombras, se asume que toda la sección se encuentra cubierta.
- La relación de largo y ancho del panel es de 1.7 independientemente de las longitudes reales que estos presenten, en el caso particular del módulo empleado en este trabajo, esta relación es igual a 1.5 considerándose una diferencia aceptable para los objetivos del proyecto.

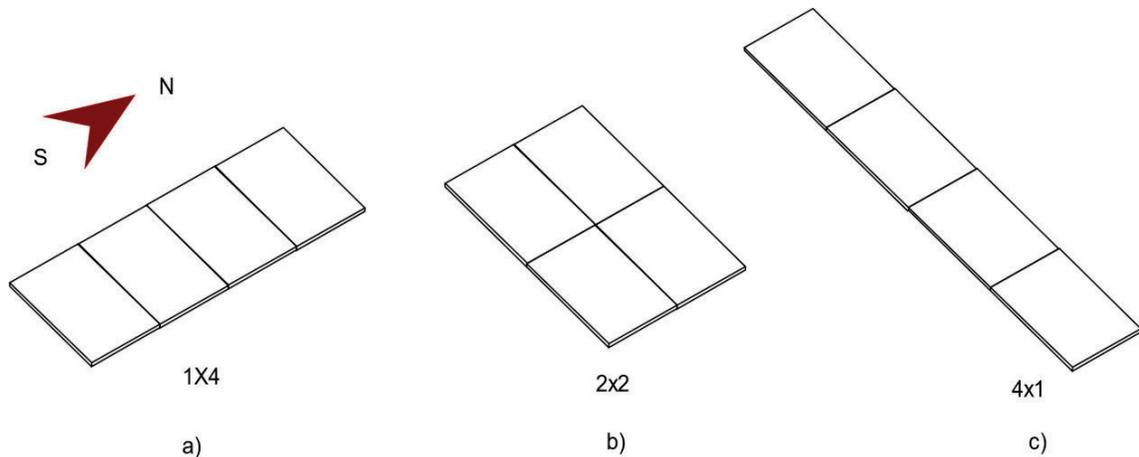


Figura 2.7. Arreglo de Paneles planteados para los efectos auto-sombra.

La Figura 2.8 muestra el efecto de auto-sombra en 12 paneles posicionados un arreglo de 1X4 distribuidos en 3 hileras. Fenómenos similares se producen en los arreglos 2x2 y 4x1 principalmente a tempranas horas de la mañana y tarde. Este fenómeno puede ser atenuado al incrementar la separación entre hileras de los mismo. Para el presente estudio el número de paneles por hilera y el sistema de seguimiento será el mismo,

siendo la distancia de separación la única variable a estudiar en el fenómeno de auto-sombra para las diferentes configuraciones de paneles.

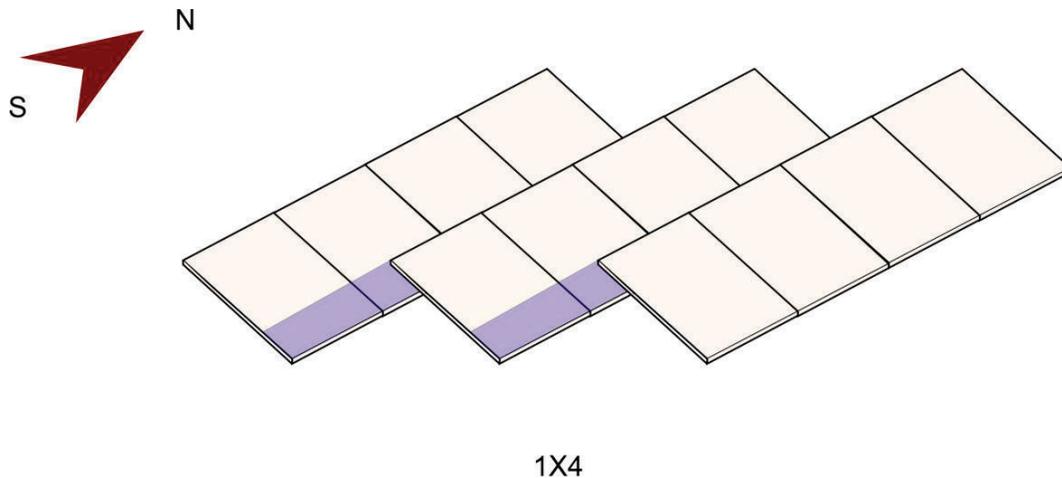


Figura 2.8. Ejemplo del Efecto de auto-sombra en un arreglo 1X4.

### 2.1.5. Modelo del módulo Fotovoltaico

El panel seleccionado para el proceso de simulación fue el módulo SunPower SPR-X21-335-BLK cuyas características se detallan en la Tabla 2.2. No es parte importante de este estudio analizar el comportamiento de una celda fotovoltaica en especial, y los parámetros del módulo seleccionado son muy semejantes a los que se encuentran disponibles en el mercado local motivo por el cual fue escogido. El presente modelo es empleado por la herramienta de simulación SAM [54].

Tabla 2.2 Parámetros del módulo fotovoltaico bajo condiciones estándar [55]

Potencia Máxima	Pmp	335 Wdc
Eficiencia Nominal		20.55%
Voltaje de máxima Potencia	Vmp	57.3 Vdc
Corriente de máxima potencia	Imp	5.8 Adc
Voltaje en circuito abierto	Voc	67.9 Vdc
Corriente de Cortocircuito	Isc	6.2 Adc
Factor de temperatura en Voc		-0.17 V/°C
Factor de temperatura en Isc		0.002 A/°C

Para determinar la energía en DC obtenida directamente a la salida del panel se empleó el circuito equivalente, el cual se rige bajo la ecuación 2.1, la misma que permite determinar la corriente de operación de la celda fotovoltaica. El parámetro  $I_L$  e  $I_0$  corresponden a la corriente de la celda y corriente de saturación de los diodos

generada bajo condiciones de referencia y los valores de  $R_s, R_{sh}, a$  vienen dados por las propiedades eléctricas propias del panel fotovoltaico empleado.

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp \frac{V - IR_s}{a} - 1 \right] - \frac{V - IR_s}{R_{sh}} \quad (2.1)$$

El segundo parámetro importante por considerar en el funcionamiento del módulo fotovoltaico es la temperatura del panel. Para establecer la temperatura de operación del módulo fotovoltaico se empleó el modelo NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) desarrollado por De Soto [56], la ecuación 2.2(2.2) establece la temperatura de la celda fotovoltaica bajo condiciones de 800 W/m<sup>2</sup>, velocidad del viento correspondiente a 1 m/s y temperatura ambiente de 20°C.

$$T_C = T_a + (T_{NOCT,a} - 20) \frac{G}{800} \left[ 1 - \frac{n_C}{\tau \alpha} \right] \frac{9.5}{5.7 + 3.8 v_{w,a}} \quad (2.2)$$

en la cual:

$$n_C = \frac{I_{mp} V_{mp}}{1000 A_{PV}} \quad (2.3)$$

La temperatura operativa del panel y la velocidad del viento se ajustan en función de la altura en que se encuentre el arreglo y la altura de montaje de los paneles como se muestra en las ecuaciones 2.4 y 2.5.

$$v_{w,a} = \begin{cases} 0.51 v_w & \text{arreglos colocados en primera planta} \\ 0.56 v_w & \text{arreglos colocados en segunda planta o superiores} \end{cases} \quad (2.4)$$

$$T_{NOCT,a} = \begin{cases} T_{NOCT} + 2 & \text{si } h > 2.5 \\ T_{NOCT} + 6 & \text{si } 1.5 < h < 2.5 \\ T_{NOCT} + 11 & \text{si } 0.5 < h < 1.5 \\ T_{NOCT} + 18 & \text{si } h < 0.5 \text{ in} \end{cases} \quad (2.5)$$

### 2.1.6. Inversor y pérdidas eléctricas

No es parte de esta investigación estudiar el comportamiento de otros elementos adicionales a los sistemas fotovoltaicos como es el caso de inversores, baterías o pérdidas eléctricas en el cableado del sistema. Al seleccionar un proyecto

conectado a la red eléctrica es necesario incluir un inversor DC-AC de corriente eliminando la exigencia de incluir baterías. El inversor seleccionado es el modelo SMA América: SB3800TL-US-22 cuyas características se detallan en la Tabla 2.3 y su respectiva curva de eficiencia se muestra en la Figura 2.9. De manera general se asume un 2% en porcentaje de pérdidas tanto para desfases en el módulo como para cableado y 0.5% en pérdidas debido a los diodos de protección dando como resultado un total de 4.4% de pérdidas en DC para todos los sistemas fotovoltaicos considerados.

Tabla 2.3 Características del Inversor conectado a la red eléctrica.

Eficiencia en función de la normativa europea	92.63%
Máxima Potencia en AC	3800 Wac
Máxima Potencia en DC	3928.11 Wdc
Potencia consumida durante la operación	19.45 Wdc
Potencia consumida durante la noche	0.99 Wdc
Voltaje nominal en AC	240 Vac
Voltaje máximo en DC	600 Vdc
Corriente máxima en DC	18 Adc
Voltaje mínimo en DC para el sistema MPPT	250 Vdc
Voltaje nomina en DC	398.49 Vdc
Voltaje máximo en DC para el sistema MPPT	480 Vdc

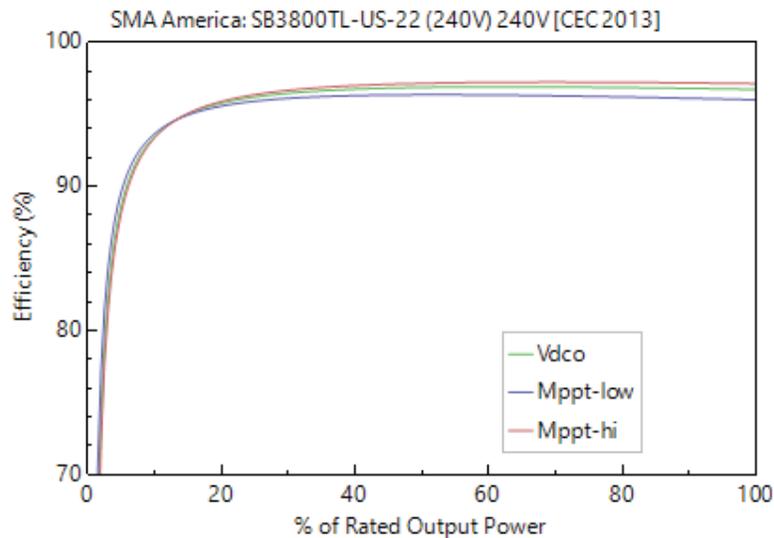


Figura 2.9. Curva característica de eficiencia correspondiente al Inversor.

## 2.2. Descripción del Modelo

Todo modelo matemático describe el comportamiento de un sistema específico basado en relaciones matemáticas que se ajustan a su funcionamiento [57]. A continuación, se describe el modelo empleado para simular el comportamiento energético de sistemas fotovoltaicos estáticos y sistemas implementados con seguimiento solar.

La presente investigación se desarrolla en base a la ecuación 2.6 la cual determina la radiación Global incidente sobre una superficie dotada de una inclinación y orientación definida. La radiación total que incide sobre una superficie es el resultado de la suma de la radiación Directa proveniente del sol, radiación Difusa y la radiación Reflejada por el entorno en que se encuentra el arreglo. Cada uno de los términos de esta ecuación se detallan a continuación.

$$I_T = I_B + I_D + I_R \quad (2.6)$$

### 2.2.1. Radiación Directa

Para determinar la radiación directa que incide sobre una superficie cualquiera es necesario determinar el ángulo de incidencia (AOI) definido como el ángulo formado entre la dirección de la radiación directa incidente sobre la superficie del panel y la normal a dicha superficie. Las ecuaciones 2.7 y 2.8 permiten determinar el AOI, calculado de forma horaria debido al cambio de la posición relativa del sol respecto a la posición del arreglo de paneles.

$$a = \sin Z \cos(\gamma - \gamma_s) \sin \beta_s + \cos Z \cos \beta_s \quad (2.7)$$

$$AOI = \begin{cases} \pi & \text{si } a < -1 \\ 0 & \text{si } a > 1 \\ \arccos a & \text{si } -1 \leq a \leq 1 \end{cases} \quad (2.8)$$

Los ángulos  $\beta_s$  y  $\gamma_s$ , descritos en la Figura 2.10, son variables que adquieren distintos valores en función de la posición y los grados de libertad con que cuente el arreglo de paneles. Para un sistema de paneles estáticos dichas variables adquieren los valores de la orientación del arreglo, es decir  $\beta_s = \beta_0$  y  $\gamma_s = \gamma_0$  durante todas las horas en que la radiación del sol influye sobre dicha superficie.

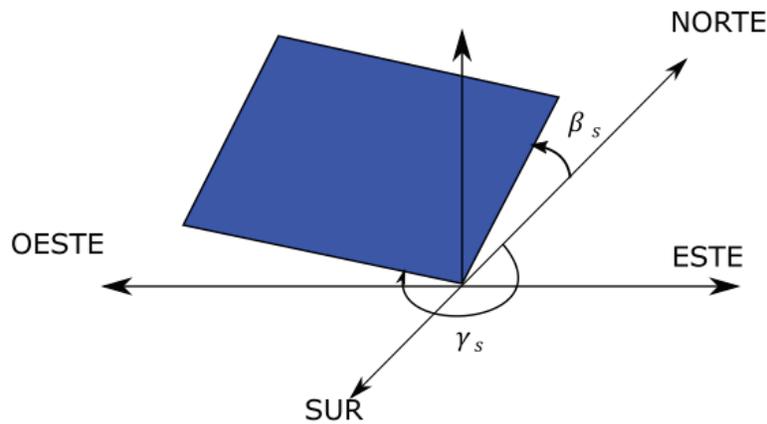


Figura 2.10. Ángulos de Inclinación y Azimut.

