



## TÍTULO

**DESARROLLO DE HERRAMIENTAS PARA EL  
DIMENSIONAMIENTO Y SIMULACIÓN DE SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS EN COLOMBIA. APLICACIÓN A LA  
CIUDAD DE MANIZALES, CALDAS**

## AUTOR

**Luis Fernando Mulcué Nieto**

**Esta edición electrónica ha sido realizada en 2014**

Director/Tutor	Director: Mariano Sidrach de Cardona / Tutor: Llanos Mora López
Curso	<i>Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar y Fotovoltaica (2012/13)</i>
ISBN	978-84-7993-807-9
©	Luis Fernando Mulcué Nieto
©	De esta edición: Universidad Internacional de Andalucía
Fecha documento	2013



## Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas

### Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

### Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciadore (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
  - **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
  - **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.
- 
- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
  - *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.*
  - *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*



## TÍTULO

**DESARROLLO DE HERRAMIENTAS PARA EL DIMENSIONAMIENTO Y  
SIMULACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN COLOMBIA.  
APLICACIÓN A LA CIUDAD DE MANIZALES, CALDAS.**

## AUTOR

**Luis Fernando Mulcué Nieto**

**Tutor:** Llanos Mora López  
**Curso:** 2013

**DESARROLLO DE HERRAMIENTAS PARA EL  
DIMENSIONAMIENTO Y SIMULACIÓN DE SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS EN COLOMBIA.  
APLICACIÓN A LA CIUDAD DE MANIZALES, CALDAS.**

*A mi Creador, Señor y Salvador Jesucristo,  
En quien siempre estoy confiado.*

## ÍNDICE

1. Introducción .....	8
2. Objetivos.....	9
3. El factor de irradiación solar para el desarrollo de la BIPV. Aplicación al caso de Colombia .....	10
3.1 <i>Introducción</i> .....	10
3.2 <i>Concepto del factor de irradiación</i> .....	11
3.3 <i>Importancia del factor de irradiación para la BIPV</i> .....	13
3.4 <i>Metodología</i> .....	14
3.4.1 <i>Obtención de datos</i> .....	14
3.4.2 <i>Cálculo de la irradiación solar anual sobre superficies inclinadas</i> .....	14
3.4.3 <i>Determinación de la inclinación óptima</i> .....	18
3.4.4 <i>Elaboración del gráfico del factor de irradiación</i> .....	18
3.5 <i>Resultados y discusión</i> .....	20
3.5.1 <i>Inclinación óptima para cada ciudad</i> .....	20
3.5.2 <i>Gráficos del factor de irradiación y ciudades de referencia</i> .....	22
3.5.3 <i>Análisis del Potencial para BIPV en Colombia</i> .....	27
3.5.3.1 <i>Pérdidas de radiación en cubiertas</i> .....	27
3.5.3.2 <i>Pérdidas de radiación en fachadas</i> .....	28
3.6 <i>Conclusiones</i> .....	29
3.7 <i>Agradecimientos</i> .....	30
3.8 <i>Referencias</i> .....	30

<b>4. Metodología para determinar las pérdidas máximas permitidas por sombreado y orientación en sistemas fotovoltaicos en edificios.....</b>	<b>32</b>
<b>4.1 Introducción .....</b>	<b>32</b>
<b>4.2 Pérdidas por orientación, inclinación y sombras.....</b>	<b>34</b>
<b>4.2.1 Pérdidas por orientación e inclinación .....</b>	<b>34</b>
<b>4.2.2 Investigaciones sobre pérdidas por orientación e inclinación .....</b>	<b>35</b>
<b>4.2.3 Pérdidas por sombreado .....</b>	<b>36</b>
<b>4.2.4 Investigaciones sobre pérdidas por sombreado .....</b>	<b>38</b>
<b>4.3 Normatividad a nivel internacional.....</b>	<b>39</b>
<b>4.4 Metodología.....</b>	<b>39</b>
<b>4.4.1 Obtención de datos.....</b>	<b>40</b>
<b>4.4.2 Cálculo de la irradiación solar anual sobre superficies inclinadas.....</b>	<b>41</b>
<b>4.4.3 Determinación del porcentaje límite de pérdidas por orientación e inclinación .....</b>	<b>45</b>
<b>4.4.4 Cálculo del porcentaje límite de pérdidas por sombreado .....</b>	<b>45</b>
<b>4.4.5 Elaboración de las trayectorias solares y tablas de referencia .....</b>	<b>46</b>
<b>4.5 Resultados y discusión .....</b>	<b>48</b>
<b>4.5.1 Irradiación máxima y selección de ciudades de referencia .....</b>	<b>48</b>
<b>4.5.2 Límites de pérdidas por orientación e inclinación .....</b>	<b>50</b>
<b>4.5.3 Límites de pérdidas por sombreado.....</b>	<b>54</b>
<b>4.5.4 Trayectorias solares y tablas de referencia.....</b>	<b>56</b>
<b>4.5.5 Propuesta para una futura norma técnica en Colombia .....</b>	<b>63</b>
<b>4.6 Conclusiones .....</b>	<b>64</b>
<b>4.7 Trabajo futuro.....</b>	<b>65</b>
<b>4.8 Agradecimientos.....</b>	<b>65</b>
<b>4.9 Referencias.....</b>	<b>66</b>

5. Un nuevo modelo para predecir la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red en países de bajas latitudes .....	68
5.1 <i>Introducción</i> .....	68
5.2 <i>Factores de pérdidas en un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red</i> .....	71
5.2.1 <i>Pérdidas por polvo y suciedad</i> .....	71
5.2.2 <i>Pérdidas angulares</i> .....	71
5.2.3 <i>Pérdidas por diferencias con la potencia nominal</i> .....	74
5.2.4 <i>Pérdidas por mismatch</i> .....	75
5.2.5 <i>Pérdidas por temperatura</i> .....	75
5.2.6 <i>Pérdidas por errores de seguimiento del P.M.P</i> .....	76
5.2.7 <i>Pérdidas en el inversor por conversión DC-AC</i> .....	77
5.2.8 <i>Pérdidas óhmicas en el cableado</i> .....	79
5.2.9 <i>Pérdidas por sombreado</i> .....	79
5.3 <i>El Performance Ratio del sistema</i> .....	81
5.4 <i>Metodología</i> .....	82
5.4.1 <i>Obtención de datos de irradiación y temperatura</i> .....	82
5.4.2 <i>Cálculo de la irradiación solar anual sobre superficies inclinadas</i> .....	83
5.4.3 <i>Cálculo de las pérdidas angulares y por suciedad</i> .....	86
5.4.4 <i>Cálculo de las pérdidas por temperatura</i> .....	87
5.4.5 <i>Cálculo de las pérdidas por conversión DC-AC</i> .....	88
5.4.6 <i>Determinación de los demás tipos de pérdidas</i> .....	88
5.4.7 <i>Cálculo del PR</i> .....	88
5.5 <i>Resultados y discusión</i> .....	89
5.5.1 <i>Pérdidas angulares y por suciedad</i> .....	89
5.5.2 <i>Pérdidas por temperatura</i> .....	92
5.5.3 <i>Pérdidas en el inversor</i> .....	95
5.5.4 <i>Rendimiento del sistema</i> .....	96
5.5.5 <i>Valores máximos del PR dependiendo del tipo de sistema</i> .....	98
5.5.6 <i>Variación del PR con la inclinación y orientación</i> .....	100
5.5.7 <i>Modelo propuesto para calcular el PR</i> .....	104
5.5.8 <i>Grado de precisión del modelo</i> .....	105

<b>5.6 Conclusiones .....</b>	<b>106</b>
<b>5.7 Trabajo futuro.....</b>	<b>109</b>
<b>5.8 Agradecimientos.....</b>	<b>109</b>
<b>5.9 Referencias.....</b>	<b>109</b>
<b>6. Conclusiones.....</b>	<b>113</b>
<b>7. Publicaciones.....</b>	<b>114</b>
<b>8. Agradecimientos.....</b>	<b>115</b>
<b>9. Datos de contacto .....</b>	<b>116</b>

## CAPÍTULO 1.

### Introducción

En Colombia los sistemas fotovoltaicos son todavía escasos. No hay una normativa que permita diseñar los sistemas, ni tampoco métodos que faciliten el desarrollo riguroso del sector.

En este trabajo de fin de máster se pretenden crear herramientas que puedan ser empleadas para el desarrollo de la fotovoltaica en Colombia. La metodología fue a través del desarrollo de 3 artículos de investigación a publicar en revistas internacionales, con la aspiración de beneficiar no sólo a Colombia, sino a todo sector a nivel mundial.

Por esto la estructura del presente documento se divide en tres partes:

En la primera parte se calcula la irradiación solar anual y las pérdidas potenciales en diferentes superficies, para ciudades colombianas ubicadas en diferentes latitudes. También se calcula el ángulo de inclinación óptimo y se proporcionan las herramientas necesarias para evaluar de forma fácil el factor de irradiación. Esto servirá como insumo al proceso de diseño y dimensionado de sistemas fotovoltaicos integrados a edificios, por parte de los arquitectos e ingenieros.

En la segunda parte se propone una metodología para establecer normas técnicas, con el objetivo de limitar las pérdidas por sombreado y orientación de las superficies constructivas, tomando como referencia al país de España. También se realiza el caso de estudio para Colombia, haciendo un análisis comparativo para diferentes ciudades. Finalmente, se proponen 5 ciudades de referencia y se muestran sus respectivos diagramas de trayectoria solar junto con las tablas de referencia para calcular las pérdidas por sombreado.

En la tercera parte, se trata el tema de la predicción de la energía generada por un SFCR. Para esto propone una expresión simple y confiable, que se puede usar en países de bajas latitudes. También se realiza el caso de estudio para Colombia, haciendo un análisis comparativo para diferentes ciudades de las pérdidas angulares y por suciedad, las pérdidas por temperatura, las pérdidas de conversión DC-AC, y el Performance Ratio del sistema (PR).

## CAPÍTULO 2.

### Objetivos

- Desarrollar gráficos para el factor de irradiación en ciudades de Colombia.
- Determinar las orientaciones óptimas de un generador fotovoltaico en ciudades de Colombia.
- Proponer una metodología para establecer normas técnicas mundiales que limiten las pérdidas por sombreado y orientación, en sistemas fotovoltaicos integrados a edificios.
- Desarrollar los diagramas de trayectoria solar junto con las tablas de referencia, para calcular las pérdidas por sombreado en Colombia.
- Analizar el posible rendimiento de un sistema fotovoltaico en varias ciudades de Colombia.
- Predecir los diferentes tipos de pérdidas a los que estará sometido en sistema fotovoltaico en Colombia.
- Proponer un modelo sencillo y confiable para predecir el Performance Ratio en países de bajas latitudes.

## CAPÍTULO 3.

### El factor de irradiación solar como herramienta para el desarrollo de la integración fotovoltaica en edificios (BIPV). Aplicación al caso de Colombia

#### RESUMEN

La integración fotovoltaica en edificios es una realidad creciente a nivel mundial, y su desarrollo implica la implementación de técnicas de registro y estimación del recurso solar disponible. En Colombia, a diferencia de los países desarrollados, todavía no se cuenta con una normativa técnica que permita minimizar las pérdidas de energía por orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos. En este artículo se calcula la irradiación solar anual y las pérdidas potenciales en diferentes superficies, para ciudades colombianas ubicadas en diferentes latitudes. También se calcula el ángulo de inclinación óptimo y se proporcionan las herramientas necesarias para evaluar de forma fácil el factor de irradiación, como insumo al proceso de diseño y dimensionado de sistemas fotovoltaicos integrados a edificios.