Para los sistemas de seguimiento en 2 ejes, la superficie está orientada directamente hacia el sol. Las variables adquieren los valores de posición del sol, es decir ángulo de Zenit,  $\beta_s = Z$  y ángulo solar de azimut  $\gamma_s = \gamma$ . Para sistemas que integran seguimiento en 2 ejes con restricciones u orientaciones especiales es necesario definir los ángulos de rotación máximos y orientación de los ejes, sin embargo, el presente estudio plantea total libertad en el movimiento de los mismos por lo cual no se necesita especificar dichos valores.

En el caso de establecer seguimiento en eje único es necesario plantear el límite de rotación del ángulo de seguimiento. El ángulo de elevación del panel depende de la orientación del eje de seguimiento. Para lo cual se define una nueva variable  $a$  especificada en la ecuación 2.9, en la cual  $\theta$  describe el ángulo de rotación del eje de seguimiento y el ángulo de incidencia adquiere valores distintos en función de la misma, lo cual se puntualiza en la ecuación 2.10.

$$a = \cos \theta \cos \beta_s \quad (2.9)$$

$$AOI = \begin{cases} \pi & \text{si } a < -1 \\ 0 & \text{si } a > 1 \\ \arccos a & \text{si } -1 \leq a \leq 1 \end{cases} \quad (2.10)$$

EL ángulo de azimut depende de varios factores como se especifica en las ecuaciones 2.11 y 2.12. Es evidente la complejidad que conlleva incluir seguimiento en dos ejes tanto en el cálculo de posicionamiento y posteriormente en el control del movimiento de los paneles.

$$b = \frac{\sin \theta}{\cos \beta} \quad (2.11)$$

$$\gamma_s = \begin{cases} \pi & \text{si } \beta_s = 0 \\ \frac{3\pi}{2} + \gamma_0 & \text{si } a < -1 \\ \frac{\pi}{2} + \gamma_0 & \text{si } a > 1 \\ \gamma_0 - \pi - \arcsin a & \text{si } \theta < -\frac{\pi}{2} \\ \gamma_0 + \pi - \arcsin a & \text{si } \theta > \frac{\pi}{2} \\ \gamma_0 + \arcsin a & \text{si } -1 \leq a \leq 1 \text{ o } -\frac{\pi}{2} \leq \theta \leq \frac{\pi}{2} \end{cases} \quad (2.12)$$

Los datos meteorológicos establecen la radiación global incidente sobre una superficie horizontal ( $E_b$ ) y empleando la ecuación 2.13 se establece la cantidad de radiación que incide de manera directa sobre una superficie ( $I_b$ ). De esta forma queda completamente definida la componente de radiación directa. Posteriormente esta componente será modificada debido a la influencia de sombras producidas por objetos y paneles cercanos.

$$I_b = E_b \cos AOI \quad (2.13)$$

### 2.2.2. Radiación Difusa

El modelo de radiación difusa seleccionado es el modelo HDKR el mismo que considera el cielo como un sistema Anisotrópico. Además de abarcar las mismas consideraciones que el modelo de cielo isotrópico ( $I_{Tiso}$ ) incorpora la radiación circunsolar ( $I_{CS}$ ), definida como la radiación difusa que se produce en un radio cercano al sol tal como se ilustra en la Figura 2.11.

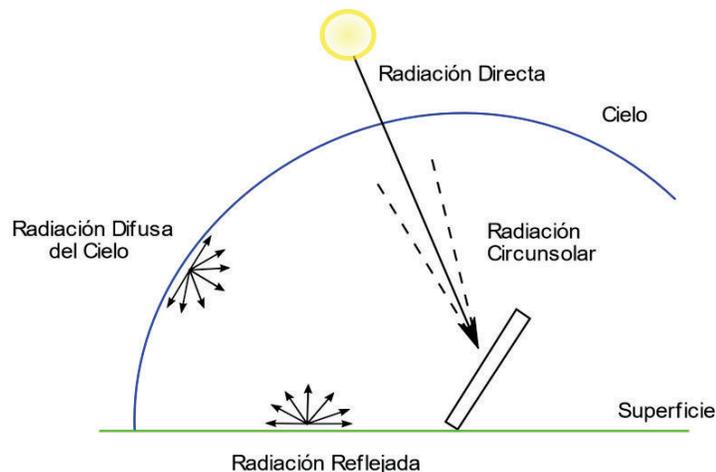


Figura 2.11. Radiación Considerada en el modelo HDKR.

Las ecuaciones 2.14 y 2.15 evidencian el resultado de radiación difusa total que incide sobre el arreglo como resultado de las 2 componentes mencionadas anteriormente. En las cuales  $A_i$  representa el factor Anisotrópico generado en función de la transmitancia de la atmósfera y se calcula en base a la ecuación 2.16 y  $f$  es un factor que modula el porcentaje de influencia; la misma que guarda estrecha conexión con la relación de radiación directa y total en base a la ecuación 2.17. El resplandor del entorno es uno de los avances más importantes de este modelo, el cual se genera en base al ángulo de elevación del arreglo. Al igual que la radiación directa, la radiación difusa se define en base a los ángulos de posicionamiento y orientación del arreglo de paneles, así como factores mencionados anteriormente.

(2.14)

$$I_d = I_{Tiso} + I_{CS}$$

$$I_{dT} = I_d \left[ A_i \frac{I_b}{I_T} + (1 - A_i) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left( 1 + f \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right) \right] \quad (2.15)$$

$$A_i = \frac{I_b}{I_T} \quad (2.16)$$

$$f = \sqrt{\frac{I_b}{I}} \quad (2.17)$$

### 2.2.3. Radiación Reflejada

La radiación reflejada está determinada principalmente por el factor de Albedo, el cual expresa la capacidad de una superficie para reflejar un porcentaje de la radiación que incide sobre la misma [58]. Estos factores se definen entre 0 y 1 y en la Tabla 2.4 se muestran algunos valores representativos de albedo para varias condiciones de superficie localizadas en el entorno.

Tabla 2.4. Factores de Albedo [59].

Tipo de Superficie	Albedo
Entorno Urbano	0.14-0.2
Césped	0.15-0.25
Nieve	0.82
Asfalto seco	0.09-0.15
Concreto	0.25-0.35
Aluminio	0.85
Acero Galvanizado	0.35

Una vez determinado el factor de albedo se obtiene la cantidad de radiación reflejada que incide sobre la superficie del panel en base a la ecuación 2.18. El factor de albedo considerado para el presente proceso de simulación fue  $\rho = 0.2$  ya que es el factor que mejor se adapta a los entornos urbanos [37][60].

$$I_r = \rho (E_b \cos Z + E_d) \frac{(1 - \cos \beta)}{2} \quad (2.18)$$

Una vez establecidos de forma clara todas las componentes de radiación y factores involucrados la ecuación 2.19 permite obtener la cantidad de radiación total incidente sobre una superficie inclinada, siendo  $R_b$  la relación entre las variables  $a/b$ .

$$I_T = (I_b + I_d A_i) R_b + I_d \left[ (1 - A_i) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \right] + I_r (E_b \cos Z + E_d) \frac{(1 - \cos \beta)}{2} \quad (2.19)$$

#### 2.2.4. Modelo de sombras producidas por objetos externos

La influencia de las sombras en el comportamiento energético está determinada por factores de pérdida (T) los cuales representan el porcentaje de influencia de las sombras durante cada hora a lo largo del día. Estos valores pueden ser ingresados de forma manual en función de la hora local y orientación de los obstáculos o pueden generarse de forma automática empleando programas de modelado. Una vez generados todos los factores se determina el porcentaje de radiación directa que se ve afectado por los objetos en base al porcentaje  $S$  establecido en la ecuación 2.20. En lo que respecta a las variaciones de radiación difusa el procedimiento de cálculo es el mismo con la única diferencia que el factor de incidencia se mantiene constante durante todo el periodo de tiempo de análisis establecido.

$$S = 1 - \frac{T}{100\%} \quad (2.20)$$

#### 2.2.5. Modelo de sombras producido por paneles pertenecientes al sistema de seguimiento

De manera general, los paneles fotovoltaicos pueden ser colocados en distintos arreglos de filas y columnas dependiendo de factores como espacio disponible, diseño del sistema

de seguimiento, dimensiones de los paneles fotovoltaicos, entre otros. Al efectuarse el movimiento de los paneles estos pueden producir sombras sobre los módulos que se encuentran detrás de ellos como lo muestra la Figura 2.12. Este fenómeno tiene influencia tanto en la radiación directa como difusa que incide sobre el panel en función del ángulo de cobertura planteado en la ecuación 2.21. Los factores que determinan la reducción de radiación directa ( $S_B$ ) se calculan de manera similar a los factores de sombra generados por objetos cercanos al arreglo. Por otra parte, la reducción de radiación difusa incidente se basa en el ángulo de cobertura y el ángulo de elevación de los arreglos de paneles como se plantea en las ecuaciones 2.22 y 2.23.

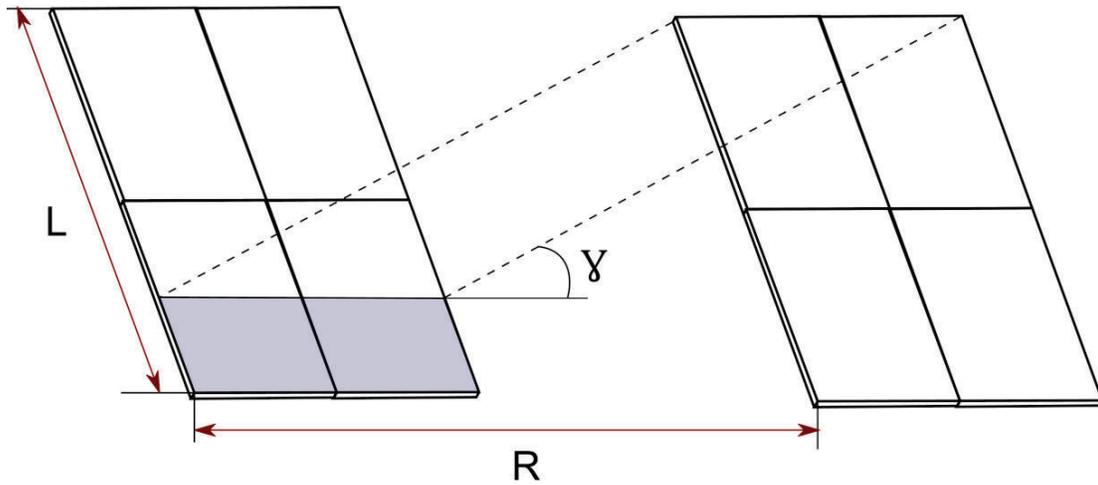


Figura 2.12. Sombras producidas por paneles cercanos.

$$\gamma = \arctan \frac{L (\sin \beta_s)}{R - L \cos \beta_s} \quad (2.21)$$

$$I_{dh} = I_d \frac{2}{1 + \cos \beta_s} \quad (2.22)$$

$$I_{bh} = I_b \cos Z \quad (2.23)$$

Una vez establecidas todas estas relaciones se determina el factor de radiación difusa ( $S_D$ ) descrito en la ecuación 2.24 en la cual  $N_h$  representa el número de hileras que conforman el arreglo en la dirección Este-Oeste.

$$S_D = \frac{I_d - I_{dh} \left( 1 - \cos^2 \frac{\gamma}{2} \frac{N_h - 1}{N_h} \right)}{I_d} \quad (2.24)$$

El factor de radiación reflejada ( $S_R$ ) depende de la cantidad de superficie libre de sombras. Ya que la primera hilera de paneles no se ve afectada por sombras se establecen 3 factores de vista respecto a la dirección de la radiación los cuales se calculan en función de la variable  $K$  descrita en la ecuación 2.25. El primero de los factores depende únicamente del ángulo de elevación y el factor de albedo mientras que los 2 restantes involucran las dimensiones de paneles y separación de hileras los cuales de detallan en las ecuaciones 2.26, 2.27 y 2.28.

$$K = R - L \left( \frac{\sin(180 - \alpha - \beta_s)}{\sin \alpha} \right) \quad (2.25)$$

$$F1 = \rho \sin^2 \left( \frac{\beta_s}{2} \right) \quad (2.26)$$

$$F2 = \frac{\rho}{2} \left( 1 + \frac{K}{L} - \sqrt{\frac{K^2}{L^2} - \frac{2K}{L} \cos(180 - \beta_s) + 1} \right) \quad (2.27)$$

$$F3 = \frac{\rho}{2} \left( 1 + \frac{R}{L} - \sqrt{\frac{R^2}{L^2} - \frac{2R}{L} \cos(180 - \beta_s) + 1} \right) \quad (2.28)$$

Estos 3 factores definen el porcentaje de pérdida de radiación difusa reflejada por el entorno en función de las ecuaciones 2.29 y 2.30. Finalmente, cada factor afecta a la radiación correspondiente determinando la cantidad de radiación total que incide sobre una superficie afectada por sombras.

$$FT = \left[ \frac{F1 + F2(N_h - 1)}{N_h} \right] I_{bh} + \left[ \frac{F1 + F3(N_h - 1)}{N_h} \right] I_{dh} \quad (2.29)$$

$$Sr = \frac{FT}{F1(I_{bh} + I_{dh})} \quad (2.30)$$

La separación entre las hileras de los arreglos de paneles determina la cantidad de tiempo que influye la sombra sobre los paneles. Esta separación se define en función de la relación de cobertura de superficie (GCR) existente entre los módulos fotovoltaicos y la superficie sobre la cual se encuentran. Ya que no tiene sentido considerar un área fuera del ancho de cobertura de los arreglos, esta relación queda definida en función de la ecuación 2.31.

$$GCR = \frac{L}{R} \quad ( 2.31 )$$

Este será el parámetro que permita modificar y ajustar todo el modelo matemático planteado anteriormente con la finalidad de analizar la influencia de la separación existente entre las hileras de arreglos y las sombras producidas por los mismos.