**Palabras clave:** Fotovoltaica integrada en edificios (BIPV), orientación, inclinación, factor de irradiación.

#### 3.1. Introducción

En Colombia, cerca del 52% del territorio nacional está constituido por zonas no interconectadas, las cuales se definen como municipios, corregimientos, localidades y caseríos que no tienen acceso al servicio de electricidad a través del Sistema de Interconexión Nacional [1]. Este hecho implica que aproximadamente 1'300.000 habitantes no cuentan con un adecuado servicio para suplir sus necesidades de energía eléctrica [2], demanda que puede ser suplida por las energías renovables.

Respecto a lo anterior, Colombia cuenta con un gran recurso solar para aprovecharlo en potenciales aplicaciones fotovoltaicas, por lo cual ha sido incluido dentro del denominado “cinturón del sol” del planeta [3]. Considerando esto, junto a otros factores económicos y tecnológicos, Hernandez et.al, afirma que la fotovoltaica es una excelente opción para hacer realidad las ventajas de la generación distribuida en varias regiones del país [4]. Uno de los requerimientos para hacer económicamente factible este escenario, es sustituir elementos constructivos por los módulos fotovoltaicos, de tal forma que éstos cumplan con funciones arquitectónicas, estructurales y energéticas simultáneamente. Como consecuencia, resulta muy

adecuado implementar la integración fotovoltaica en edificios (BIPV) tanto en sistemas aislados como en los interconectados a la red.

Uno de los campos de la BIPV es garantizar un adecuado rendimiento de las instalaciones. En esta materia, España se convirtió en un referente a nivel mundial, cuando publicó en el año 2009 el denominado *Código Técnico de la Edificación* (CTE) [5]. En este documento se ponen límites a las pérdidas ocasionadas por sombreado y por la disposición espacial del generador fotovoltaico. Estas pérdidas son inevitables debido a los factores de arquitectura e ingeniería que intervienen en la construcción, que hacen imposible, en muchos casos, el ubicar el generador de forma tal que aproveche al máximo la radiación solar incidente. Similarmente, en otros países también se han desarrollado herramientas sencillas publicadas en libros sobre BIPV, como en Inglaterra [6-7], Suiza [8], Alemania, Australia [9] y Estados Unidos [10].

A diferencia de los países desarrollados, Colombia todavía no cuenta con una normativa técnica que permita minimizar las pérdidas de energía por orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos. El presente trabajo tiene como objetivo proveer un estudio detallado al respecto.

### 3.2. Concepto del factor de Irradiación

Cualquier superficie plana de un generador fotovoltaico está completamente caracterizada por dos ángulos: la inclinación  $\beta$  de los módulos con respecto al suelo, y por su azimut u orientación  $\alpha$  con respecto al sur.

La irradiación solar anual  $G_a(\beta, \alpha)$  que incide sobre esta área es diferente de la correspondiente sobre superficie horizontal  $G_a(0)$ , razón por la cual se hace necesario introducir un factor que permita calcular la primera cantidad, conociendo la segunda. A éste se le denomina *factor de irradiación global anual con respecto a superficie horizontal*,  $FI_h$  [11]:

$$G_a(\beta, \alpha) = FI_h(\beta, \alpha) \cdot G_a(0) \quad (1)$$

Otros autores [6][8] trabajan con un parámetro análogo, que a su vez, el documento denominado Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red de España [12] lo llama simplemente *factor de irradiación*,  $FI$ . Este se define como la fracción de radiación anual incidente para un generador de orientación  $\alpha$  e inclinación  $\beta$ , respecto a la recibida para una orientación e inclinación óptimas  $G_a(\beta_{opt}, 0)$ :

$$G_a(\beta, \alpha) = FI(\beta, \alpha) \cdot G_a(\beta_{opt}, 0) \quad (2)$$

De las dos ecuaciones anteriores se puede encontrar la equivalencia entre estos factores, así:

$$FI_h(\beta, \alpha) = \frac{FI(\beta, \alpha)}{FI(0)} \quad (3)$$

Donde  $FI(0)$  es el factor de radiación sobre superficie horizontal. De la ecuación [3] se deduce que teniendo un gráfico de  $FI(\beta, \alpha)$  es posible calcular  $FI_h$  de forma fácil y rápida, y por consiguiente, la irradiación total incidente sobre cualquier módulo fotovoltaico. Un ejemplo de un diagrama de estos, utilizado para BIPV en España [5], se expone en la figura 1, donde  $FI$  se expresa en porcentaje. En el gráfico se aprecia que la máxima irradiación anual para España se recibe para la configuración  $\beta=35^\circ$  y  $\alpha=0^\circ$ .

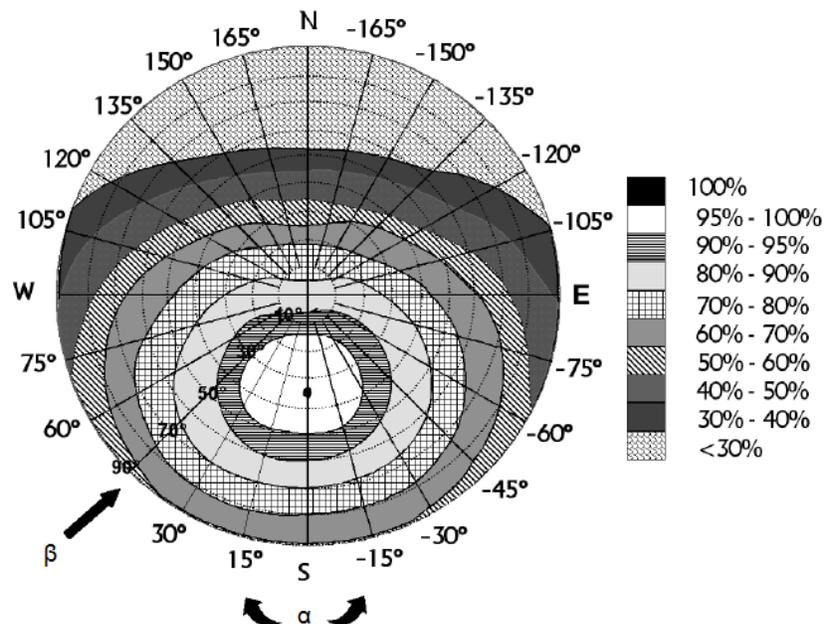


Fig. 1. Gráfico del factor de irradiación para España [5].

$FI$  depende de  $\beta$ ,  $\alpha$ , la latitud y la fracción de radiación difusa del lugar [11]. Dado que las condiciones climáticas locales son características del emplazamiento, en principio el gráfico no se puede emplear para regiones diferentes. Para esto se suelen emplear estaciones referencia, con las cuales se puede estimar  $FI$  para ciudades con un clima similar.

Uno de los objetivos del presente artículo es determinar las localidades de referencia para Colombia, así como sus correspondientes gráficos de FI.

### 3.3. Importancia del factor de irradiación para la BIPV

Cuando se trata de integrar la fotovoltaica en edificios, es aconsejable disponer de un gráfico como el de la Figura 1, por las siguientes razones:

**a.** Sirve para estimar el potencial fotovoltaico de una ciudad o un país, debido a que permite determinar de forma visual las máximas pérdidas posibles en las fachadas y tejados. Un ejemplo de esto fue hecho por Cronemberger et.al. para Brasil en [13].

**b.** Puede ser empleado en la normativa técnica de un país, con el objetivo de limitar las pérdidas de captación de energía solar sobre un generador fotovoltaico integrado en un edificio. Este hecho es muy importante para el sector a nivel mundial, ya que limita la cantidad de módulos empleados, y como consecuencia, tiene un impacto directo a nivel económico y medio ambiental en la apropiación masiva de la tecnología. Este es el caso del CTE en España.

**c.** Cuando se trata de una edificación nueva, se convierte en una herramienta muy útil para el diseño arquitectónico, ya que permite conocer de forma fácil el porcentaje de energía solar aprovechada por cada superficie. Este hecho introduce el concepto de sostenibilidad como criterio de trabajo entre la arquitectura y la ingeniería del proyecto.

**d.** Para Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica, permite calcular de forma sencilla la energía diaria promedio producida por el sistema fotovoltaico, según la ecuación:

$$E_{FV} = \frac{G_{dm}(\beta, \alpha) \cdot P_{pico} \cdot PR}{G_{STC}} \quad (4)$$

Donde  $P_{pico}$  es la potencia pico fotovoltaica instalada,  $PR$  el rendimiento de la instalación,  $G_{STC}$  la irradiancia solar en condiciones estándar de medida, igual a  $1\text{kW/m}^2$ , y  $G_{dm}(\beta, \alpha)$  la irradiancia solar diaria media anual sobre la superficie, calculada mediante la ecuación:

$$G_{dm}(\beta, \alpha) = FI_h(\beta, \alpha) \cdot G_{dm}(0) \quad (5)$$

En la anterior ecuación  $G_{dm}(0)$  es la irradiación solar diaria media anual sobre superficie horizontal, que usualmente es fácil de obtener mediante estaciones meteorológicas o bases de datos obtenidas mediante imágenes de satélite.

### 3.4. Metodología

El siguiente procedimiento para elaborar los gráficos de FI fue el empleado para distintas ciudades de Colombia, y puede ser usado para cualquier otro país.

Se procedió primeramente a calcular la cantidad de radiación media anual que recibe una superficie en función de su inclinación y su azimut. Luego se identificó el punto de la gráfica para el cual la energía incidente es máxima. A éste punto se le otorga un valor de  $FI=1$ , determinando así el resto del gráfico.

#### 3.4.1. Obtención de datos

El primer paso fue disponer de datos de radiación solar global para diferentes ciudades del país de Colombia. La fuente para obtener este tipo de información fue el sitio web especializado en proyectos de energía renovable denominado *RETScreen International* [14], que es financiado por el departamento de Recursos Naturales de Canadá. Esta base de datos cuenta con soporte brindado por 6700 estaciones meteorológicas terrestres y por satélites de la NASA, que cubren toda la superficie del planeta.

#### 3.4.2. Cálculo de la irradiación solar anual sobre superficies inclinadas

Inicialmente sólo se conoce la irradiación solar global sobre superficie horizontal,  $G_{dm}(0)$ , en 12 valores diarios medios mensuales. Tomando éstos como punto de partida, se procedió a descomponer cada valor en radiación difusa  $D_{dm}(0)$  y directa  $B_{dm}(0)$ . Para esto se tomó en cuenta el hecho descrito por Liu y Jordan [15], según el cual la relación entre el índice de claridad  $K_{Tm}$  y la fracción de difusa  $K_{Dm}$  es independiente de la latitud. Como dependencia de estos parámetros se tomó la ecuación propuesta por Page [16], válida para latitudes entre 40°N y 40°S:

$$K_{Dm} = 1 - 1.13K_{Tm} \quad (6)$$

Donde:

$$K_{Dm} = \frac{D_{dm}(0)}{G_{dm}(0)} \quad (7)$$

$$K_{Tm} = \frac{G_{dm}(0)}{Bo_{dm}(0)} \quad (8)$$

Siendo  $Bo_{dm}(0)$  la irradiación solar extraterrestre sobre superficie horizontal, obtenida para el día  $d_n$  del mes en el cual el valor diario, iguala al promedio diario mensual. La ecuación para calcularla es [17]:

$$Bo_{dm}(0) = \frac{24}{\pi} B_0 \varepsilon_0 (\omega_s \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \sin \omega_s) \quad (9)$$

Donde:

$$B_0 = 1367 \frac{W}{m^2} \quad (10)$$

$$\varepsilon_0 = 1 + 0.033 \cos\left(\frac{2\pi d_n}{365}\right) \quad (11)$$

$$\begin{aligned} \delta = & 0.006918 - 0.399912 \cos \Gamma + 0.070257 \sin \Gamma \\ & - 0.006758 \cos(2\Gamma) + 0.000907 \sin(2\Gamma) \\ & - 0.002697 \cos(3\Gamma) + 0.00148 \sin(3\Gamma) \end{aligned} \quad (12)$$

$$\Gamma = 2\pi \left(\frac{d_n - 1}{365}\right) \quad (13)$$

$$\omega_s = \arccos(-\tan \phi \tan \delta) \quad (14)$$

Siendo  $B_0$  la constante solar,  $\varepsilon_0$  el factor de corrección de la excentricidad de la órbita de la tierra,  $\delta$  el ángulo de declinación solar según Spencer [18],  $\Gamma$  el ángulo diario,  $\phi$  la latitud del lugar, y  $\omega_s$  el ángulo de salida del sol; todos los ángulos medidos en radianes.

Para la componente de radiación directa se empleó:

$$B_{dm}(0) = G_{dm}(0) - D_{dm}(0) \quad (15)$$

Una vez obtenidas las componentes diarias de la radiación global,  $D_{dm}(0)$  y  $B_{dm}(0)$ , se calcularon sus respectivos valores horarios,  $D_h(0)$  y  $B_h(0)$ . Esto se hizo usando las expresiones propuestas por Collares – Pereira y Rabl [19]:

$$D_h(0) = r_d D_{dm}(0) \quad (16)$$

$$G_h(0) = r_g G_{dm}(0) \quad (17)$$

$$B_h(0) = G_h(0) - D_h(0) \quad (18)$$

Donde:

$$r_d = \frac{\pi}{24} \left( \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \right) \quad (19)$$

$$r_g = r_d (a + b \cos \omega) \quad (20)$$

$$a = 0.409 + 0.5016 \sin(\omega_s - 1.047) \quad (21)$$

$$b = 0.6609 + 0.4767 \sin(\omega_s - 1.047) \quad (22)$$

El paso siguiente fue calcular la irradiación global horaria sobre la superficie del generador  $G_h(\beta, \alpha)$ . Para esto se tomó *el modelo de las tres componentes*, que ha demostrado bastante exactitud [11], y establece que la radiación incidente está formada de radiación directa  $B_h(\beta, \alpha)$ , difusa  $D_h(\beta, \alpha)$ , y reflejada  $R_h(\beta, \alpha)$ ; así:

$$G_h(\beta, \alpha) = B_h(\beta, \alpha) + D_h(\beta, \alpha) + R_h(\beta, \alpha) \quad (23)$$

Para calcular la radiación directa se aplicó:

$$B_h(\beta, \alpha) = \left( \frac{B_h(0)}{\cos \theta_{zs}} \right) \cdot \max(0, \cos \theta_s) \quad (24)$$

Siendo  $\theta_s$  el ángulo de incidencia entre los rayos solares y la normal al plano considerado, y  $\theta_{zs}$  el ángulo zenital solar, dados por:

$$\begin{aligned} \cos \theta_s = & (\sin \phi \cos \beta - \text{sign}(\phi) \cos \phi \sin \beta \cos \alpha) \sin \delta \\ & + (\cos \phi \cos \beta + \text{sign}(\phi) \sin \phi \sin \beta \cos \alpha) \cos \delta \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \alpha \sin \omega \end{aligned} \quad (25)$$

$$\cos \theta_{zs} = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad (26)$$

En las dos ecuaciones anteriores  $\omega$  es el ángulo horario, y se expresa en términos del tiempo en horas,  $t_h$ :

$$\omega = \frac{(12 - t_h)}{12} \pi \quad (27)$$

Para calcular la componente difusa sobre la superficie inclinada, en la literatura hay más de 20 modelos. Se seleccionó el modelo isotrópico de Hay – Davies [20], debido a que en varios estudios comparativos se destaca por su alta precisión y simplicidad [21][22][23][24]. En éste se considera la radiación difusa compuesta por dos partes; una componente circunsolar  $D^c(\beta, \alpha)$  que viene directamente del sol, y otra componente isotrópica  $D^i(\beta, \alpha)$  proveniente de toda la semiesfera celeste:

$$D_h(\beta, \alpha) = D_h^c(\beta, \alpha) + D_h^i(\beta, \alpha) \quad (28)$$

Donde:

$$D_h^c(\beta, \alpha) = \frac{D_h(0) \kappa_1}{\cos \theta_{zs}} \cdot \max(0, \cos \theta_s) \quad (29)$$

$$D_h^i(\beta, \alpha) = D_h(0) (1 - \kappa_1) \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (30)$$

Ambas componentes tienen un peso estadístico de acuerdo al índice de anisotropía  $k_1$  definido como:

$$\kappa_1 = \frac{B_h(0)}{B_0 \varepsilon_0 \cos \theta_{zs}} \quad (31)$$

Para calcular la componente reflejada, o albedo, se asumió que el suelo es horizontal de extensión infinita, y que refleja la luz de forma isotrópica:

$$R_h(\beta, \alpha) = \rho G_h(0) \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (32)$$

Donde  $\rho$  es la reflectividad del suelo, tomada de forma general como  $\rho=0.2$ .

Finalmente, se sumaron las componentes horarias de irradiación global horaria, con el fin de obtener la diaria media mensual sobre superficie inclinada:

$$G_{dm}(\beta, \alpha) = \sum_{h=1}^{24} G_h(\beta, \alpha) \quad (33)$$

El valor diario medio anual  $G_{da}(\beta, \alpha)$  es aproximadamente igual al promedio de los valores diarios medios mensuales.

### 3.4.3. Determinación de la inclinación óptima

El procedimiento anterior se repitió aumentando el ángulo de inclinación  $\beta$  desde  $0^\circ$  hasta  $90^\circ$ , tomando como incremento  $\Delta\beta=1^\circ$ . El azimut se mantuvo igual a  $0^\circ$  para latitudes positivas, lo que significa que el generador está orientado hacia el sur. Al contrario, para latitudes negativas se fijó como  $180^\circ$ . De esta forma el ángulo de inclinación óptima  $\beta_{opt}$  quedó determinado por la superficie que capta la máxima irradiación anual:

$$G_{da}(\beta_{opt}) = \begin{cases} \max[G_{da}(\beta, 0)] & \phi \geq 0 \\ \max[G_{da}(\beta, \pi)] & \phi \leq 0 \end{cases} \quad (34)$$

Este cálculo se hizo para 20 ciudades de Colombia ubicadas entre latitudes de  $-4^\circ\text{S}$  y  $12^\circ\text{N}$ .

### 3.4.4. Elaboración del gráfico del factor de irradiación

Una vez obtenida la irradiación máxima anual para una determinada ciudad, se procedió a repetir el procedimiento del punto 4.2 de forma cíclica, de tal forma que se obtuvo el valor de  $G_{da}(\beta, \alpha)$  para cada par de coordenadas  $(\beta, \alpha)$ . Para obtener un gráfico de alta confiabilidad se hizo el barrido de puntos sugerido por Caamaño [13],

en el cual la inclinación  $\beta$  se varía entre  $0^\circ$  y  $90^\circ$ , tomando  $\Delta\beta=5^\circ$ ; y la orientación  $\alpha$  entre  $-180^\circ$  y  $180^\circ$ , tomando  $\Delta\alpha=5^\circ$ . De esta forma se logró cubrir todas las configuraciones posibles.

Finalmente se dividió la irradiación obtenida en cada punto entre la máxima, para obtener  $FI(\beta,\alpha)$  según la definición de la ecuación (2).

Aunque se obtuvo los datos de FI para las 20 ciudades mencionadas, en este artículo solo se muestran los gráficos para 8 de éstas, las cuales servirán como referencia para hacer cálculos de regiones de latitudes similares. Estas ciudades se muestran en la figura 2.



Fig. 2. Ubicación de las 8 ciudades para las cuales se grafica el factor de irradiación. Imagen utilizada con permiso del IGAC [25].

### 3.5. Resultados y discusión

#### 3.5.1. Inclinación óptima para cada ciudad

Los resultados de  $\beta_{opt}$ , junto a la irradiación máxima anual se consignaron en la tabla 1, donde se puede ver que para las 20 ciudades se encontró que el ángulo de inclinación óptima es aproximadamente igual a la latitud del lugar. En 5 de ellas es ligeramente inferior con una diferencia máxima de  $2.1^\circ$ , en 6 es prácticamente igual con menos de  $1^\circ$  de diferencia, y en las otras 9 es ligeramente mayor con una diferencia máxima de  $2.5^\circ$ .

**Tabla 1.** Angulos de inclinación óptima e irradiación máxima anual para cada ciudad.

Ciudad	Latitud $\phi$ ( $^\circ$ )	$\beta_{opt}$ ( $^\circ$ )	$G_a(\beta_{opt})$ (kWh/m <sup>2</sup> año)
Leticia	-4.2	4	1656
Puerto Asís	0.5	2	1358
Pasto	1.2	0	1488
Tumaco	1.8	0	1689
Neiva	3	3	1595
Cali	3.6	2	1495
Villavicencio	4.2	6	1564
Bogotá	4.7	4	1743
Manizales	5.1	3	1630
Medellín	6.2	5	1643
Barrancabermeja	7	8	1873
Cúcuta	7.9	8	1746
Montería	8.8	10	1744
Sincelejo	9.3	12	1951
Cartagena	10.5	13	2108
Valledupar	10.5	12	1930
Barranquilla	10.9	13	1942
Santa Marta	11.3	13	2303
Maicao	11.4	12	2154
San Andrés	12.6	14	2078

Respecto a la máxima irradiación solar, es importante aclarar que los resultados tienen un error de aproximadamente 1%, debido a la discretización de los datos.

En la figura 3 se observa un poco mejor la interdependencia entre la inclinación óptima y la latitud. La línea roja muestra la relación ideal que establece que el ángulo óptimo es igual a la latitud. Se puede apreciar que para latitudes por encima de  $7^\circ N$   $\beta_{opt}$  muestra la tendencia a ser superior a la latitud.

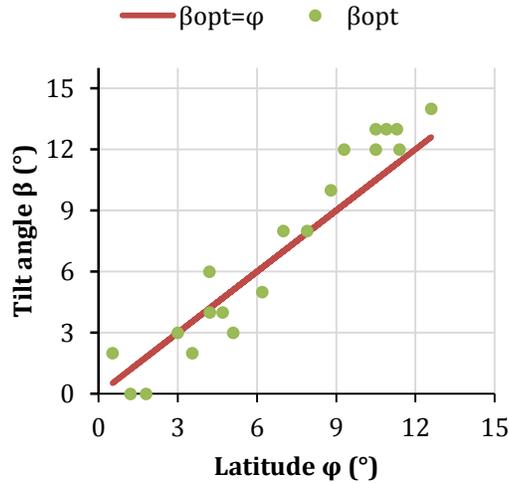


Fig. 3. Angulo de inclinación  $\beta_{opt}$  versus latitud  $\phi$ .

Los puntos de la anterior figura establecen una relación lineal del tipo:

$$\beta_{opt} = 1.235|\phi| - 1.148 \quad (35)$$

La anterior ecuación presenta muy buen ajuste con un coeficiente de determinación de  $R^2=0.940$ , y se puede emplear para calcular el ángulo de inclinación óptima para el país. Una expresión un poco más exacta, con  $R^2=0.960$ , es el polinomio de grado 5:

$$\begin{aligned} \beta_{opt} = & -0.0004|\phi|^5 + 0.015|\phi|^4 - 0.1939|\phi|^3 \\ & + 1.2171|\phi|^2 - 2.3542|\phi| + 2.208 \end{aligned} \quad (36)$$

Tanto la tabla 1 como la figura 3 se obtuvieron teniendo en cuenta los datos de radiación calculados con imágenes de satélite de la NASA disponibles en *RETScreen International*, ya que éste sólo contaba con datos provenientes de estaciones meteorológicas para 7 de las 20 ciudades seleccionadas. Estas se nombran en la tabla 2.