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados se presentarán de forma secuencial en función del periodo de análisis y de la relación existente entre los arreglos de paneles fotovoltaicos establecidos y las estrategias de seguimiento. Como parte final de este capítulo se detallan los resultados del impacto de sombras.

#### 3.1. Ganancia energética incluyendo seguimiento solar

Uno de los principales enfoques de este proyecto es buscar su aplicabilidad en todo tipo de sistemas fotovoltaicos, tanto para centrales con gran capacidad de generación como en sistemas relativamente pequeños capaces de ser implementados en zonas residenciales o urbanas. Por este motivo se desarrolló el estudio de sistemas fotovoltaicos con potencias de generación de 0.5 kWdc, 5 kWdc, 10kWdc y 100kWdc. La ganancia energética fue comparada respecto al arreglo de paneles estáticos orientado con ángulo de elevación de 0° como lo muestra la Figura 3.1.

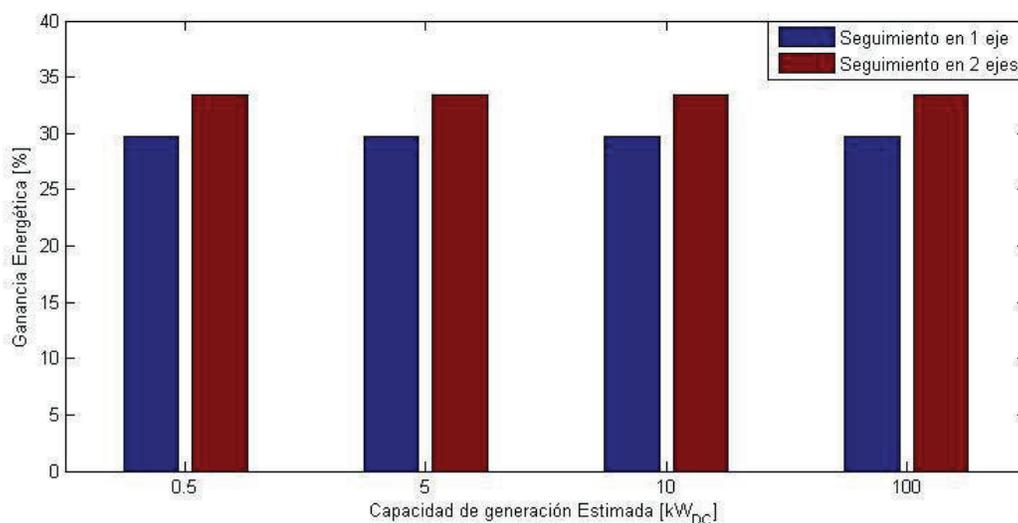


Figura 3.1. Ganancia energética anual.

Es evidente que la ganancia energética es independiente de la capacidad instalada del arreglo de paneles y para los estudios posteriores se estableció 5 kWdc como la capacidad instalada del arreglo. Los primeros resultados establecen una comparación entre los sistemas de seguimiento y el sistema estático. La Tabla 3.1 muestra los

resultados de ganancia energética en función de la capacidad de generación pico del arreglo.

Tabla 3.1. Ganancia energética anual en kWh/kWp.

	Energía Anual [kWh/kWp]	[%]
Estático 0°	1553.14	-
Seguimiento 1 Eje	1923.84	123.87
Seguimiento 2 Ejes	1978.57	127.39

Esta información puede ser analizada en función de la radiación global por unidad de superficie empleada por los paneles. Comparar información y capacidad de generación en función de superficie es un parámetro ampliamente utilizado por varios autores [32], [61] debido a la facilidad de interpretación de resultados los cuales se presentan en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Radiación global anual incidente por unidad de superficie.

	Radiación global por unidad de Superficie [kWh/m <sup>2</sup> ]	[%]
Estático 0°	1888.94	
Seguimiento 1 Eje	2404.39	127.29
Seguimiento 2 Ejes	2477.22	131.14

Las variaciones en los porcentajes de ganancia energética se deben al tipo de panel fotovoltaico empleado en el proceso de simulación. Sin embargo, la variación entre los sistemas de seguimiento en uno y dos ejes no supera 4%, cifra relativamente reducida en consideración de la ganancia energética, complicaciones de control y mantenimiento y el costo agregado que involucraría implementar un sistema de seguimiento adicional. En la Figura 3.2 se estudia mensualmente la energía generada en DC para los diferentes arreglos. En la misma se puede apreciar que, en los meses correspondientes a los equinoccios (21 de marzo y 21 de septiembre), es decir cuando la posición del sol es completamente perpendicular al paralelo Ecuador, no existe una diferencia apreciable en la ganancia energética de los sistemas que implementan seguimiento. La Tabla 3.3 muestra la ganancia energética mensual por unidad de área. Las celdas marcadas corresponden a los periodos de tiempo cercano a los equinoccios, la diferencia entre la producción energética de los paneles con seguimiento en uno y dos ejes no supera 1 kWh/m<sup>2</sup>. Por otra parte, la diferencia máxima ocurre en los meses de junio y diciembre con valores de 13 kWh/m<sup>2</sup> y 9 kWh/m<sup>2</sup> respectivamente.

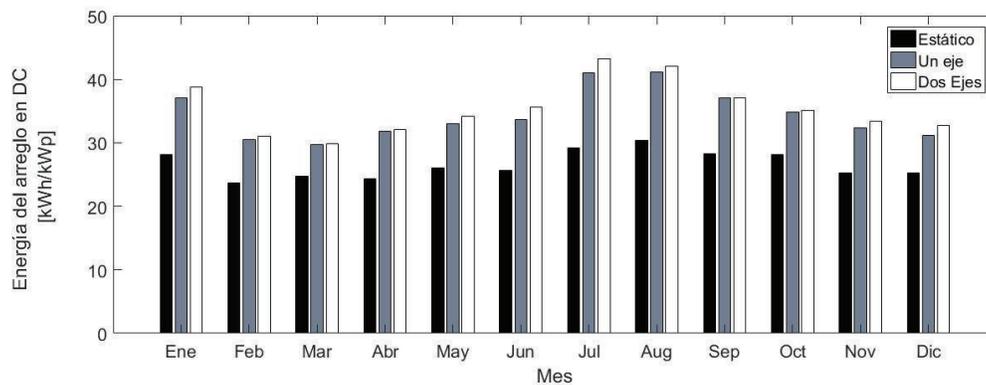


Figura 3.2. Energía mensual producida en DC respecto a la capacidad instalada.

Tabla 3.3. Energía producida mensualmente por unidad de área.

	Estático	Seguimiento 1E	Seguimiento 2E
	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[kWh/m <sup>2</sup> ]
Enero	166.51	215.70	226.26
Febrero	140.33	177.79	180.61
Marzo	146.85	174.58	174.80
Abril	144.46	185.82	187.71
Mayo	154.69	192.85	200.33
Junio	151.54	194.39	207.00
Julio	172.19	235.89	249.30
Agosto	178.55	236.65	242.26
Septiembre	167.57	215.60	216.21
Octubre	166.93	204.19	205.97
Noviembre	150.33	189.50	196.14
Diciembre	149.00	181.43	190.63
TOTAL	1888.94	2404.39	2477.22

Una vez establecidos los valores de ganancia energética mensual se analiza el comportamiento de los distintos sistemas de forma horaria. La Figura 3.3 y Figura 3.4 muestra la diferencia del comportamiento energético en dos días representativos bajo condiciones de radiación favorables en distintos meses del año. Los días idóneos para analizar este comportamiento corresponden a los solsticios (solsticio de verano: 21 de junio, solsticio de invierno: 21 de diciembre) y equinoccios (21 de marzo y 21 de septiembre), sin embargo, las condiciones meteorológicas no siempre son las más adecuadas para estudiar estos fenómenos por lo que se analizan días cercanos las fechas anteriormente mencionadas en las cuales el impacto de nubes presentes en el cielo sea mínimo. Los sistemas de seguimiento alcanzan un incremento de ganancia energética diaria de 41% y 53% en sistemas con seguimiento en uno y dos ejes

respectivamente en el mes de junio para días con poca nubosidad. En el mes de septiembre estos valores se reducen considerablemente llegando a valores de 29% al implementar seguimiento en dos ejes. Esta drástica variación se debe a la posición relativa del sol respecto a la posición y orientación de los paneles fotovoltaicos.

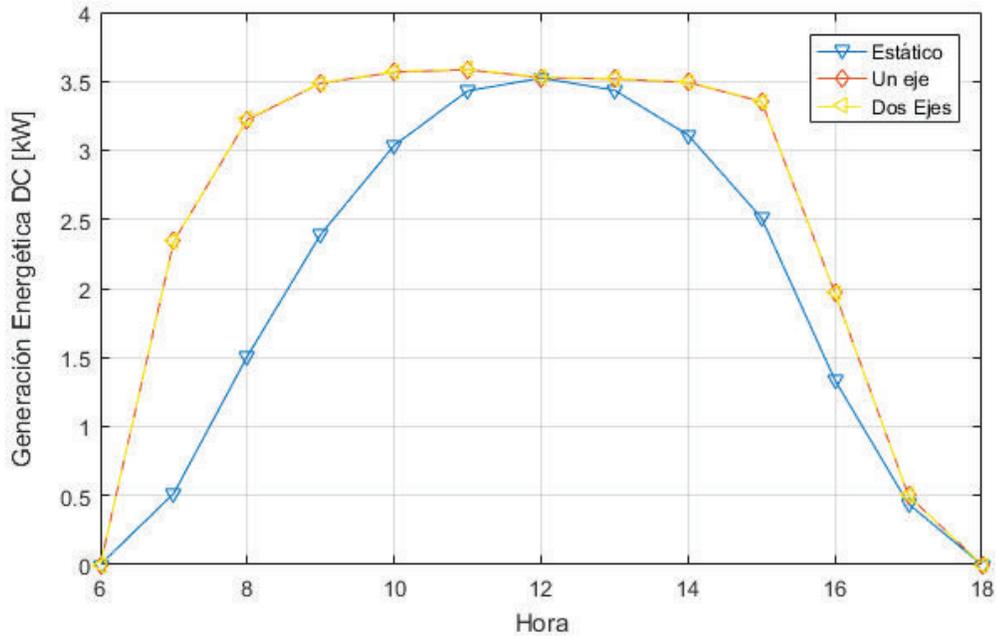


Figura 3.3. Generación Energética Diaria (16 de septiembre).

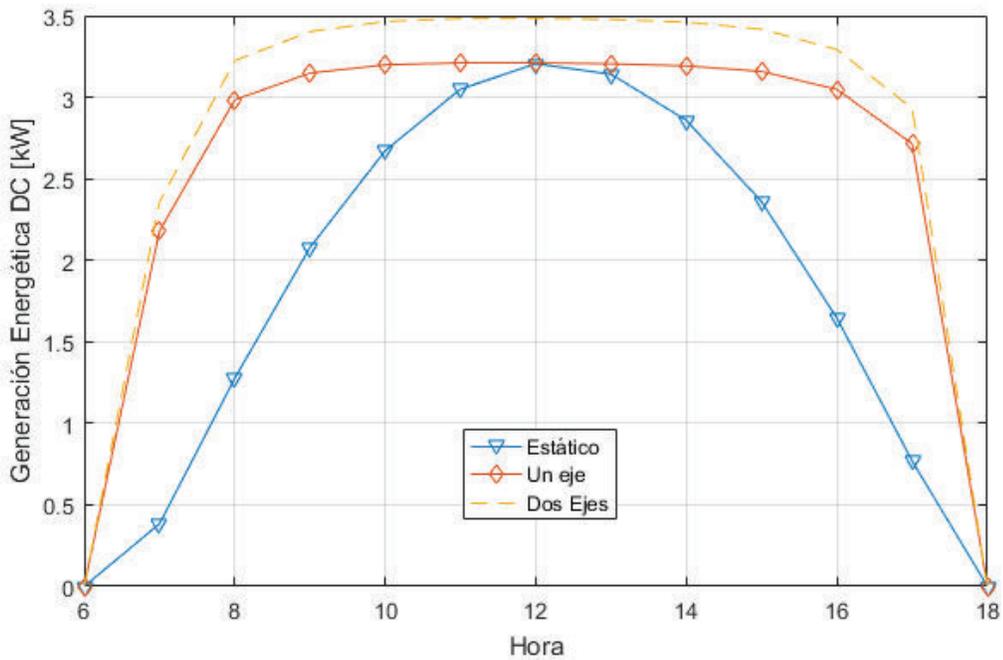


Figura 3.4. Generación energética diaria (11 de junio).