Tabla 2. Ubicación de las estaciones meteorológicas.

Ciudad	Ubicación de la estación meteorológica
Cali	Aeropuerto Internacional Alfonso Bonilla Aragón
Medellín	Aeropuerto Olaya Herrera
Neiva	La Vorágine
Bogotá	Aeropuerto Internacional El Dorado
Cúcuta	San Antonio Táchira
Barrancabermeja	Barrancabermeja
Tumaco	Aeropuerto La Florida

Debido a lo anterior, con ánimo de conocer el grado de variación de los resultados en función del origen de los datos, se elaboró la figura 4. En ella se puede apreciar que la diferencia máxima entre los ángulos obtenidos fue de 4°, siendo las inclinaciones obtenidas mediante mediciones en el suelo menores que las satelitales, con excepción de Bogotá, que presenta un  $\beta_{opt}=8^\circ$ . Este comportamiento no afecta significativamente el resultado final del gráfico del factor de irradiación, ya que el error máximo cometido fue del 5% sólo para altas inclinaciones, orientadas hacia el sur.

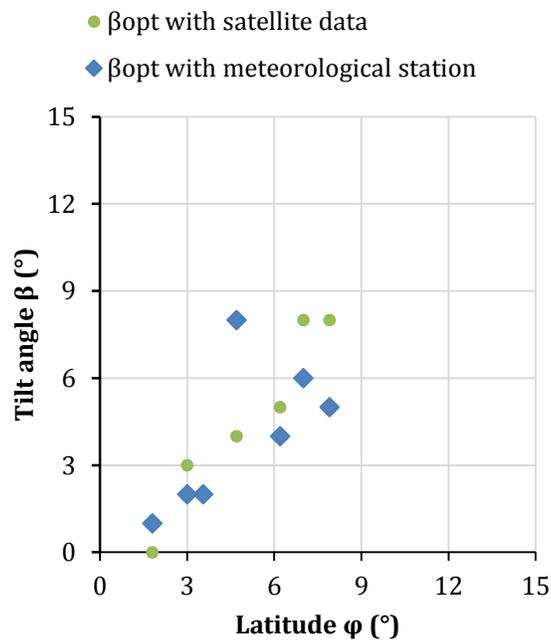
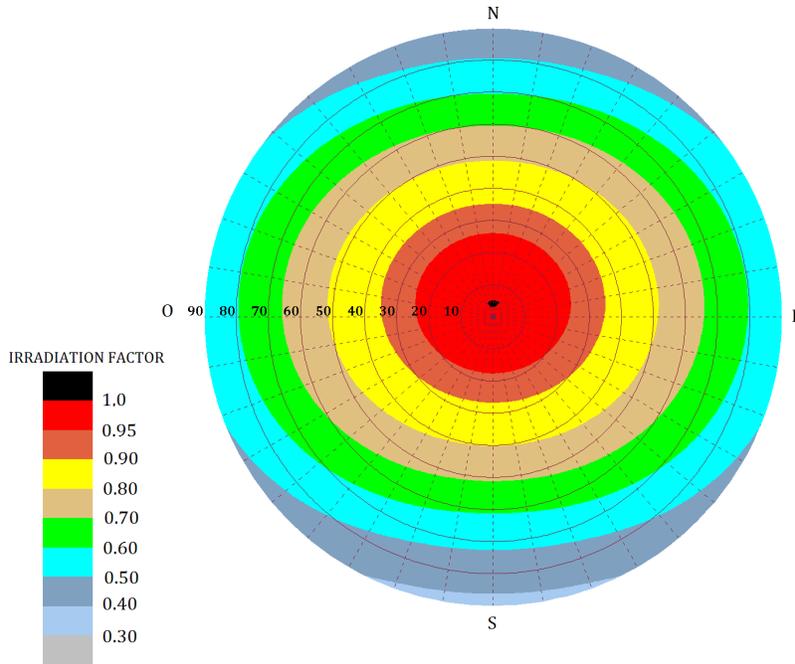


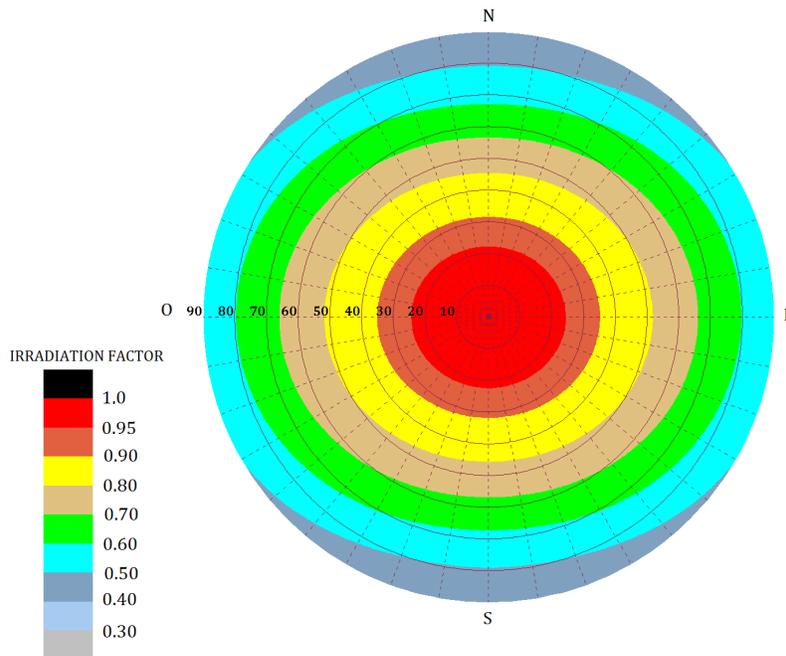
Fig. 4. Comparación de los ángulos de inclinación obtenidos según el origen de los datos de irradiación solar.

### 3.5.2. Gráficos del factor de irradiación y ciudades de referencia

Se graficó FI para las ciudades Leticia (Fig. 5), Pasto (Fig. 6), Cali (Fig. 7), Bogotá (Fig. 8), Medellín (Fig. 9), Cúcuta (Fig. 10), Barranquilla (Fig. 11) y San Andrés (Fig. 12).



**Fig. 5.** Gráfico de FI para Leticia ( $\phi = -4.2^\circ$ )



**Fig. 6.** Gráfico de FI Pasto ( $\phi = 1.2^\circ$ )

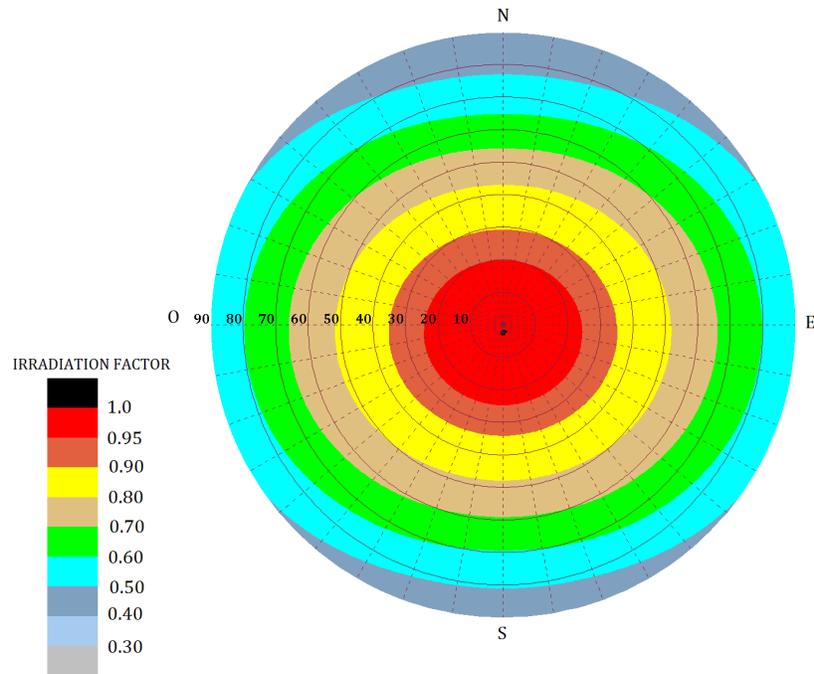


Fig. 7. Gráfico de FI para Cali ( $\phi = 3.6^\circ$ )

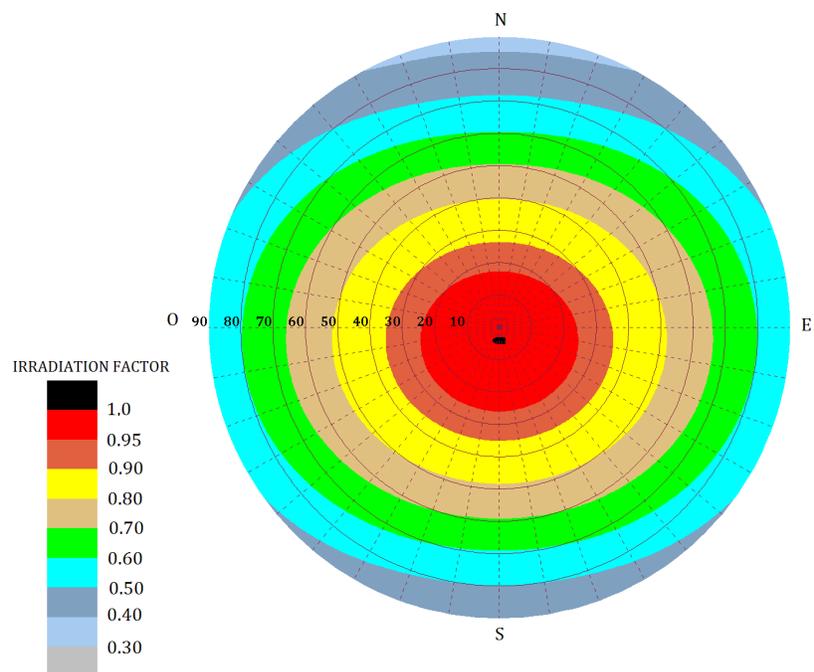
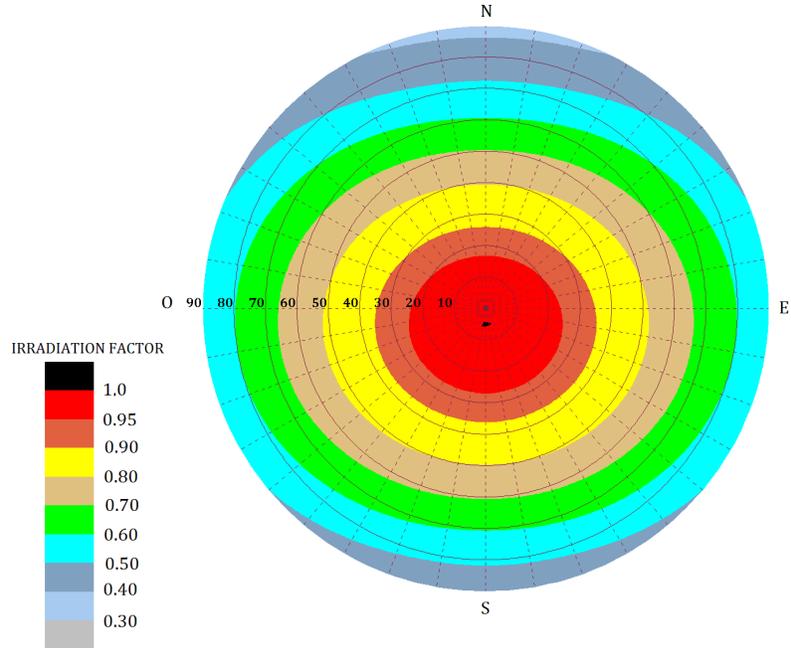
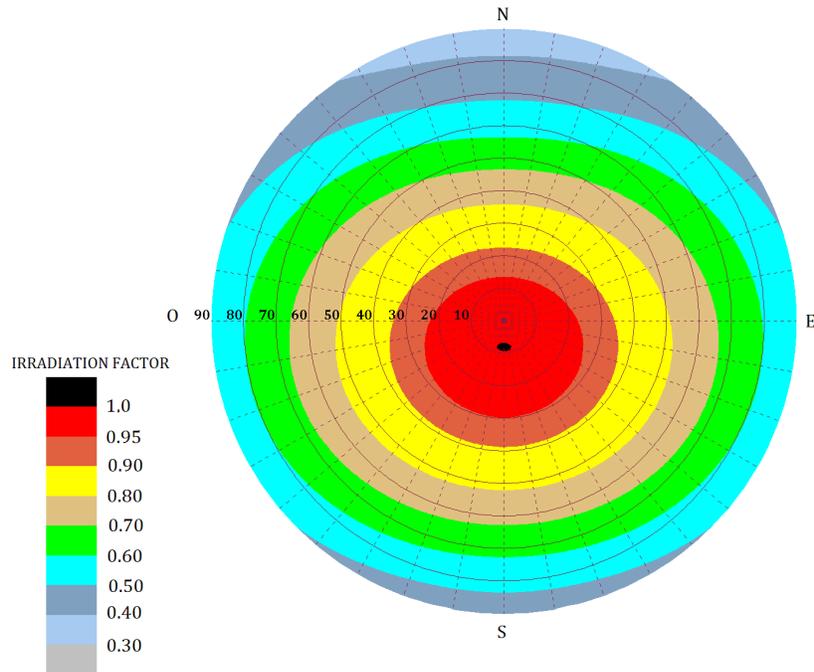