Por otra parte, en condiciones de alta nubosidad el comportamiento de los sistemas cambia drásticamente. Como se observa en la Figura 3.5 existen periodos de tiempo en los cuales el arreglo de paneles estático genera mayor cantidad de energía que los sistemas con seguimiento. Esto se produce debido a que el porcentaje de radiación difusa es superior a la cantidad de radiación directa que incide sobre el arreglo de paneles. Para lo cual se analizó a lo largo del año el número de horas en las cuales se presenta este fenómeno. Los datos fueron separados en 2 grupos, antes de las 12:00 (mañana) y después de las 12:00 (tarde).

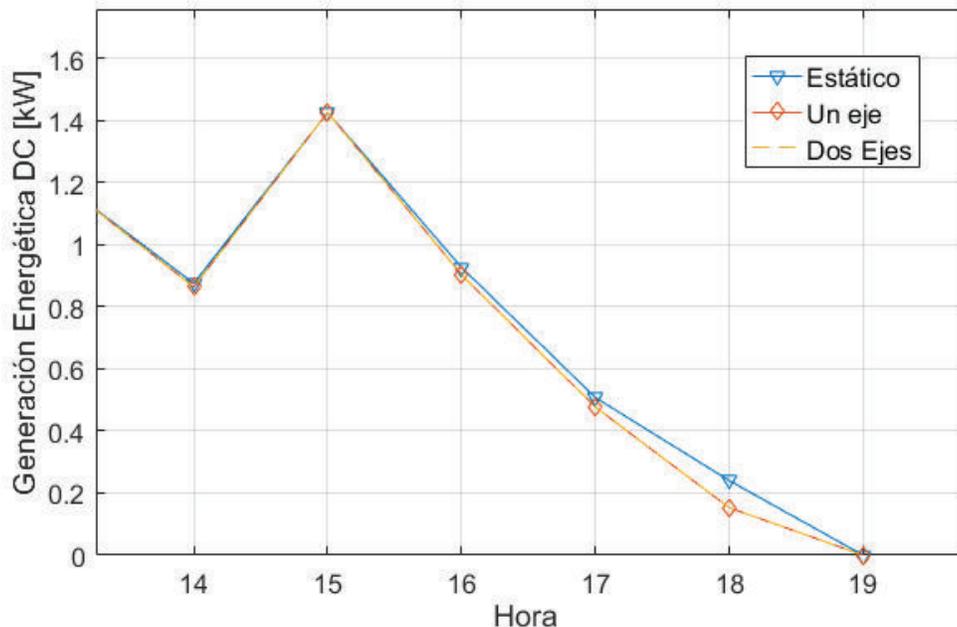


Figura 3.5. Generación Energética DC (10 de marzo).

La Tabla 3.4 y Tabla 3.5 muestran de forma mensual en número de horas en que el seguimiento solar no representa ganancia energética frente al arreglo estático. El número de horas y distribución a lo largo del año es casi idéntico para los sistemas de seguimiento en uno y dos ejes. De manera general el mayor número de horas que presentan dificultades se encuentran en la tarde.

Debido a que un tercio del número total de horas en que existe radiación presenta pérdidas de energía a pesar de incluir seguimiento, es necesario establecer un parámetro de evaluación que facilite el estudio de ganancia energética.

Tabla 3.4. Número de Horas que presentan pérdidas en arreglos fotovoltaico con seguimiento en un eje.

Mes	Mañana		Tarde		Total	
	Horas	%	Horas	%	Horas	%
Enero	50	1.15%	78	1.80%	128	2.95%
Febrero	64	1.48%	72	1.66%	136	3.14%
Marzo	72	1.66%	108	2.49%	180	4.15%
Abril	47	1.08%	94	2.17%	141	3.25%
Mayo	64	1.48%	60	1.38%	124	2.86%
Junio	43	0.99%	53	1.22%	96	2.21%
Julio	25	0.58%	52	1.20%	77	1.78%
Agosto	40	0.92%	53	1.22%	93	2.14%
Septiembre	51	1.18%	59	1.36%	110	2.54%
Octubre	44	1.01%	75	1.73%	119	2.74%
Noviembre	48	1.11%	79	1.82%	127	2.93%
Diciembre	70	1.61%	76	1.75%	146	3.37%
<b>Total</b>	<b>618</b>	<b>14.25%</b>	<b>859</b>	<b>19.81%</b>	<b>1477</b>	<b>34.06%</b>

Tabla 3.5. Número de Horas que presentan pérdidas en arreglos fotovoltaico con seguimiento en dos ejes.

Mes	Mañana		Tarde		Total	
	Horas	%	Horas	%	Horas	%
Enero	48	1.11%	78	1.80%	126	2.91%
Febrero	63	1.45%	72	1.66%	135	3.11%
Marzo	72	1.66%	108	2.49%	180	4.15%
Abril	46	1.06%	92	2.12%	138	3.18%
Mayo	60	1.38%	59	1.36%	119	2.74%
Junio	41	0.95%	51	1.18%	92	2.12%
Julio	24	0.55%	50	1.15%	74	1.71%
Agosto	40	0.92%	52	1.20%	92	2.12%
Septiembre	51	1.18%	59	1.36%	110	2.54%
Octubre	46	1.06%	75	1.73%	121	2.79%
Noviembre	50	1.15%	78	1.80%	128	2.95%
Diciembre	67	1.54%	73	1.68%	140	3.23%
<b>Total</b>	<b>608</b>	<b>14.02%</b>	<b>847</b>	<b>19.53%</b>	<b>1455</b>	<b>33.55%</b>

Para establecer la ganancia neta respecto a un sistema estático se utilizó el concepto de “Ventaja de seguimiento” (TA) tomado del estudio realizado por Kelly y Gibson [62]. Este factor ha sido modificado como se muestra en la ecuación 3.1, este cambio responde al tipo de sistemas analizados. Al integrar un sistema con solo un eje de seguimiento la radiación global incidente sobre la superficie del arreglo es distinta a la radiación global incidente sobre una superficie orientada directamente hacia el sol.

$$TA = \frac{G_{DI} - G_H}{G_H} \quad (3.1)$$

Este factor está calculado de manera horaria durante todo el año. La Tabla 2.4 muestra los valores promedios de TA de forma horario correspondientes a cada mes correspondientes al sistema de seguimiento en un eje. Información similar es presentada en la Tabla 3.7 correspondiente al sistema de seguimiento en dos ejes. De manera general se observa que las ventajas de incorporar seguimiento son significativas a tempranas horas de la mañana (7:00 - 9:00) y al finaliza la tarde (17:00 -18:00). Estos valores de ganancia llegan incluso a triplicar la radiación global incidente sobre una superficie correctamente orientada respecto a una superficie horizontal. Por otra parte, la ganancia energética en las horas cercanas al medio día es mínima. Incluso en los meses de diciembre y junio en los cuales ocurren los solsticios, fechas en que el sol tiene una máxima desviación respecto a la línea ecuatorial.

Tabla 3.6. Valores horarios de TA promedio para cada mes del año en un sistema de seguimiento en un eje.

H	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dic
7	2.304	1.904	1.049	2.138	1.193	1.730	3.027	2.685	1.878	1.307	1.294	0.979
8	0.833	0.822	0.520	0.816	0.522	0.832	1.161	0.991	0.867	0.627	0.604	0.463
9	0.440	0.323	0.273	0.354	0.283	0.329	0.454	0.374	0.370	0.255	0.242	0.226
10	0.139	0.078	0.086	0.125	0.111	0.123	0.146	0.147	0.121	0.088	0.072	0.081
11	0.036	0.016	0.019	0.025	0.019	0.030	0.034	0.034	0.014	0.018	0.014	0.015
12	0.002	0.001	0.001	0.000	0.000	0.001	0.002	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
13	0.003	0.001	0.000	0.002	0.004	0.007	0.008	0.007	0.008	0.005	0.005	0.004
14	0.029	0.016	0.006	0.005	0.035	0.025	0.035	0.043	0.061	0.039	0.014	0.025
15	0.119	0.081	0.038	0.025	0.124	0.123	0.105	0.151	0.167	0.119	0.116	0.122
16	0.241	0.221	0.061	0.113	0.305	0.356	0.371	0.382	0.292	0.176	0.265	0.186
17	0.657	0.548	0.565	0.699	1.040	1.008	1.033	0.889	0.676	0.576	1.073	0.832
18	1.407	1.859	0.336	0.000	0.000	0.000	3.020	1.159	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla 3.7. Valores horarios de TA promedio para cada mes del año en un sistema de seguimiento en dos ejes.

H	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dic
7	2.496	1.968	1.052	2.181	1.291	1.930	3.296	2.794	1.887	1.329	1.396	1.103
8	0.934	0.858	0.522	0.838	0.582	0.965	1.306	1.045	0.873	0.643	0.672	0.545
9	0.522	0.346	0.275	0.370	0.333	0.417	0.547	0.408	0.374	0.266	0.288	0.290
10	0.188	0.088	0.088	0.137	0.152	0.190	0.207	0.173	0.124	0.097	0.100	0.128
11	0.071	0.023	0.020	0.033	0.044	0.082	0.079	0.052	0.015	0.026	0.035	0.046
12	0.022	0.007	0.001	0.002	0.021	0.036	0.036	0.015	0.002	0.005	0.013	0.011
13	0.020	0.003	0.000	0.004	0.017	0.042	0.045	0.019	0.010	0.008	0.013	0.019
14	0.053	0.022	0.006	0.007	0.056	0.051	0.064	0.058	0.063	0.043	0.020	0.047
15	0.157	0.092	0.039	0.027	0.156	0.171	0.143	0.170	0.169	0.124	0.142	0.166
16	0.286	0.238	0.062	0.118	0.345	0.431	0.438	0.409	0.295	0.181	0.302	0.229
17	0.738	0.577	0.568	0.720	1.128	1.144	1.152	0.934	0.679	0.589	1.158	0.945
18	1.530	1.927	0.337	0.000	0.000	0.000	3.250	1.216	0.000	0.000	0.000	0.000

Con la finalidad de comparar diferentes estrategias de seguimiento la Tabla 3.8 y Tabla 3.9 muestran la pérdida energética acumulada definida en base a la ecuación 3.2, es decir, se toma en cuenta todos los valores de TA negativos. La distribución de las horas en que ocurre mayor pérdida de energía coincide con las horas en que la ganancia energética es máxima. La pérdida energética es máxima 7:00 y 18:00. Una vez establecidos los valores de ganancia energética, así como las horas en que el seguimiento no representa ninguna ventaja se procede a estudiar las alternativas de seguimiento que mejor se adapten al requerimiento.

$$TA_p = \sum_{i=7}^{18} TA_i \quad \forall TA_i < 0 \quad (3.2)$$

Tabla 3.8. Pérdida energética horaria acumulada en arreglo con seguimiento en un eje.

H	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dic
7	-2.26	-3.77	-4.24	-1.92	-3.80	-2.78	-0.66	-1.95	-0.84	-1.48	-2.06	-4.08
8	-1.16	-0.49	-1.59	-0.88	-1.67	-0.40	-0.16	-0.55	-0.38	-0.78	-0.54	-1.70
9	-0.44	-0.38	-0.64	-0.18	-0.49	-0.48	-0.14	-0.31	-0.15	-0.16	-0.37	-0.75
10	-0.31	-0.50	-0.34	-0.12	-0.18	-0.19	-0.17	-0.17	-0.19	-0.19	-0.19	-0.24
11	-0.13	-0.20	-0.16	-0.08	-0.09	-0.11	-0.10	-0.09	-0.15	-0.04	-0.08	-0.09
12	-0.01	-0.02	-0.02	-0.01	0.00	0.00	-0.01	-0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
13	-0.05	-0.04	-0.07	-0.08	-0.08	-0.05	-0.02	-0.04	-0.08	-0.13	-0.14	-0.09
14	-0.28	-0.23	-0.34	-0.55	-0.35	-0.29	-0.17	-0.22	-0.16	-0.31	-0.63	-0.27
15	-0.57	-0.54	-0.91	-1.59	-0.73	-0.74	-0.64	-0.31	-0.57	-1.10	-1.12	-0.97
16	-1.45	-0.71	-1.85	-2.44	-1.10	-1.17	-1.25	-0.87	-1.54	-2.76	-2.64	-2.26
17	-2.62	-2.11	-2.07	-3.31	-2.63	-2.45	-1.42	-2.20	-3.50	-3.06	-3.59	-2.85
18	-4.62	-3.86	-7.89	0.00	0.00	0.00	-2.55	-1.46	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 3.9. Pérdida energética horaria acumulada en arreglo con seguimiento en dos ejes.

H	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dic
7	-2.29	-3.78	-4.24	-1.93	-3.84	-2.81	-0.67	-1.96	-0.84	-1.49	-2.10	-4.17
8	-1.19	-0.48	-1.60	-0.89	-1.73	-0.39	-0.17	-0.55	-0.38	-0.79	-0.55	-1.77
9	-0.48	-0.38	-0.64	-0.19	-0.53	-0.54	-0.15	-0.31	-0.15	-0.16	-0.41	-0.83
10	-0.39	-0.54	-0.34	-0.12	-0.22	-0.25	-0.21	-0.19	-0.19	-0.21	-0.25	-0.31
11	-0.24	-0.26	-0.16	-0.10	-0.17	-0.25	-0.19	-0.14	-0.16	-0.05	-0.19	-0.21
12	-0.20	-0.09	-0.02	-0.07	-0.14	-0.14	-0.10	-0.07	-0.01	-0.03	-0.16	-0.22
13	-0.29	-0.12	-0.08	-0.14	-0.23	-0.21	-0.12	-0.11	-0.08	-0.18	-0.32	-0.37
14	-0.44	-0.29	-0.34	-0.61	-0.49	-0.45	-0.26	-0.28	-0.17	-0.33	-0.82	-0.39
15	-0.66	-0.58	-0.92	-1.67	-0.82	-0.88	-0.75	-0.33	-0.57	-1.13	-1.23	-1.16
16	-1.55	-0.72	-1.85	-2.48	-1.14	-1.26	-1.34	-0.89	-1.54	-2.80	-2.78	-2.41
17	-2.70	-2.13	-2.08	-3.34	-2.69	-2.54	-1.44	-2.22	-3.50	-3.07	-3.66	-2.92
18	-4.65	-3.87	-7.89	0.00	0.00	0.00	-2.56	-1.46	0.00	0.00	0.00	0.00

### 3.2. Estrategias de seguimiento

El número de horas en que el seguimiento no representa ganancia energética es de 1477 y 1439 para los sistemas de uno y dos ejes respectivamente lo cual representa más del 30% del tiempo que los paneles reciben radiación. Al ser un periodo de tiempo considerable a continuación se establecen estrategias de seguimiento solar que permitan controlar el movimiento de los paneles. Los tres métodos planteados corresponden a estrategias activas, las mismas que requieren de un control externo para su funcionamiento tomando en cuenta varios parámetros.

#### 3.2.1. Seguimiento en función de las horas con mayor ganancia energética

La primera alternativa consiste en establecer un control en función de la hora local, es decir, limitar el movimiento de los paneles en base a las horas de mayor ganancia sin considerar las condiciones meteorológicas. Para este análisis se establecieron 3 periodos de tiempo diferentes en los que se realiza seguimiento mostrados en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10. Periodos de tiempo en que se establece seguimiento.

Periodo	Mañana	Tarde
1	7:00-11:00	15:00-18:00
2	7:00-10:00	16:00-18:00
3	7:00-9:00	17:00-18:00

Una vez restringido el movimiento de los paneles en los distintos periodos, los resultados obtenidos mostraron pérdidas energéticas muy discretas. La Tabla 3.11 cuantifica la pérdida de energía al posicionar los paneles de manera completamente horizontal fuera

de los periodos de seguimiento solar. Al eliminar 4 horas de seguimiento (11:00-15:00) la cantidad de energía desaprovechada no supera el 2%, y al reducir el seguimiento durante 8 horas (9:00-17:00) el porcentaje de pérdida se incrementa hasta el 11%. A pesar de reducir el consumo de energía empleado en el seguimiento, la estrategia de control planteada no tiene ninguna incidencia respecto a las horas que presentan mayor ganancia energética.

Tabla 3.11. Pérdidas energéticas al restringir las horas de seguimiento.

	Periodo	Radiación Global Incidente[kWh/m <sup>2</sup> ]	Diferencia energética
Seguimiento en un eje	-	2407.83	
	1	2386.01	99.09%
	2	2319.64	96.34%
	3	2192.40	91.05%
Seguimiento en 2 ejes	-	2480.77	-
	1	2436.32	98.21%
	2	2355.16	94.94%
	3	2212.68	89.19%

El comportamiento energético de los paneles puede apreciarse en la Figura 3.6 y Figura 3.7. Al analizar el seguimiento solar en un día representativo con buenas condiciones meteorológicas se puede apreciar la cantidad de energía desaprovechada al disminuir el tiempo de rastreo solar.

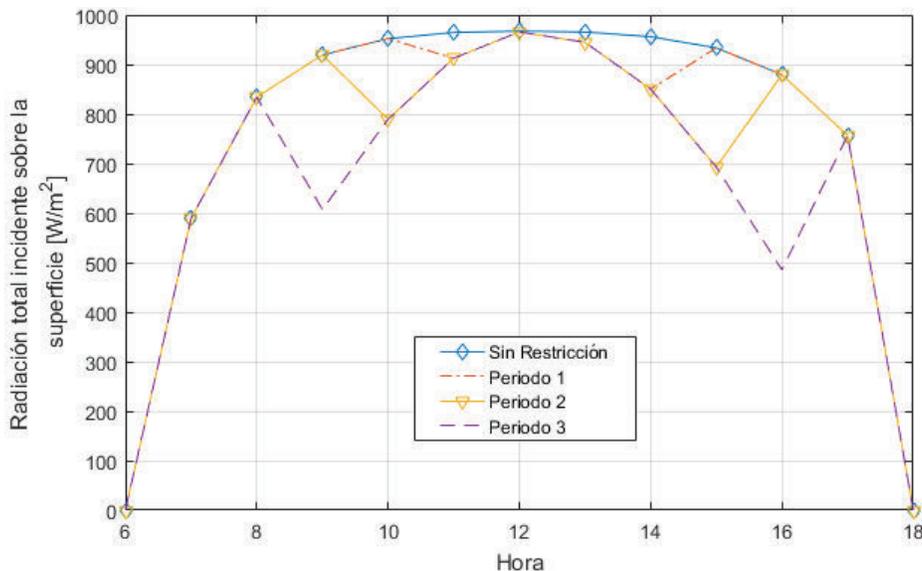


Figura 3.6. Radiación Total incidente sobre la superficie del arreglo implementado con seguimiento en un eje para diferentes periodos de tiempo (11 de junio).

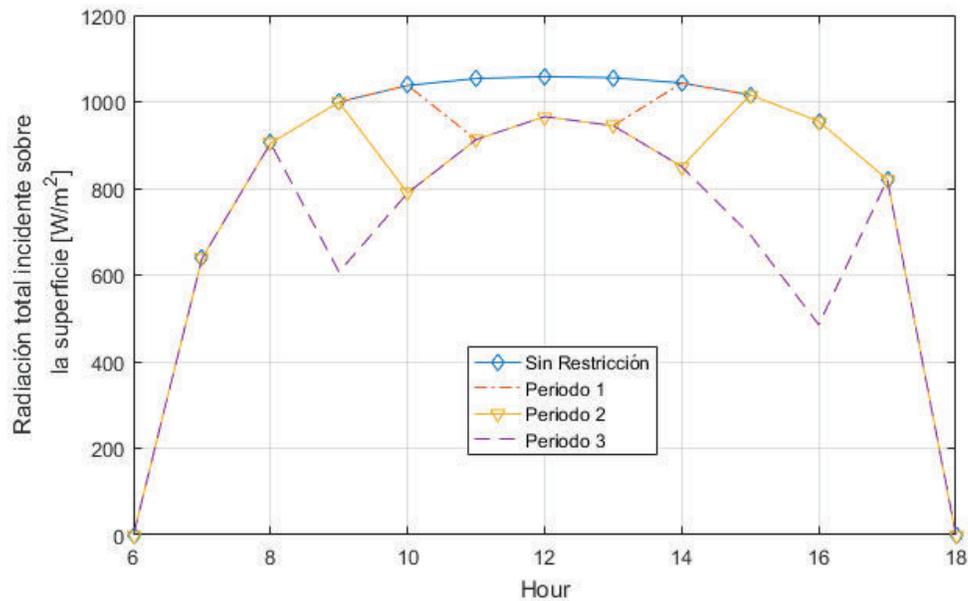


Figura 3.7. Radiación total incidente sobre la superficie del arreglo implementado con seguimiento en dos ejes para distintos periodos de seguimiento (11 de junio).

### 3.2.2. Seguimiento en función de los valores de radiación global

El control del movimiento se basa en variables meteorológicas que pueden ser medidas y analizadas en tiempo real. El primer sistema de control se basa en delimitar valores de radiación global incidente sobre una superficie horizontal. La Figura 3.8 y Figura 3.9 muestra el TA en función de la radiación global incidente para los dos sistemas móviles, en las mismas se observa que las regiones de mayor ganancia energética se encuentran entre 50 y 400 [W/m<sup>2</sup>], valores de radiación relativamente bajos.

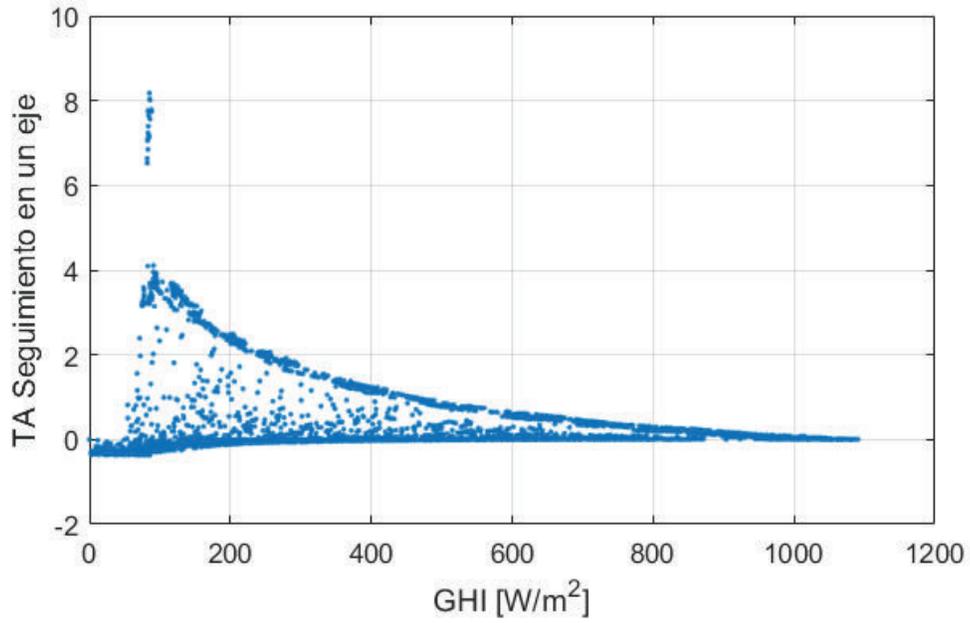


Figura 3.8. TA vs GHI en un sistema dotado con seguimiento en un eje.

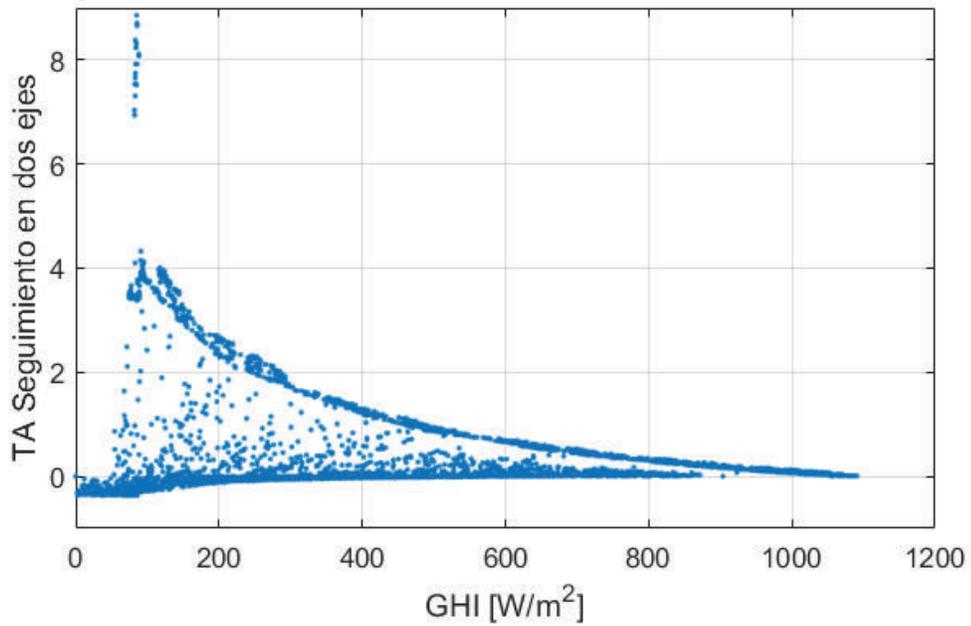


Figura 3.9. TA vs GHI en un sistema dotado con seguimiento en dos ejes.

Tomando en cuenta estos resultados en la Tabla 3.12 se plantean rangos de radiación solar las cuales limitarán el movimiento de los sistemas fotovoltaicos. Pueden ser considerados en 2 grupos, rangos que incluyen únicamente límites máximos y rangos delimitados por valores máximos y mínimos. Los paneles serán posicionados de forma completamente horizontal cuando los valores de radiación queden fuera de los mismos.

Tabla 3.12. Rangos de Radiación Solar para implementar seguimiento.

Rango	Radiación Global [W/m <sup>2</sup> ]	
	Mínimo	Máximo
1	-	200
2	-	400
3	-	600
4	50	200
5	50	400
6	50	600

La Tabla 3.13 muestra la cantidad de energía perdida al implementar estrategias de seguimiento basados en los valores de radiación. No existe una diferencia considerable entre los rangos que incluyen valores de radiación mínima y los que no. Un valor de radiación máxima de 600 W/m<sup>2</sup> abarca el 93.63% de la ganancia energética en un sistema de seguimiento en un eje y cerca del 91% en un sistema que posee libertad total en 2 ejes. Al incrementar este valor hasta 800 W/m<sup>2</sup> la ganancia se acerca al 97% y 95% respectivamente. Es importante analizar las complicaciones de implementar esta estrategia de seguimiento ya que es sensible a variaciones en los valores de radiación producidas por presencia de nubes en cortos periodos de tiempo. La energía requerida para orientar los sistemas de seguimiento puede incrementarse significativamente debido a los repetidos cambios de posición que pueden ocurrir en caso de no restringir el movimiento en el sistema de control a ser empleado.

Tabla 3.13. Ganancia energética al implementar estrategias de seguimiento basados en los valores meteorológicos de radiación global respecto a sistemas sin restricción de movimiento.