Fig. 8. Gráfico de FI Bogotá ( $\phi = 4.7^\circ$ )



**Fig. 9.** Gráfico de FI para Medellín ( $\phi = 6.2^\circ$ )



**Fig. 10.** Gráfico de FI Cúcuta ( $\phi = 7.9^\circ$ )

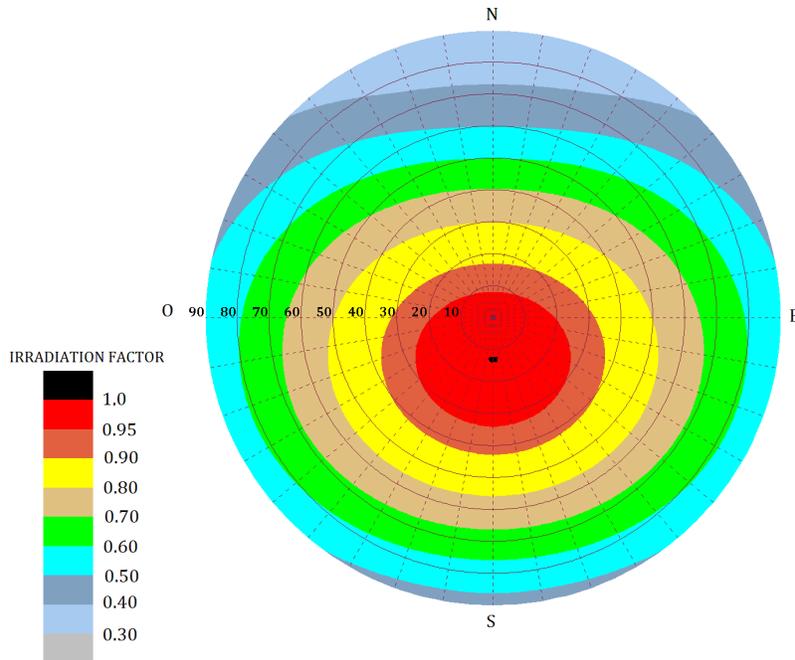


Fig. 11. Gráfico de FI para Barranquilla ( $\phi = 10.9$ )

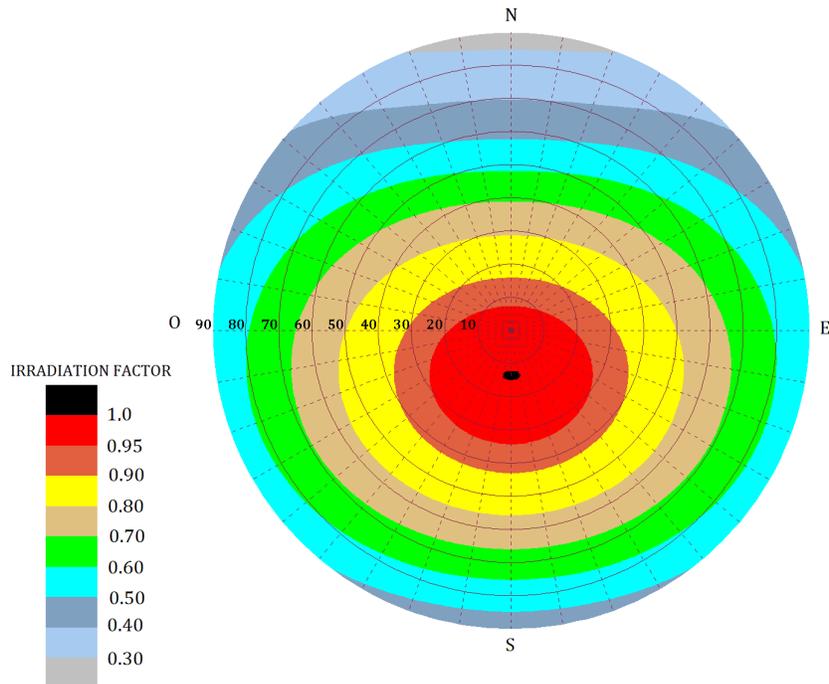


Fig. 12. Gráfico de FI San Andrés ( $\phi = 12.6^\circ$ )

Se puede apreciar que el gráfico del FI para Pasto es muy similar al de Cali, excepto para orientaciones del generador completamente hacia el sur o hacia el norte, donde el error cometido podría ser máximo del 3%. Por esto se propone usar el de Pasto para latitudes comprendidas entre 0 y 4°N.

Haciendo un análisis similar al anterior para las 20 ciudades, se sugiere usar como gráficos de referencia del factor irradiación los listados en la tabla 3. El error cometido al adoptar este criterio es máximo del 4%, razón por la cual serían convenientes a emplear para una futura normativa sobre pérdidas en BIPV en Colombia.

Tabla 3. Propuesta de gráficos del factor de irradiación a ser tomados como referencia para Colombia.

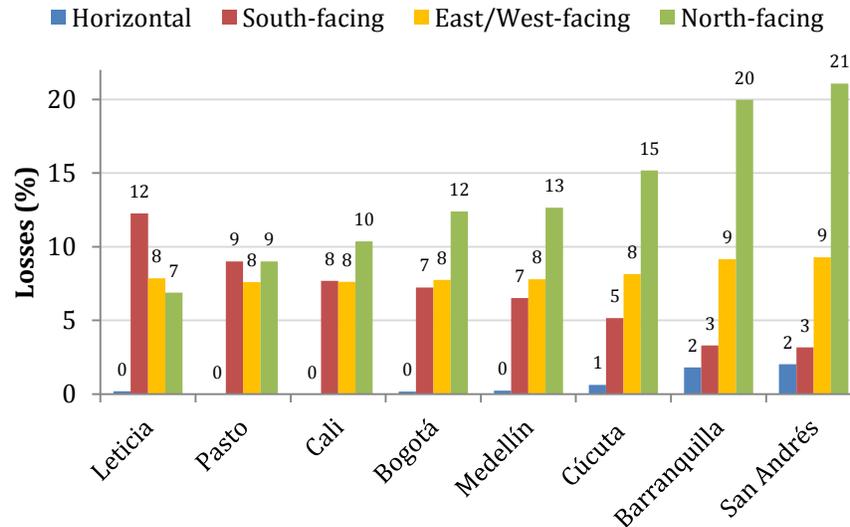
Ciudad referencia	Rango de latitudes $\phi$ (°)
Leticia	$-4.2 \leq \phi < 0$
Pasto	$0 \leq \phi < 4$
Bogotá	$4 \leq \phi < 7$
Cúcuta	$7 \leq \phi < 9$
Barranquilla	$9 \leq \phi < 12.9$

### 3.5.3. Análisis del Potencial para BIPV en Colombia

Con los gráficos del FI se analizó el potencial fotovoltaico en techos y fachadas para las ciudades referencia de Colombia.

#### 3.5.3.1. Pérdidas de radiación en cubiertas

En la figura 13 se muestran las pérdidas de radiación en los techos, tanto horizontales como inclinados 30°, y orientados en las 4 direcciones cardinales. En cubiertas completamente horizontales las pérdidas se pueden despreciar para latitudes menores a 8°N, siendo máximas para San Andrés con 2%. Esto es coherente con el hecho de que Colombia es un país ecuatorial. Para techos orientados hacia el norte, las pérdidas están comprendidas entre 7% y 21%, correspondientes Leticia y San Andrés. Cuando se orientan al sur, tienen valores comprendidos entre 12% y 3% para las mismas ciudades, respectivamente. Cuando se orientan hacia este o hacia el oeste, las perdidas no varían significativamente, al encontrarse entre 8% y 9%.



**Fig. 13.** Pérdidas máximas para varios tipos de techos: Horizontales, e inclinados 30° y orientados en las cuatro direcciones cardinales.

En caso de que Colombia estipule una norma en BIPV similar a la Española (CTE), donde se limitan las pérdidas por orientación e inclinación al 40% [5], sería necesario analizar el gráfico del factor de irradiación por cada ciudad. Por ejemplo, en Bogotá (Fig. 8), todas las orientaciones son válidas si se inclina la cubierta hasta 60°.

### 3.5.3.2. Pérdidas de radiación en fachadas

De forma similar, en la figura 14 se muestran las pérdidas de radiación en las fachadas. Es importante notar que las mínimas fueron del 48% para orientaciones Este-Oeste, en ciudades cercanas al Ecuador. Este hecho era de esperarse, ya que el porcentaje de irradiación sobre superficies verticales en un país ecuatorial es mínimo. Esto indicaría que en una futura normativa se deberían permitir mayores pérdidas por este concepto, respecto al caso español. Lo anterior se podría justificar en el hecho de que Colombia recibe mayor cantidad de irradiación solar anual.

Para fachadas orientadas hacia el norte, las pérdidas están comprendidas entre 57% y 73%, correspondientes Leticia y San Andrés. Cuando se orientan al sur, tienen valores comprendidos entre 63% y 54% para Leticia y Barranquilla, respectivamente. Cuando se orientan hacia este o hacia el oeste, las pérdidas no varían, al ser iguales a 48%.