	Rango	Radiación Global Incidente[kWh/m <sup>2</sup> ]	Diferencia energética
Seguimiento en un eje	-	2407.8	-
	1	1995.3	82.87%
	2	2142.0	88.96%
	3	2257.6	93.76%
	4	1992.1	82.74%
	5	2138.8	88.83%
	6	2254.3	93.63%
Seguimiento en dos ejes	-	2480.7	-
	1	1995.3	80.43%
	2	2142.0	86.34%
	3	2257.6	91.00%
	4	1992.1	80.30%
	5	2138.8	86.22%
	6	2254.3	90.87%

### 3.2.3. Seguimiento en función de la radiación Directa y Global

El último parámetro de análisis se basa en la ecuación (3.3) la cual relaciona la radiación directa incidente sobre una superficie con seguimiento y la radiación global incidente sobre una superficie horizontal. Estos parámetros pueden ser medidos empleando pirheliómetros y piranómetros respectivamente.

$$R = \frac{G_{DTI}}{G_H} \quad (3.3)$$

Se establece un valor mínimo de  $R$ , las horas en las que esta relación es menor al valor seleccionado se asume que el panel se posiciona de forma horizontal. No se pueden establecer valores extremos ya que ocurren 2 fenómenos. Al implementar valores que abarque todos los datos de TA negativos también se incrementa el número de horas en las cuales, a pesar de existir ganancia energética por seguimiento, esta no es aprovechada a la que se denominó P1. Por otra parte, al seleccionar valores extremadamente bajos el número de horas que se corrige la pérdida de energía no es significativa (designada como P2). La Tabla 3.14 y Tabla 3.15 muestran los valores considerados para establecer dicha relación y el número de horas que se pierde energía considerando P1 y P2 en el sistema de seguimiento en uno y dos ejes respectivamente.

Tabla 3.14. Valores analizados para establecer relación óptima en el sistema de seguimiento en un eje.

R	Número de horas		
	P1	P2	Total
0.05	0	1001	1001
0.17	0	87	87
0.18	48	4	52
0.19	23	15	38
0.2	14	37	51
0.5	669	0	669

Tabla 3.15. Valores considerados para establecer la relación óptima en el sistema de seguimiento de dos ejes.

R	Número de horas		
	P1	P2	Total
0.05	1	964	965
0.17	15	57	72
0.18	33	31	64
0.19	52	15	67
0.2	77	9	86
0.5	740	0	740

Al establecer un valor de  $R=0.19$  los problemas de seguimiento se corrigen en 98% y 100% para la pérdida de energía en uno y dos ejes respectivamente. La Tabla 3.16 muestra la ganancia energética que se obtiene como resultado de implementar esta estrategia de seguimiento. Es evidente que no existe un incremento significativo en el aprovechamiento de energía, pero es importante considerar que es la única estrategia de seguimiento que reduce el número de horas en que el seguimiento se efectúa sin afectar la eficiencia del sistema.

Tabla 3.16. Ganancia energética al implementar estrategia de seguimiento.

R	Radiación Global incidente sobre la superficie [kWh/m <sup>2</sup> ]	
	Un eje	Dos ejes
-	2407.83	2480.76
0.19	2421.1	2495.92
	100.55%	100.61%

### 3.3. Impacto de sombras

Los resultados presentados a continuación muestran la influencia de sombras en un arreglo de paneles fotovoltaicos. Los resultados del impacto de sombras son independientes entre ellos.

#### 3.3.1. Sombras generadas por edificaciones cercanas

Con la finalidad de satisfacer las necesidades de los ciudadanos, la tendencia mundial de las grandes ciudades está orientada a incrementar la densidad poblacional de las zonas urbanas lo cual reduce los problemas de transporte y vivienda que sufren las metrópolis en la actualidad [63]. Esto es posible mediante las denominadas ciudades verticales. La tendencia a construir edificios cada vez más altos y con capacidad de albergar a mayor número de personas. Por otra parte, los sistemas fotovoltaicos se verían afectados por la influencia de las sombras generadas por estas edificaciones.

El análisis de impacto de sombras fue desarrollado para los 3 arreglos planteados y las edificaciones establecidas en la sección 2.2. La Tabla 3.17 ejemplifica los factores de pérdida que se producen al incluir una edificación con ángulo de elevación de 60° respecto al arreglo orientada al este. Los mismos obstáculos fueron empleados en los distintos arreglos planteados.

Tabla 3.17. Factor de pérdida horario producido por una edificación de 6.9 metros de altura orientada hacia el Este.

	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Ene	100	69.5	69.7	59.3	38.5	5.2	0	0	0	0	0	0	0	100
Feb	100	100.0	98.4	96.2	86.2	32.9	0	0	0	0	0	0	0	100
Mar	100	100.0	100.0	100.0	100.0	35.7	0	0	0	0	0	0	0	100
Abr	100	100.0	99.8	100.0	94.7	16.1	0	0	0	0	0	0	0	100
May	100	83.1	77.1	66.0	43.3	2.6	0	0	0	0	0	0	0	100
Jun	100	62.5	58.1	46.1	19.8	0.0	0	0	0	0	0	0	0	100
Jul	100	68.6	66.4	55.4	32.5	2.6	0	0	0	0	0	0	0	100
Ago	100	97.1	94.7	90.0	74.0	16.0	0	0	0	0	0	0	0	100
Sep	100	100.0	100.0	100.0	100.0	9.6	0	0	0	0	0	0	0	100
Oct	100	100.0	100.0	100.0	97.8	0.0	0	0	0	0	0	0	0	100
Nov	100	84.2	77.7	65.8	40.3	0.0	0	0	0	0	0	0	0	100
Dic	100	63.7	58.2	45.5	18.8	0.0	0	0	0	0	0	0	0	100

De acuerdo a lo esperado, la pérdida de energía máxima para todos los arreglos corresponde a las edificaciones orientadas al Este y Oeste del arreglo. Para obstáculos que no superan un ángulo de elevación de 40° las pérdidas son ligeramente mayores en

orientaciones cercanas al Oeste, una vez superado este nivel la tendencia cambia de forma drástica llegando a porcentajes de pérdida de 25% (Figura 3.10) para paneles estáticos y 30% (Figura 3.11 y Figura 3.12) en los sistemas que implementan seguimiento.

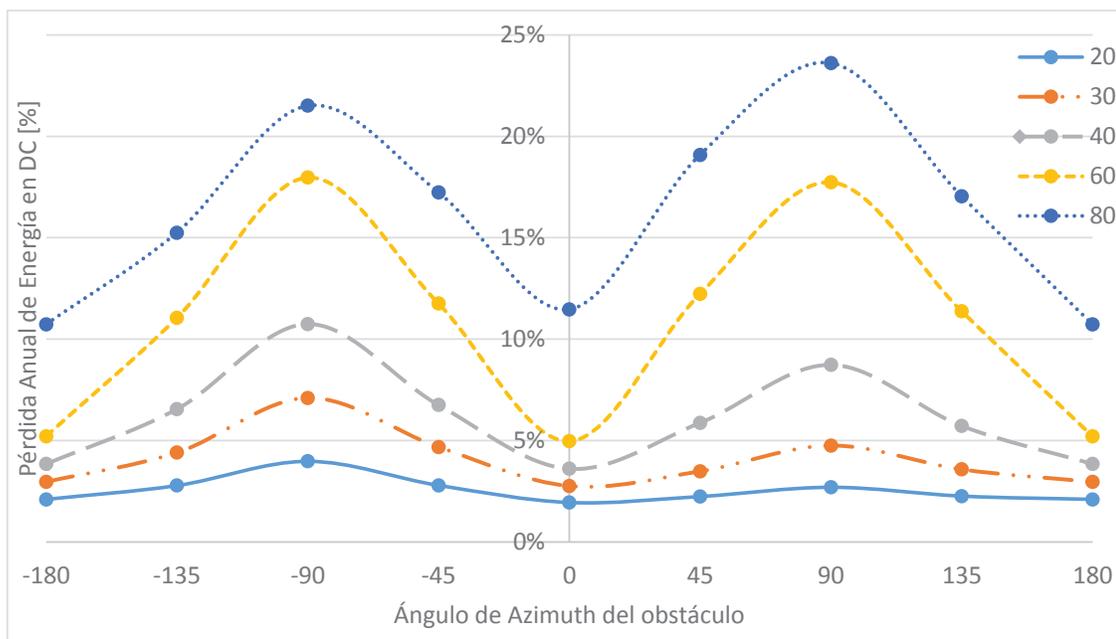


Figura 3.10. Impacto de sombras externas sobre un arreglo estático.

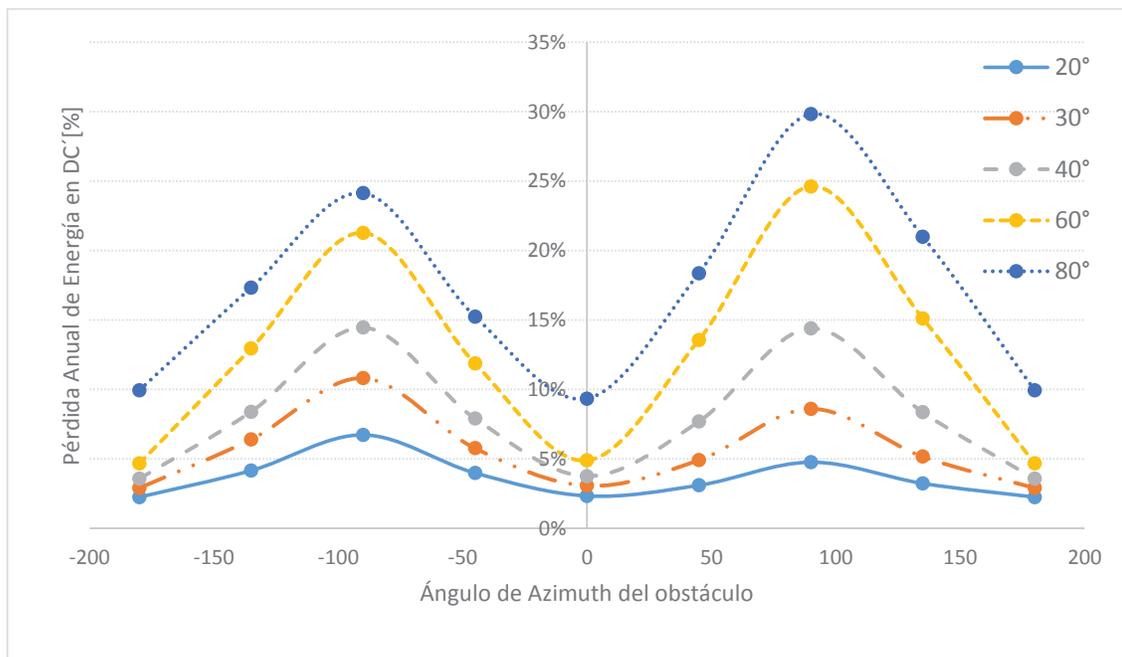


Figura 3.11. Impacto de sombras externas sobre un arreglo con seguimiento en un eje.

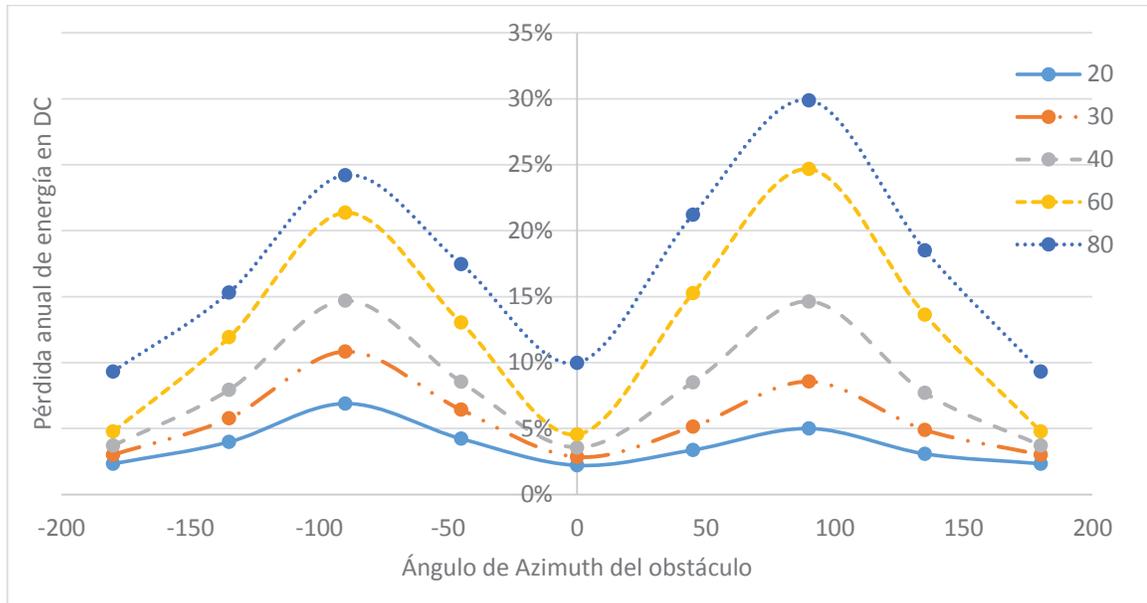


Figura 3.12. Impacto de sombras externas sobre un arreglo con seguimiento en dos ejes.

No existe diferencia apreciable en el impacto de sombras entre los dos sistemas de seguimiento consideradas en este trabajo. Sin embargo, está claro que la ganancia energética al implementar seguimiento puede ser completamente anulada por la presencia de objetos cercanos cuyas dimensiones sean considerables.

### 3.3.2. Sombras generadas por paneles instalados en diferentes configuraciones

Para el presente análisis fue considerado un rango de Ground Coverage Ratio (GCR) entre 1 y 0.1. Al establecer un valor de  $GCR=0.25$  los valores de ganancia energética comienzan a estabilizarse. Por otra parte, al definir distancias de separación muy cortas como se observa en la Figura 3.13 puede representar pérdidas de hasta el 50% en los sistemas de configuración 1X4, esta disminución de eficiencia responde tanto a la influencia de sombras como a problemas de funcionamiento del inversor como resultado de un sobredimensionamiento.

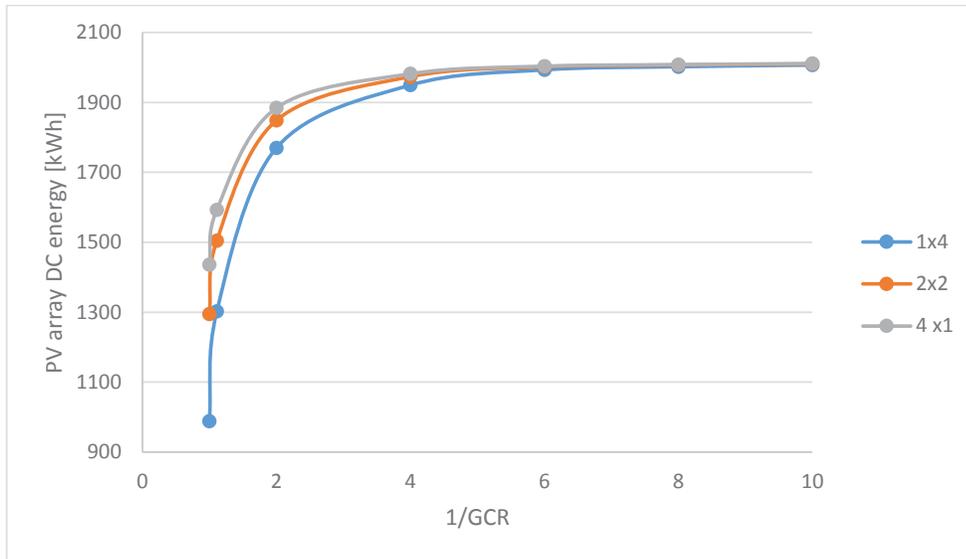


Figura 3.13. Pérdida de energía en DC en función de la separación entre hileras de paneles fotovoltaicos.

El comportamiento energético de un sistema de paneles puede verse altamente influenciado en las principales horas de ganancia energética como se aprecia en la Figura 3.14. Queda claro que el arreglo que mayor número de dificultades presenta es el arreglo que dispone los paneles de manera longitudinal, de esta manera las sombras afectan por más tiempo y a mayor número de secciones a pesar de encontrarse bajo las mismas condiciones meteorológicas.

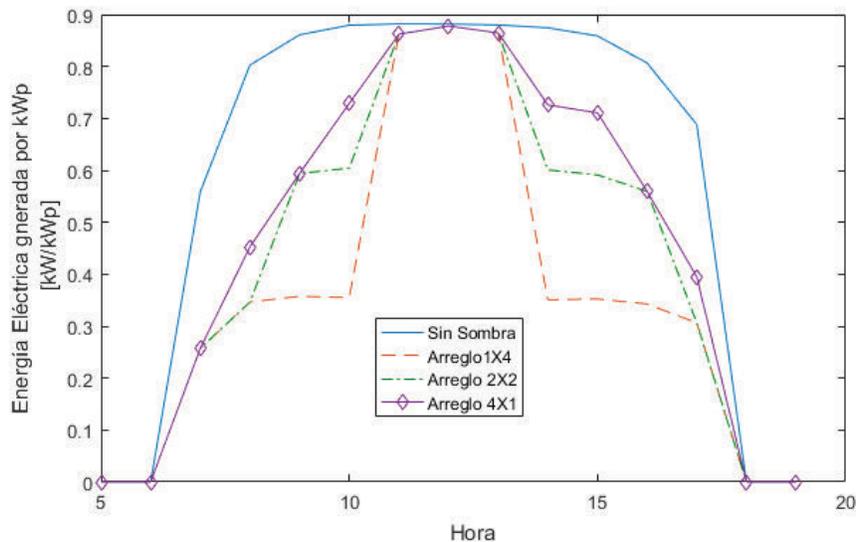


Figura 3.14. Comportamiento energético de un sistema con seguimiento solar que se ve afectado por sombras de paneles cercanos con un índice de GCR=0.9.

### 3.3.3. Pérdida por Horizonte

En el caso particular del Distrito Metropolitano de Quito, la ciudad posee una orografía distinta a la mayoría de ciudades. La Figura 3.15 delimita claramente en color azul la zona urbana y en color rojo las elevaciones que la rodean como es el caso del volcán Pichincha, ubicado al Oeste, así como los cerros Chusiagüiro y Agustinsucho ubicados al Este de la misma.

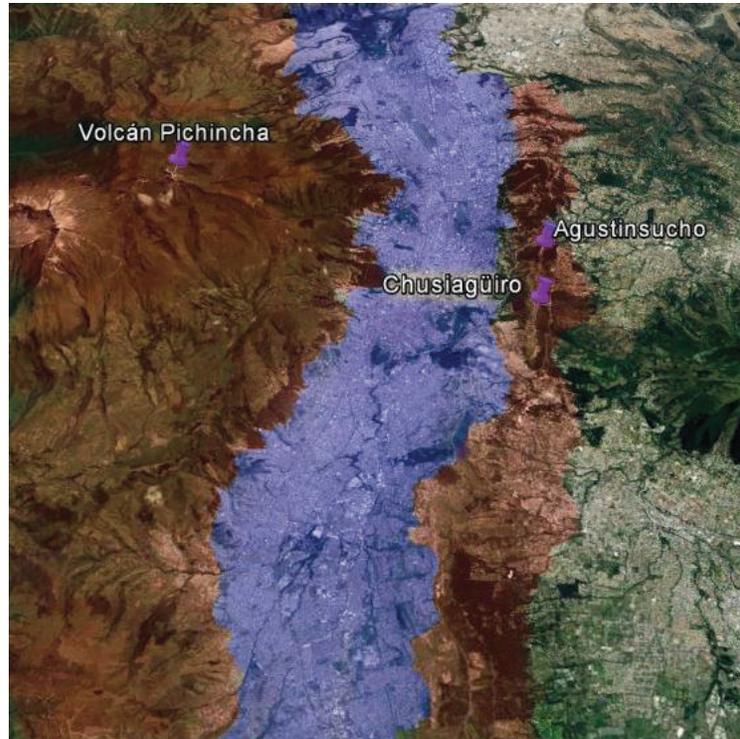


Figura 3.15. Vista satelital de la ciudad de Quito

Con la finalidad de analizar el impacto que generan estas elevaciones a los sistemas de seguimiento se determinó el perfil del horizonte, el mismo que se muestra en la Figura 3.16. y posteriormente este perfil fue representado por edificaciones que se ajustan a dicho perfil y posteriormente se realizó la simulación energética de los 3 sistemas considerados en el presente trabajo.

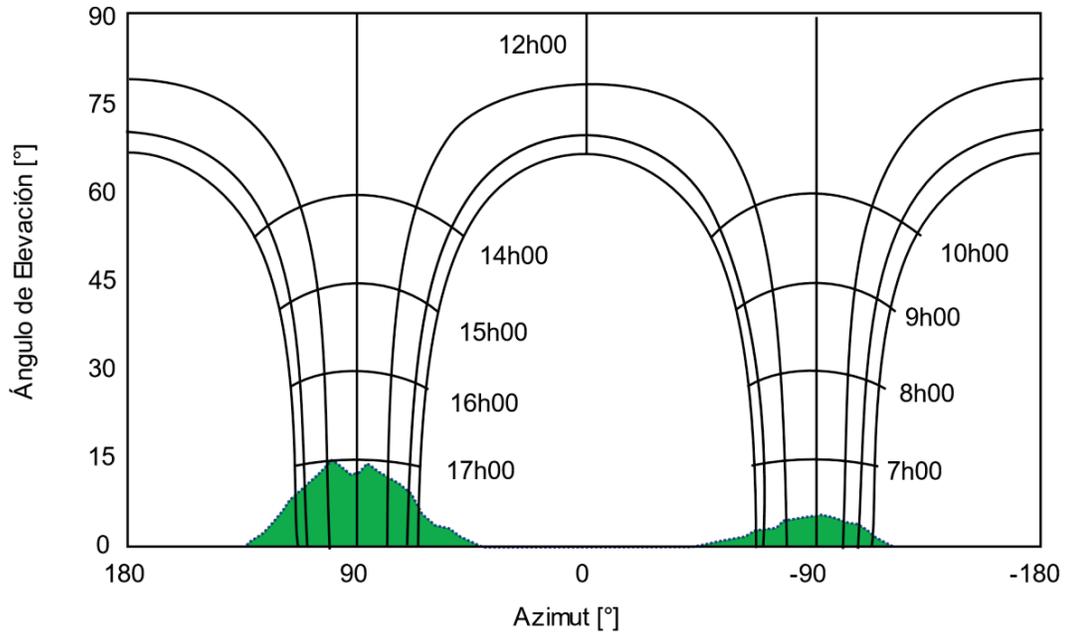


Figura 3.16. Perfil del Horizonte correspondiente a la ciudad de Quito.

Los resultados mostrados en las siguientes tablas hacen referencia al porcentaje de pérdida horario que presentan los diferentes sistemas en cada uno de los meses del año respecto a un sistema completamente despejado.

Tabla 3.18. Pérdida de energía anual.

	Energía Anual en DC [kWh/kWp]		% Pérdida
	Sin considerar el Horizonte	Considerando el Horizonte	
Estático	1798.1	1770.3	1.55%
Seguimiento en un Eje	2288.8	2228.7	2.63%
Seguimiento en 2 Ejes	2358.1	2296.9	2.60%

### 3.4. Discusión de resultados

Con la finalidad de exponer de manera resumida y concreta los resultados obtenidos en este estudio a continuación se expone y analiza la ganancia energética de los distintos arreglos de paneles. Las estrategias de seguimiento consideradas fueron únicamente las que representaron menor reducción de energía para los sistemas de rastreo solar.

Los valores presentados en la Tabla 3.19 y Tabla 3.20 presentan un análisis de ganancia energética respecto a un sistema estático completamente horizontal incluyendo las estrategias de seguimiento. Los métodos de rastreo solar presentados reducen el número de horas de seguimiento hasta en un 35%, evidentemente es un valor considerable comparándolo con los porcentajes de ganancia energética, sin embargo, no todos los ángulos de posicionamiento requieren el mismo consumo energético para orientar los paneles de manera adecuada por lo cual las propuestas establecidas deben ser analizadas en función de los sistemas empleados para mover los paneles fotovoltaicos.

Tabla 3.19. Valores de radiación global incidente por unidad de superficie para un arreglo con seguimiento en un eje aplicando estrategias de seguimiento.

Orientación	Estrategia de Seguimiento	Radiación Global Incidente [kW/m <sup>2</sup> ]	
Estático 0°	-	1888	
Seguimiento Un eje	-	2407	127%
	Horas de mayor ganancia energética (Periodo 2)	2319	123%
	Valores de radiación global (límite=600W/m <sup>2</sup> )	2257	120%
	Relación R=0.19	2421	128%

Tabla 3.20. Valores de radiación global incidente por unidad de superficie para un arreglo con seguimiento en dos ejes aplicando estrategias de seguimiento.

Orientación	Estrategia de Seguimiento	Radiación Global Incidente [kW/m <sup>2</sup> ]	
Estático 0°	-	1888	
Seguimiento dos ejes	-	2477	131%
	Horas de mayor ganancia energética (Periodo 2)	2355	125%
	Valores de radiación global (límite=600W/m <sup>2</sup> )	2257	120%
	Relación R=0.19	2495	132%

## 4. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

### 4.1. Conclusiones

El incremento de energía producida en los sistemas fotovoltaicos respecto a los sistemas tradicionales supera el 27% y 31% para sistemas que incluyen seguimiento en uno y dos ejes respectivamente, incremento significativo tomando en cuenta la baja producción energética de los sistemas fotovoltaicos estáticos.

Las edificaciones dan lugar a un alto impacto en la eficiencia de las instalaciones fotovoltaicas, en el caso de zonas urbanas no es recomendable implementar sistemas fotovoltaicos con seguimiento en la proximidad de edificaciones altas en las direcciones Este y Oeste, ya que las sombras pueden anular la ganancia energética obtenida como resultado del rastreo solar.

Se evaluó la ganancia energética de la implementación de estrategias de seguimiento para periodos de alta nubosidad (baja radiación directa). La estrategia basada únicamente en un valor umbral de radiación global incidente sobre una superficie horizontal no representa un parámetro fiable para establecer el control del movimiento de paneles en regiones ecuatoriales.

Para instalaciones de gran capacidad en periodos de alta nubosidad aplicar la estrategia de seguimiento que utiliza la relación de la radiación global incidente sobre una superficie horizontal y radiación directa incidente sobre una superficie orientada perpendicularmente hacia el sol (R) demostró ser la estrategia más acertada con una precisión de concordancia superior al 97% del tiempo.

Incluir seguimiento solar basado en las horas de mayor ganancia energética representa una estrategia bastante práctica y relativamente simple en su aplicación representando una ganancia energética del 23% en relación a un arreglo fotovoltaico estático.