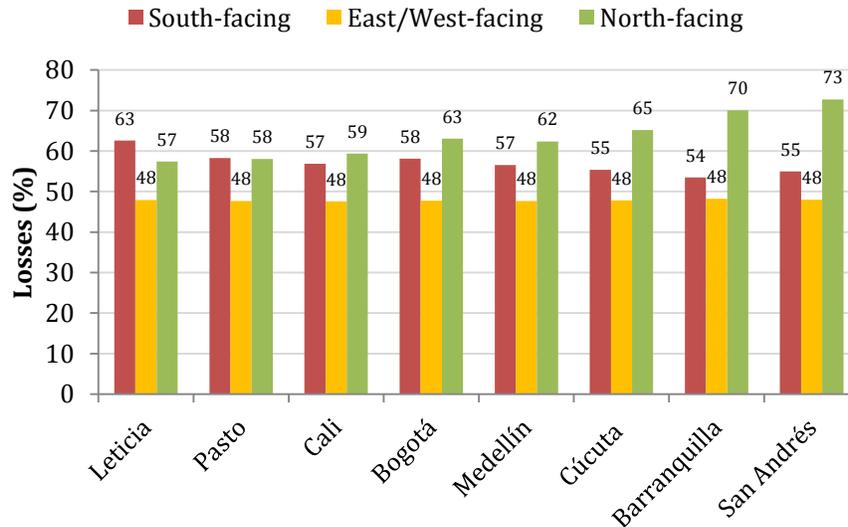


Fig. 14. Pérdidas máximas en fachadas.

### 3.6. Conclusiones

Con la metodología empleada se mostró que para Colombia el ángulo óptimo de inclinación de los módulos es un poco mayor que la latitud, para ciudades ubicadas por encima de 7°N. Esto indica que se cumple de forma aproximada  $\beta_{opt}=\varphi$ , con una diferencia menor a 3°. Sin embargo, se formuló una ecuación que puede ser empleada para calcular  $\beta_{opt}$  en el país, la cual presenta muy buen ajuste con un coeficiente de determinación de  $R^2=0.94$ .

La cantidad de radiación solar anual recibida en todos los techos de las edificaciones fue mayor al 79% con respecto a la óptima, para inclinaciones entre 0° y 30°. Para superficies horizontales las pérdidas son prácticamente despreciables, aunque es necesario dar algo de inclinación para permitir una adecuada limpieza de los módulos. Estos resultados implican un excelente potencial fotovoltaico para BIPV en las cubiertas, facilitando así la superposición arquitectónica masiva de módulos fotovoltaicos.

En el caso de las fachadas verticales las pérdidas fueron mínimo del 48%, correspondientes a orientaciones Este-Oeste, en ciudades cercanas al Ecuador. Esto indicaría que en una futura normativa se deberían permitir mayores pérdidas por este concepto, respecto al CTE de España.

Se hizo un análisis de los gráficos del factor de irradiación obtenidos para 20 ciudades de Colombia, resultando factible adoptar como ciudades de referencia a Leticia, Pasto, Bogotá, Cúcuta, y Barranquilla. Según esto el máximo error cometido sería como máximo 4% para orientaciones hacia el norte.

El hecho de que los datos origen provengan de estaciones meteorológicas o de imágenes satelitales, fue despreciable al construir el gráfico del FI. Sin embargo, para efectos de cálculo de la energía fotovoltaica producida mediante la ecuación (5), sería necesario tomar en cuenta la irradiación global sobre superficie horizontal del lugar en cuestión.

### **3.7. Agradecimientos**

Este trabajo fue realizado gracias al apoyo recibido a través de una beca otorgada por la Universidad Internacional de Andalucía, para estudios del Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica. También a la Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad Católica de Manizales, por otorgar diversos recursos para hacer posible esta publicación.

### **3.8. Referencias**

- [1] Senado de la República de Colombia. Ley 855 de 2003. Definición de Zonas No Interconectadas al SIN. 2003.
- [2] Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas del País, IPSE. Ecovativos, séptima edición. 2012.
- [3] EPIA. Unlocking the Sunbelt Potential of Photovoltaics. Brussels: European Photovoltaic Industry Association; 2010.
- [4] Hernandez JA, Velasco D, Trujillo CL. Analysis of the effect of the implementation of photovoltaic systems like option of distributed generation in Colombia. Renew Sustain Energy Rev 2011;15:2290–8.
- [5] Gobierno de España. Código Técnico de la Edificación – HE5 Ahorro de Energía – Contribución Fotovoltaica Mínima de Energía Eléctrica 2009.
- [6] Thomas R. Photovoltaics and Architecture. London: Taylor & Francis; 2012.
- [7] Sonnenenergie DG für. Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers. London: Earthscan; 2008.
- [8] Roberts S, Guariento N. Building Integrated Photovoltaics: A Handbook. Switzerland: Springer; 2009.
- [9] Prasad DK, Snow DM. Designing with Solar Power: A Source Book for Building Integrated Photovoltaics (BiPV). Australia: Images Publishing; 2005.
- [10] Kiss PE, Gregory J. Building-Integrated Photovoltaic Designs for Commercial and Institutional Structures: A Sourcebook for Architects. DIANE Publishing; n.d.

- [11] Haberlin H. Photovoltaics: System Design and Practice. United Kingdom: John Wiley & Sons; 2012.
- [12] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía de España. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica) 2009.
- [13] Cronemberger J, Caamaño-Martín E, Sánchez SV. Assessing the solar irradiation potential for solar photovoltaic applications in buildings at low latitudes – Making the case for Brazil. Energy Build 2012;55:264–72.
- [14] Government of Canada NRC. RETScreen International. [Http://www.etscreen.net/](http://www.etscreen.net/) 2013.
- [15] Liu BYH, Jordan RC. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. Sol Energy 1960;4:1–19.
- [16] Page J. The estimation of monthly ea values of daily total short wave radiation on vertical and inclined surfaces from sunshine records for latitudes 40°N–40°S. Proc UN Conf New Sources Energy 1961;4:378–90.
- [17] Luque A, Hegedus S. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. 2nd ed. United Kingdom: Wiley; 2011.
- [18] Spencer JW. Fourier series representation of the position of the sun. Search 1971;2(5):172.
- [19] Collares-Pereira M, Rabl A. The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. Sol Energy 1979;22:155–64.
- [20] Hay JE. Study of Shortwave Radiation on Non-horizontal Surfaces. Atmospheric Environ Serv 1979;Report No 79-12.
- [21] Denegri MJ, Raichijk C, Gallegos HG. Evaluación de diferentes modelos utilizados para la estimación de la radiación fotosintéticamente activa en planos inclinados. Av En Energías Renov Medio Ambiente 2012;16:9–15.
- [22] Noorian AM, Moradi I, Kamali GA. Evaluation of 12 models to estimate hourly diffuse irradiation on inclined surfaces. Renew Energy 2008;33:1406–12.
- [23] Díez-Mediavilla M, de Miguel A, Bilbao J. Measurement and comparison of diffuse solar irradiance models on inclined surfaces in Valladolid (Spain). Energy Convers Manag 2005;46:2075–92.
- [24] Souza AP de, Escobedo JF. Estimates of hourly diffuse radiation on tilted surfaces in Southeast of Brazil. Int J Renew Energy Res IJRER 2013;3:207–21.
- [25] INSTITUTO GEOGRÁFICO AGUSTÍN CODAZZI - IGAC. [Http://www.igac.gov.co/igac](http://www.igac.gov.co/igac) 2013.

## CAPÍTULO 4.

### Metodología para determinar las pérdidas máximas permitidas por sombreado y orientación en sistemas fotovoltaicos en edificios. Análisis para el país de Colombia.

#### RESUMEN

Los sistemas fotovoltaicos se están implementando de forma masiva en las construcciones, con miras a disminuir el calentamiento global de forma sostenible, además de suplir la demanda energética. En este proceso se han instalado miles de generadores de electricidad a lo largo del planeta. Sin embargo, muy pocos países tienen regulaciones técnicas que permitan optimizar el rendimiento y la eficiencia energética en la integración fotovoltaica en edificios (BIPV). En este trabajo se propone una metodología para establecer normas técnicas con el objetivo de limitar las pérdidas por sombreado y orientación de las superficies constructivas, tomando como referencia al país de España. También se realiza el caso de estudio para Colombia, haciendo un análisis comparativo para diferentes ciudades. Finalmente, se proponen 5 ciudades de referencia y se muestran sus respectivos diagramas de trayectoria solar junto con las tablas de referencia para calcular las pérdidas por sombreado.

**Palabras clave:** Fotovoltaica integrada en edificios (BIPV), orientación, inclinación, factor de sombra.

#### 4.1. Introducción

La energía solar fotovoltaica es una excelente opción para cubrir las demandas energéticas de la población mundial, mediante la generación de electricidad de forma distribuida [1]. En esta, se distinguen dos sectores de gran importancia y desarrollo: La fotovoltaica integrada a edificios (BIPV) y la fotovoltaica aplicada a edificios (BAPV). En la primera, varios elementos constructivos como cubiertas, fachadas, ventanas, entre otros, son reemplazados por módulos fotovoltaicos; mientras que la segunda toma lugar una vez el edificio ya ha sido construido.

Tanto la BIPV como la BAPV, constituyen la forma más elegante para generar fracciones considerables de electricidad urbana, sin la necesidad de dedicar áreas exclusivas a instalaciones de plantas fotovoltaicas [2]. Además, su aplicación en el diseño urbano es de vital importancia para cumplir la meta de los países miembros de la Unión Europea para el año 2020 [3]. En esta, se debe asegurar que todas las nuevas construcciones sean “Edificios de Energía Cero” (ZEB) [4].

Una de las principales metas en el campo de la BIPV es alcanzar soluciones óptimas a nivel estético, económico y técnico. Además, otros factores clave para su desarrollo e implementación masiva, son la reducción de los costos de producción, la disminución del impacto ambiental, y aumentar la eficiencia final del sistema [5]. En lo que concierne a este último aspecto, el diseño del sistema juega un papel vital, con el fin de reducir las posibles pérdidas que se pueden ser: por temperatura, angulares y espectrales, por baja irradiancia (orientación y sombreado), por suciedad y polvo, por Calentamiento óhmico, por desacoplo de módulos (Mismatch) y por diferentes tolerancias de fabricación.

Para incrementar el rendimiento energético, resulta necesario maximizar la cantidad de radiación solar que incide sobre el generador. Sin embargo, la mayoría de veces lo anterior no es posible, debido a factores de arquitectura e ingeniería que intervienen en la construcción. Por ejemplo, en países cerca al ecuador terrestre, las cubiertas de las casas reciben mayor cantidad de irradiación por cada metro cuadrado de superficie, que las fachadas. Por otra parte, el reemplazar un material de construcción de una pared por un generador fotovoltaico, puede resultar económicamente factible. Estos hechos hacen necesario plantear la siguiente cuestión: ¿Hasta qué punto es recomendable implementar la fotovoltaica en cualquier superficie del edificio?

En el año 2009 España se convirtió en uno de los países pioneros en responder a la anterior pregunta, cuando publicó el denominado *Código Técnico de la Edificación* (CTE) [6]. En este documento, se ponen límites a las pérdidas ocasionadas por sombreado y orientación del generador fotovoltaico. Esta normativa ha contribuido con mucho éxito a masificar la integración arquitectónica de la fotovoltaica en esa nación. Sin embargo, muy pocos países tienen regulaciones técnicas que permitan optimizar el rendimiento y la eficiencia energética en la BIPV.

Respecto a esto, cabe destacar que a nivel mundial es necesario unificar criterios que permitan el desarrollo de proyectos en conjunto, la transferencia tecnológica de materiales e insumos, adecuar técnicamente los sistemas a cada región, y reducir el impacto ambiental de los residuos.

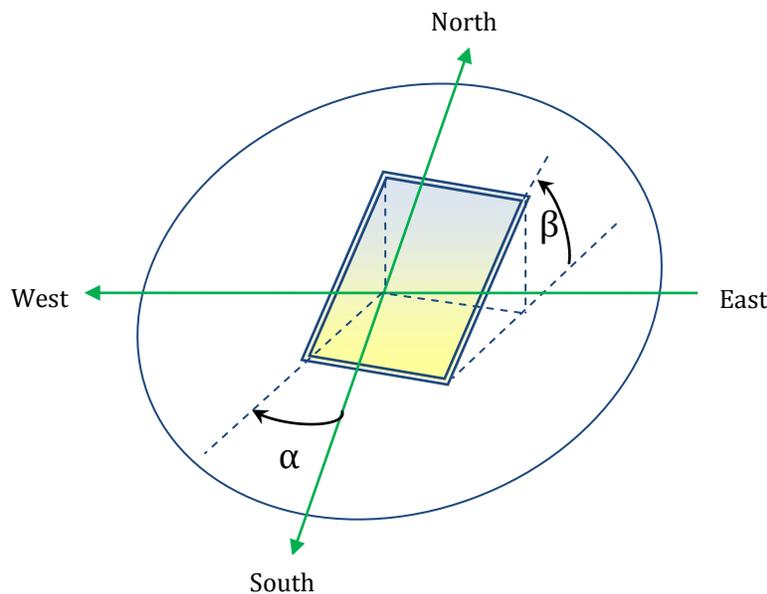
En el caso de Colombia, se estima que el mercado fotovoltaico vende aproximadamente 300 KWp al año, principalmente a sistemas aislados de la red [7]. Si esta cifra se extrapola a los 30 años que lleva el sector en el país, la potencia instalada total sería del orden de 9MWp [8]. Esta cifra es muy baja, si se tiene en cuenta los altos niveles de radiación solar disponibles. Actualmente el gobierno nacional se encuentra promoviendo las energías renovables pero, desafortunadamente, aún no hay una normativa técnica que permita regular el desarrollo en el sector.

En este trabajo se propone una metodología para establecer normas técnicas que limiten las pérdidas por sombreado y orientación de los sistemas fotovoltaicos en las superficies constructivas, tomando como referencia al país de España.

## 4.2. Pérdidas por orientación, inclinación y sombras en sistemas fotovoltaicos.

### 4.2.1. Pérdidas por orientación e inclinación

Cualquier superficie plana, ubicada en el hemisferio norte de la tierra, está completamente caracterizada por su ángulo de inclinación  $\beta$  por encima del suelo, y por el ángulo de azimut u orientación  $\alpha$  con respecto al sur. En la figura 1 se muestra que el azimuth es positivo hacia el oeste, y puede ser como máximo igual a  $180^\circ$ , correspondiente a la dirección norte.



**Fig. 1.** Representación del ángulo de azimuth y orientación de una superficie.

La cantidad de irradiación solar anual  $G_a(\beta, \alpha)$  que recibe el sistema está determinada para cada superficie, es decir, para cada par de valores  $(\beta, \alpha)$ . En latitudes norte, esta cantidad de energía es máxima cuando el módulo fotovoltaico se orienta hacia el sur ( $\alpha=0$ ), y se inclina un ángulo  $\beta=\beta_{opt}$ . Para cualquier latitud  $\phi$ , éste ángulo se puede definir como:

$$G_a(\beta_{opt}) = \begin{cases} \max[G_a(\beta, 0)] & \text{if } \phi \geq 0 \\ or \\ \max[G_a(\beta, \pi)] & \text{if } \phi \leq 0 \end{cases} \quad (37)$$

Así, el porcentaje de pérdidas anuales por inclinación y orientación se puede calcular mediante la expresión:

$$L_{\beta,\alpha} = 100 \left( 1 - \frac{G_a(\beta, \alpha)}{G_a(\beta_{opt})} \right) \quad (38)$$

Algunos autores [9][10] relacionan estas pérdidas con un concepto de gran utilidad, denominado *factor de irradiación*, FI. El documento denominado *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red* de España [11], lo define como la fracción de radiación anual incidente para un generador de orientación  $\alpha$  e inclinación  $\beta$ , respecto a la recibida para una orientación e inclinación óptimas  $G_a(\beta_{opt}, 0)$ :

$$G_a(\beta, \alpha) = FI(\beta, \alpha) \cdot G_a(\beta_{opt}, 0) \quad (39)$$

Por lo tanto la ecuación (38) se puede reescribir como:

$$L_{\beta,\alpha} = 100(1 - FI) \quad (40)$$

FI depende de  $\beta$ ,  $\alpha$ , la latitud y la fracción de radiación difusa del lugar [12]. Por lo tanto, dado que las condiciones climáticas locales son características del emplazamiento, las pérdidas por orientación e inclinación no se pueden unificar en lugares diferentes. Para ello se suelen emplear ciudades referencia, con las cuales se puede estimar FI en latitudes similares.

## 2.2. Investigaciones sobre pérdidas por orientación e inclinación

Un ejemplo del uso del FI en un diagrama de tipo polar, es el hecho por Cronember et.al. [13], quien usó este criterio para estimar el potencial fotovoltaico de cubiertas y fachadas en Brasil. Su conclusión fue que, como máximo, una fachada del país podría aprovechar aproximadamente el 60% de la irradiación óptima, equivalente en el mejor de los casos a 1145 kWh/m<sup>2</sup>. Un enfoque con resultados similares, fue propuesto por Brogren et.al. [14], al usar el diagrama en forma rectangular mediante el software PVSYST. En esa investigación se realizó un análisis que permitiera optimizar sistemas fotovoltaicos integrados a edificios en la ciudad de Estocolmo, Suecia.

Respecto a las posibles inclinaciones y formas diversas de los tejados, Hachem et.al [15] realizó un estudio sobre el efecto que tienen esas variables en el potencial fotovoltaico de las casas en Canadá. Una de las conclusiones que obtuvieron fue que la mejor fachada recibe 1178.95 kWh/m<sup>2</sup>, cuando se encuentra orientada hacia el sur.

Los anteriores trabajos sobre el potencial fotovoltaico de diversos lugares, responden a la pregunta: ¿Qué recurso hay disponible? Por otra parte, el estipular normativas al respecto nos permiten responder al otro interrogante: ¿Qué parte de ese recurso podemos aprovechar? Plantear una propuesta para resolver esta cuestión es el principal objetivo del presente trabajo.

#### 4.2.3. Pérdidas por sombreado

A medida que el sol se mueve en la bóveda celeste, es posible saber su posición exacta mediante dos ángulos: la altura solar  $\gamma_s$ , y el Azimuth  $\alpha$ . Estos se muestran en la figura 2. En las primeras horas de la mañana  $\alpha$  es negativo, ya que el sol sale por el oriente. A su vez, la altura solar aumenta, hasta ser máxima al medio día. Después de esta hora el signo de  $\alpha$  es positivo, indicando que el sol se acerca al occidente.

Al graficar  $\gamma_s$  contra  $\alpha$  para todo el año, se obtiene el llamado *diagrama de trayectorias solares*. Cuando a éste se superpone el diagrama de las coordenadas correspondiente a los obstáculos que rodean el panel solar, es posible calcular las pérdidas de captación de luz solar debido al sombreado. Un ejemplo del diagrama mencionado se muestra en la figura 3, perteneciente a la norma española CTE [6]. En amarillo aparece el diagrama de obstáculos en el horizonte.

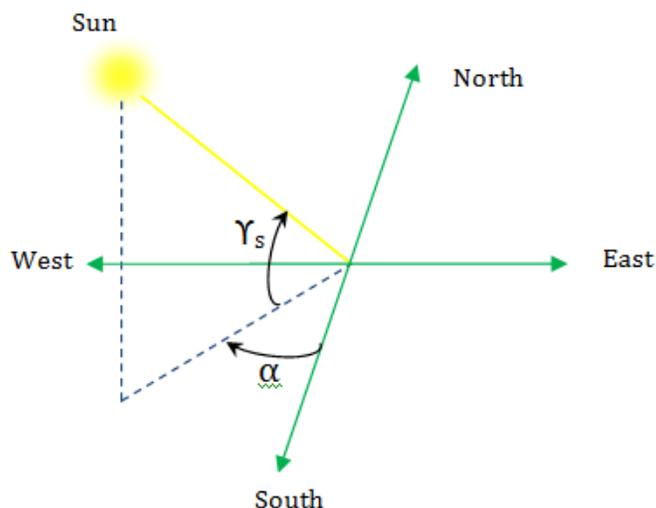
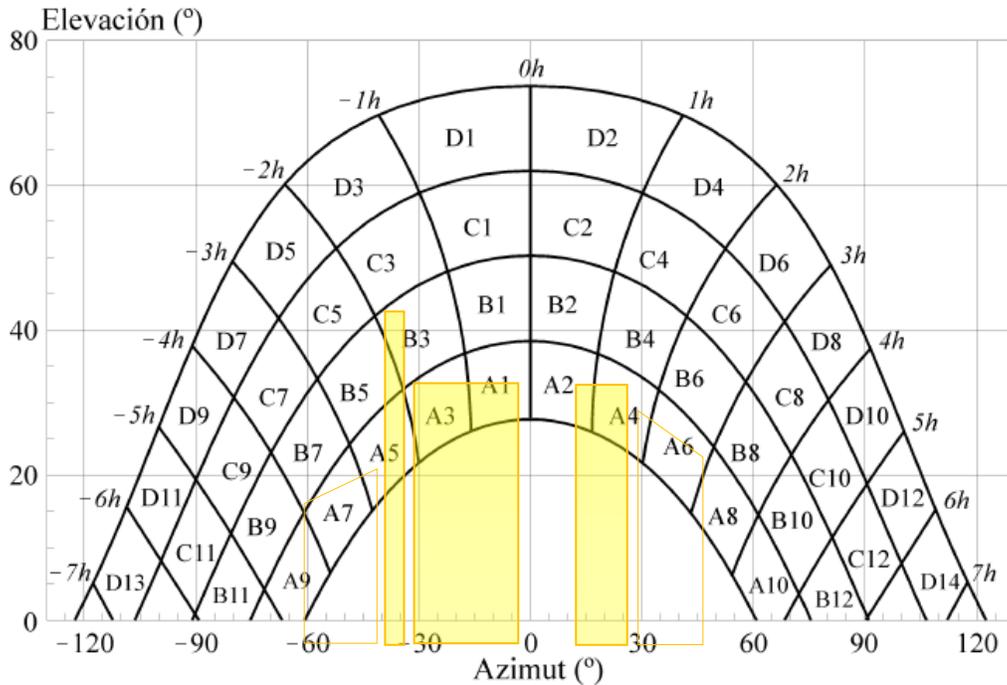


Fig. 2. Representación de las coordenadas solares.



**Fig. 3.** Diagrama de trayectorias solares empleado para calcular pérdidas por sombreado, según el *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red* de España [16]. Gráfica usada con permiso del IDAE [17]. A éste se superpone el diagrama de obstáculos, en color amarillo.

Cada una de las regiones del gráfico como A1, A2, etc; representan una porción de la irradiación solar anual que incide sobre el sistema fotovoltaico. En la tabla 1, llamada *tabla de referencia*, se muestran las contribuciones en porcentaje de las distintas regiones. Esta fue publicada en el CTE, y corresponde a un módulo inclinado 35° respecto a la horizontal y orientado hacia el sur.

**Tabla 1.** Tablas de referencia para una superficie con  $\beta=35^\circ$  y  $\alpha=0^\circ$ . Tabla usada con permiso del IDAE [17].