La separación mínima recomendable entre hileras de paneles que incluyen seguimiento ubicadas de forma contigua es 4 veces la longitud del arreglo medida en la dirección Este-Oeste.

A pesar del relieve poco favorable que rodea la ciudad de Quito, es recomendable incluir sistemas de seguimiento ya que la pérdida energética es muy reducida; sin superar el 3% de energía eléctrica anual en DC.

Al posicionar arreglos de paneles en múltiples hileras es aconsejable colocarlos de manera transversal con la finalidad de que las secciones del módulo fotovoltaicos se vean afectadas en menor cantidad por las sombras generadas por paneles cercanos.

Una planta fotovoltaica, a pesar de tener la misma capacidad de generación instalada, puede tener niveles de producción diferentes en función de las tecnologías y estrategias de seguimiento que presente siendo capaz de incrementar su capacidad hasta en 30%.

## **4.2. Trabajos futuros**

Se recomienda contrastar los resultados obtenidos en la presente investigación con proyectos que implementen mediciones de condiciones meteorológicas de forma experimental.

Es aconsejable orientar trabajos futuros únicamente en el seguimiento en un eje ya que las diferencias de incremento energético, así como impacto de sombras no presentan diferencias significativas.

En futuros modelos será importante considerar la energía requerida para realizar el posicionamiento de paneles, así como el reposicionamiento en sistemas que incluyen estrategias de seguimiento basados en las condiciones meteorológicas medidas en tiempo real.

Tanto los sistemas de seguimiento como las estrategias de control aquí planteadas pueden ser analizadas con la finalidad de estudiar la viabilidad de modificar las estaciones fotovoltaicas con que cuenta el país a fin de incrementar la producción energética actual o ser consideradas para instalaciones a ser incluidas en el futuro.

Los resultados de este estudio pueden ser de gran utilidad en proyectos pequeños, los cuales podrían ser localizados en sectores residenciales o estaciones de carga de sistemas de movilidad eléctrica en zonas urbanas o sistemas de bombeo en regiones rurales.

Se recomienda analizar los sistemas de reposicionamiento de paneles con la finalidad de minimizarlas pérdidas por sombras en regiones ecuatoriales.

Se recomienda analizar el seguimiento en un eje con diferentes grados de elevación, principalmente en los meses en que se producen los solsticios.

## Referencias Bibliográficas

- [1] K. Aleklett and C. J. Campbell, "The Peak and Decline of World Oil and Gas Production," *Miner. Energy - Raw Mater. Rep.*, vol. 18, no. 1, pp. 5–20, 2003.
- [2] IEA, "World Energy Outlook 2015," 2015.
- [3] M. L. T. Cossio *et al.*, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, vol. XXXIII, no. 2. 2012.
- [4] INER, "Solar Dossier," *Iner*, vol. 1, 2015.
- [5] SEMPLADES, "Plan Nacional del Buen Vivir." p. 600, 2013.
- [6] Norton Rose Fulbright, "Renewable Energy in Latin America," *Renew. Energy World*, pp. 1–5, 2016.
- [7] G. F. Velasco and E. Cabrera, "Generación solar fotovoltaica dentro del esquema de generación distribuida para la provincia de Imbabura," *Esc. Politécnica del Ejército-Maestría en Energías Renov.*, pp. 1–7.
- [8] CONELEC, "Atlas solar del ecuador," *Conelec*, pp. 1–51, 2008.
- [9] D. Pinto, "Propuesta de Aportes regulatorios para el fomento de energías renovables en el Ecuador," *EPN*, 2013.
- [10] U.S. Energy Information Administration, *International Energy Outlook 2016*, vol. 0484(2016), no. May 2016. 2016.
- [11] Kristin Seyboth *et al.*, *Renewables 2016 Global Status Report*. 2016.
- [12] IRENA, *Renewable Energy Market Analysis TH GCC*. 2015.
- [13] International Energy Agency, "2015 Snapshot of Global Photovoltaic Markets," *Photovolt. power Syst. Program.*, pp. 1–19, 2016.
- [14] REVE, "América Latina, el nuevo mercado de las energías renovables," 2015. [Online]. Available: <http://www.evwind.com/2015/08/18/america-latina-el-nuevo-mercado-de-las-energias-renovables/>. [Accessed: 01-Jan-2017].
- [15] M. C. de S. Estratégicos, "Resumen Balance Energético 2015. Resumen ejecutivo," *Balanc. Energético Nac. 2015.*, p. 54, 2015.
- [16] P. R. Schulten, "Photon, La revista de Fotovoltaica," *Photon*, 2011.

- [17] ERGAL, "ENERGÍA FOTOVOLTAICA." [Online]. Available: <http://www.ergal.org/cms.php?c=1271>.
- [18] SOLARGIS, "SolarGis.com," 2017. [Online]. Available: <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/ecuador>.
- [19] L. C. Hirst, *1.14 – Principles of Solar Energy Conversion*, vol. 1. Elsevier Ltd., 2012.
- [20] N. Karami, N. Moubayed, and R. Outbib, "General review and classification of different MPPT Techniques," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 68, no. September 2016, pp. 1–18, 2017.
- [21] E. Veinberg-Vidal *et al.*, "Manufacturing and Characterization of III-V on Silicon Multijunction Solar Cells," *Energy Procedia*, vol. 92, pp. 242–247, 2016.
- [22] E. F. Fernández, F. Almonacid, and A. J. Garcia-Loureiro, "Multi-junction solar cells electrical characterization by neuronal networks under different irradiance, spectrum and cell temperature," *Energy*, vol. 90, pp. 846–856, 2015.
- [23] C.-K. Yang, T.-C. Cheng, C.-H. Cheng, C.-C. Wang, and C.-C. Lee, "Open-loop altitude-azimuth concentrated solar tracking system for solar-thermal applications," *Sol. Energy*, vol. 147, pp. 52–60, 2017.
- [24] V. Poulek, A. Khudysh, and M. Libra, "Self powered solar tracker for Low Concentration PV (LCPV) systems," *Sol. Energy*, vol. 127, pp. 109–112, 2016.
- [25] H. Fathabadi, "Novel high efficient offline sensorless dual-axis solar tracker for using in photovoltaic systems and solar concentrators," *Renew. Energy*, vol. 95, pp. 485–494, 2016.
- [26] D. Francisco and B. Tamayo, "Diseño De Un Seguidor Solar Pasivo Captación De Energía Solar ," no. September, 2016.
- [27] M. J. Clifford and D. Eastwood, "Design of a novel passive solar tracker," *Sol. Energy*, vol. 77, no. 3, pp. 269–280, 2004.
- [28] L. Ma. Miguel Garcia, Jose Vera, "Solar-tracking PV plants in Navarra: A 10 MW Assessment," *Prog. Photovolt Res. Appl.*, vol. 15, no. February 2013, pp. 659–676, 2009.
- [29] A. Coelho and R. Castro, "Modeling and validation of PV power output with solar tracking," *Int. Conf. Power Eng. Energy Electr. Drives*, no. May, pp. 1–6, 2011.
- [30] H. O. Njoku, "Upper-limit solar photovoltaic power generation: Estimates for 2-axis

- tracking collectors in Nigeria,” *Energy*, vol. 95, pp. 504–516, 2016.
- [31] Y. Yao, Y. Hu, S. Gao, G. Yang, and J. Du, “A multipurpose dual-axis solar tracker with two tracking strategies,” *Renew. Energy*, vol. 72, pp. 88–98, 2014.
- [32] G. Quesada, L. Guillon, D. R. Rouse, M. Mehrdash, Y. Dutil, and P. L. Paradis, “Tracking strategy for photovoltaic solar systems in high latitudes,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 103, pp. 147–156, 2015.
- [33] R. G. Vieira, F. K. O. M. V Guerra, M. R. B. G. Vale, and M. M. Araçjo, “Comparative performance analysis between static solar panels and single-axis tracking system on a hot climate region near to the equator,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 672–681, 2016.
- [34] B. Y. H. Liu and R. C. Jordan, “The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation,” *Sol. Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 1–19, 1960.
- [35] J. N. Black, “The distribution of solar radiation over the Earth’s surface,” *Arch. Meteorol. Geophys. und Bioklimatologie Ser. B*, vol. 7, no. 2, pp. 165–189, 1956.
- [36] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, and R. Stewart, “Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance,” *Sol. Energy*, vol. 44, no. 5, pp. 271–289, 1990.
- [37] C. Demain, M. Journe, and C. Bertrand, “Evaluation of different models to estimate the global solar radiation on inclined surfaces,” *Renew. Energy*, vol. 50, pp. 710–721, 2013.
- [38] A. Khogali, M. R. I. Ramadan, Z. E. H. Ali, and Y. A. Fattah, “Global and diffuse solar irradiance in Yemen (Y.A.R.),” *Sol. Energy*, vol. 31, no. 1, pp. 55–62, 1983.
- [39] R. Said, M. Mansor, and T. Abuain, “Estimation of global and diffuse radiation at Tripoli,” *Renew. Energy*, vol. 14, no. 1–4, pp. 221–227, 1998.
- [40] I. Türk Toğrul and H. Toğrul, “Global solar radiation over Turkey: comparison of predicted and measured data,” *Renew. Energy*, vol. 25, no. 1, pp. 55–67, 2002.
- [41] R. A. Eibling, J. A., Thomas, “An investigation of Multiple-effect Eva Saline Waters by Steam from Solar Radiation,” *Bottelle Meml. Rep.*, 1953.
- [42] K. N. Shukla, S. Rangnekar, and K. Sudhakar, “Comparative study of isotropic and anisotropic sky models to estimate solar radiation incident on tilted surface: A case study for Bhopal, India,” *Energy Reports*, vol. 1, pp. 96–103, 2015.

- [43] J. E. Hay, "A revised method for determining the direct and diffuse components of the total short-wave radiation," *Atmosphere (Basel)*, vol. 14, no. 4, pp. 278–287, 1976.
- [44] T. M. Klucher, "Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces," *Sol. Energy*, vol. 23, no. 2, pp. 111–114, 1979.
- [45] D. T. Reindl, "Estimating Diffuse Radiation on Horizontal Surfaces and Total Radiation on Tilted Surfaces," 1988.
- [46] M. Boyd, "Analytical model for solar irradiance near a planar vertical diffuse reflector – Formulation , validation , and simulations q," *Sol. Energy*, vol. 91, pp. 79–92, 2013.
- [47] J. Freeman, J. Whitmore, L. Kaffine, N. Blair, and A. P. Dobos, "System Advisor Model: Flat Plate Photovoltaic Performance Modeling Validation Report," *Nrel/Tp-6a20-60204*, no. December, p. 129, 2013.
- [48] J. Freeman, J. Whitmore, N. Blair, and A. P. Dobos, "Validation of multiple tools for flat plate photovoltaic modeling against measured data," *2014 IEEE 40th Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2014*, no. August, pp. 1932–1937, 2014.
- [49] D. Laslett, C. Creagh, and P. Jennings, "A method for generating synthetic hourly solar radiation data for any location in the south west of Western Australia, in a world wide web page," *Renew. Energy*, vol. 68, pp. 87–102, 2014.
- [50] INAMHI, "Www.serviciometeorologico.gob.ec," 2012. .
- [51] INAMHI, "Boletín climatológico mensual," vol. 31, 2015.
- [52] Alcaldía de Quito, "Secretaría de Ambiente," 2017/02/03, 2017. [Online]. Available: <http://www.quitoambiente.gob.ec/ambiente/>. [Accessed: 15-Jan-2017].
- [53] R. Perez *et al.*, "A New Operational Satellite-to-Irradiance Model - Description and Validation," *Sol. Energy*, vol. 73, no. 5, pp. 307–317, 2002.
- [54] P. Gilman, "SAM Photovoltaic Model Technical Reference SAM Photovoltaic Model Technical Reference," no. May, p. 59, 2015.
- [55] M. E. Basoglu, A. Kazdaloglu, T. Erfidan, M. Z. Bilgin, and B. Cakir, "Performance analyzes of different photovoltaic module technologies under ??zmit, Kocaeli climatic conditions," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 357–365, 2015.
- [56] W. De Soto, "Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array

- Performance," *Sol. Energy*, vol. 6, no. 1, p. 20, 2013.
- [57] R. Shannon and J. D. Johannes, "Systems Simulation: The Art and Science," *IEEE Trans. Syst. Man. Cybern.*, vol. 6, no. 10, pp. 723–724, 1976.
- [58] J. a. Duffie, W. a. Beckman, and W. M. Worek, *Solar Engineering of Thermal Processes, 4nd ed.*, vol. 116. 2003.
- [59] A. Mermoud, "PVSYST HELP," 2005. [Online]. Available: <http://files.pvsyst.com/help/albedo.htm>. [Accessed: 07-Mar-2016].
- [60] A. G. Touchaei, H. Akbari, and C. W. Tessum, "Effect of increasing urban albedo on meteorology and air quality of Montreal (Canada) - Episodic simulation of heat wave in 2005," *Atmos. Environ.*, vol. 132, no. x, pp. 188–206, 2016.
- [61] Y. Hu and Y. Yao, "A methodology for calculating photovoltaic field output and effect of solar tracking strategy," *Energy Convers. Manag.*, vol. 126, pp. 278–289, 2016.
- [62] N. A. Kelly and T. L. Gibson, "Improved photovoltaic energy output for cloudy conditions with a solar tracking system," *Sol. Energy*, vol. 83, no. 11, pp. 2092–2102, 2009.
- [63] G. M. Ahlfeldt and D. P. McMillen, "The Vertical City : The Price of Land and the Height of Buildings in Chicago 1870-2010," 2015.