Region	A	B	D	E
1	3,17	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
3	2,70	1,88	2,21	4,67
4	2,70	1,89	2,01	4,46
5	1,84	1,50	1,83	3,87
6	1,79	1,51	1,65	3,63
7	1,00	0,95	1,27	2,76
8	0,98	0,99	1,08	2,55
9	0,13	0,41	0,62	1,49
10	0,11	0,42	0,52	1,33
11	0,00	0,01	0,12	0,44
12	0,00	0,02	0,10	0,40
13	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Al multiplicar la fracción  $f_i$  de área cubierta por el obstáculo, con el porcentaje de irradiación de la región  $R_i$ , se obtienen las pérdidas por sombreado en esa porción del gráfico. Al sumar todas las contribuciones afectadas por los obstáculos, se obtienen todas las pérdidas por sombreado en el sistema:

$$L_{shading} = \sum_{i=1}^n f_i \cdot R_i \quad (41)$$

La anterior ecuación se puede reescribir como:

$$L_{shading} = 100(1 - FS) \quad (42)$$

Donde FS es el denominado *factor de sombras*, definido como la relación entre la verdadera irradiación solar incidente en el generador fotovoltaico, y la irradiación ideal que recibiría el sistema sin sombreado [18]. De las ecuaciones (41) y (42) se deduce la expresión para hallar FS:

$$FS = 1 - \frac{1}{100} \sum_{i=1}^n f_i \cdot R_i \quad (43)$$

#### 4.2.4. Investigaciones sobre pérdidas por sombreado

Hay muchos artículos que reportan estudios sobre pérdidas por sombreado en BIPV, aunque la mayoría de estos sólo proponen técnicas para casos particulares o asumen que ya hay una normativa al respecto. Por ejemplo, Cellura et.al [19] propuso un método fotográfico, luego mejorado [20], para estimar los efectos de sombreado originados en obstrucciones circundantes.

Otra vía bastante interesante fue tomada por Nguyena et.al. [21], quien desarrolló una metodología basada en imágenes satelitales para estudio de pérdidas globales por sombreado en el potencial fotovoltaico, de una ciudad de Estados Unidos. En esta investigación se concluyó que las pérdidas energéticas promedio por este concepto a nivel de los edificios son del 25%. Loulas et.al. [22] obtuvo resultados similares, cuando realizó un estudio detallado de sombras en un bloque de edificios de vivienda en Grecia. Sin embargo, otra investigación hecha para las Islas Canarias demuestra que pueden llegar a ser hasta del 52%, según Schallenberg [23]. Esto corrobora la afirmación hecha por Brito et.al. [24], en cuanto a que a mayor penetración de la industria fotovoltaica en los techos, mayor importancia adquiere el sombreado.

### 4.3. Normatividad a nivel internacional.

En el año de 1998 la *Comisión Electrotécnica Internacional* (IEC) publicó la Norma Internacional IEC 61724. En este estándar se describen las recomendaciones para el análisis del comportamiento eléctrico de los sistemas fotovoltaicos. Uno de los parámetros característicos de la instalación lo constituye la energía anual producida. Para Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica, se puede calcular según la ecuación:

$$E_{FV} = \frac{G_{a,real}(\beta, \alpha) \cdot P_{pico} \cdot PR}{G_{STC}} \quad (44)$$

Donde  $P_{pico}$  es la potencia pico fotovoltaica instalada, PR el rendimiento de la instalación,  $G_{STC}$  la irradiancia solar en condiciones estándar de medida, igual a  $1kW/m^2$ , y  $G_{a,real}(\beta, \alpha)$  la irradiación solar anual sobre la superficie, teniendo en cuenta las pérdidas por sombreado. Por consiguiente, se puede escribir:

$$G_{a,real}(\beta, \alpha) = FS \cdot G_a(\beta, \alpha) \quad (45)$$

Al introducir la ecuación (39), la anterior ecuación queda:

$$G_{a,real}(\beta, \alpha) = FS \cdot FI \cdot G_a(\beta_{opt}, 0) \quad (46)$$

Tanto FI como FS limitan la energía final en el campo de la BIPV, sin embargo el documento IEC 61724 no los menciona y tampoco propone límites permitidos. Esto es comprensible debido a que el recurso solar es diferente en cada región. Por consiguiente, resulta necesario formular criterios dentro de cada país. Este trabajo propone una metodología sencilla para llevar esto a cabo.

### 4.4. Metodología

El siguiente procedimiento se propuso para establecer los límites de pérdidas por orientación y sombreado para distintas ciudades de Colombia, y puede ser usado para cualquier otro país.

Como convención, a cada una de las ciudades del país a estudiar (Colombia), se les nombró como “lugar 2”. Así mismo, “lugar 1” hizo mención al país de referencia, España.

Se procedió primeramente a calcular la cantidad de irradiación media anual que recibe una superficie en función de su inclinación y su azimut. Seguidamente se comparó la máxima cantidad incidente en el lugar 2, con la correspondiente en la peor fachada en el lugar 1. Como resultado se obtiene el porcentaje límite de pérdidas debidas a orientación e inclinación por ciudad. Este criterio es de gran utilidad debido a que:

- a. No se fijan los límites de forma universal, teniendo en cuenta que el recurso solar es diferente en cada región. Este hecho es importante debido a que iguales porcentajes de radiación global, pueden corresponder a valores muy diferentes de irradiación solar sobre las superficies.
- b. El hecho de que se iguale la cantidad de energía solar recibida por cada metro cuadrado, representa que los países que reciben más radiación anual disponen de más variedad de posibilidades de integración arquitectónica. Por el contrario, si se adoptara un porcentaje universal, en países ecuatoriales no sería posible usar ninguna fachada para BIPV (Tomando como referencia a España).
- c. Desde el punto de vista económico y ambiental es más beneficioso. Esto se debe a que el hecho de reemplazar materiales constructivos por los módulos fotovoltaicos es más ventajoso en países con mayor cantidad de irradiación anual.

Por otra parte, para hallar los límites de pérdidas por sombreado en el lugar 2 (Colombia), se tuvo en cuenta que la fracción de difusa es diferente que en el lugar 1 (España). Así, el porcentaje límite de pérdidas equivale a una fracción de la irradiación máxima que es físicamente posible perder por sombreado. La idea principal consistió en igualar esa fracción para ambos lugares. Por ejemplo, si en España se puede perder la tercera parte de la radiación máxima posible, en Colombia se mantendrá esa misma fracción.

Finalmente, se hallaron las tablas de referencia para cada ciudad, las cuales servirán como insumo para una futura normativa en Colombia.

A continuación se describe de forma detallada el método empleado.

#### *4.4.1. Obtención de datos*

El primer paso fue disponer de datos de irradiación solar global para diferentes ciudades del país de Colombia. La fuente para obtener este tipo de información fue el sitio web especializado en proyectos de energía renovable denominado *RETScreen*

*International* [25], que es financiado por el departamento de Recursos Naturales de Canadá. Esta base de datos cuenta con soporte brindado por 6700 estaciones meteorológicas terrestres y por satélites de la NASA, que cubren toda la superficie del planeta.

#### 4.4.2. Cálculo de la irradiación solar anual sobre superficies inclinadas en Colombia

Inicialmente sólo se conoce la irradiación solar global sobre superficie horizontal,  $G_{dm}(0)$ , en 12 valores diarios medios mensuales. Tomando éstos como punto de partida, se procedió a descomponer cada valor en radiación difusa  $D_{dm}(0)$  y directa  $B_{dm}(0)$ . Para esto se tomó en cuenta el hecho descrito por Liu y Jordan [26], según el cual la relación entre el índice de claridad  $K_{Tm}$  y la fracción de difusa  $K_{Dm}$  es independiente de la latitud. Como dependencia de estos parámetros se tomó la ecuación propuesta por Page [27], válida para latitudes entre 40°N y 40°S:

$$K_{Dm} = 1 - 1.13K_{Tm} \quad (47)$$

Donde:

$$K_{Dm} = \frac{D_{dm}(0)}{G_{dm}(0)} \quad (48)$$

$$K_{Tm} = \frac{G_{dm}(0)}{Bo_{dm}(0)} \quad (49)$$

Siendo  $Bo_{dm}(0)$  la irradiación solar extraterrestre sobre superficie horizontal, obtenida para el día  $d_n$  del mes, en el cual el valor diario iguala al promedio diario mensual. La ecuación para calcularla es [28]:

$$Bo_{dm}(0) = \frac{24}{\pi} B_0 \varepsilon_0 (\omega_s \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \sin \omega_s) \quad (50)$$

Donde:

$$B_0 = 1367 \frac{W}{m^2} \quad (51)$$

$$\varepsilon_0 = 1 + 0.033 \cos \left( \frac{2\pi d_n}{365} \right) \quad (52)$$

$$\begin{aligned}
 \delta = & 0.006918 - 0.399912 \cos \Gamma + 0.070257 \sin \Gamma \\
 & - 0.006758 \cos(2\Gamma) + 0.000907 \sin(2\Gamma) \\
 & - 0.002697 \cos(3\Gamma) + 0.00148 \sin(3\Gamma)
 \end{aligned} \tag{53}$$

$$\Gamma = 2\pi \left( \frac{d_n - 1}{365} \right) \tag{54}$$

$$\omega_s = \arccos(-\tan \phi \tan \delta) \tag{55}$$

Siendo  $B_0$  la constante solar,  $\epsilon_0$  el factor de corrección de la excentricidad de la órbita de la tierra,  $\delta$  el ángulo de declinación solar según Spencer [29],  $\Gamma$  el ángulo diario,  $\phi$  la latitud del lugar, y  $\omega_s$  el ángulo de salida del sol; todos los ángulos medidos en radianes.

Para la componente de radiación directa se empleó:

$$B_{dm}(0) = G_{dm}(0) - D_{dm}(0) \tag{56}$$

Una vez obtenidas las componentes diarias de la radiación global,  $D_{dm}(0)$  y  $B_{dm}(0)$ , se calcularon sus respectivos valores horarios,  $D_h(0)$  y  $B_h(0)$ . Esto se hizo usando las expresiones propuestas por Collares – Pereira y Rabl [30]:

$$D_h(0) = r_d D_{dm}(0) \tag{57}$$

$$G_h(0) = r_g G_{dm}(0) \tag{58}$$

$$B_h(0) = G_h(0) - D_h(0) \tag{59}$$

Donde:

$$r_d = \frac{\pi}{24} \left( \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \right) \tag{60}$$

$$r_g = r_d (a + b \cos \omega) \tag{61}$$

$$a = 0.409 + 0.5016 \sin(\omega_s - 1.047) \quad (62)$$

$$b = 0.6609 + 0.4767 \sin(\omega_s - 1.047) \quad (63)$$

El paso siguiente fue calcular la irradiación global horaria sobre la superficie del generador  $G_h(\beta, \alpha)$ . Para esto se tomó *el modelo de las tres componentes*, que ha demostrado bastante exactitud [12], y establece que la radiación incidente está formada de radiación directa  $B_h(\beta, \alpha)$ , difusa  $D_h(\beta, \alpha)$ , y reflejada  $R_h(\beta, \alpha)$ ; así:

$$G_h(\beta, \alpha) = B_h(\beta, \alpha) + D_h(\beta, \alpha) + R_h(\beta, \alpha) \quad (64)$$

Para calcular la radiación directa se aplicó:

$$B_h(\beta, \alpha) = \left( \frac{B_h(0)}{\cos \theta_{zs}} \right) \cdot \max(0, \cos \theta_s) \quad (65)$$

Siendo  $\theta_s$  el ángulo de incidencia entre los rayos solares y la normal al plano considerado, y  $\theta_{zs}$  el ángulo zenital solar, dados por:

$$\begin{aligned} \cos \theta_s = & (\sin \phi \cos \beta - \text{sign}(\phi) \cos \phi \sin \beta \cos \alpha) \sin \delta \\ & + (\cos \phi \cos \beta + \text{sign}(\phi) \sin \phi \sin \beta \cos \alpha) \cos \delta \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \alpha \sin \omega \end{aligned} \quad (66)$$

$$\cos \theta_{zs} = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad (67)$$

En las dos ecuaciones anteriores  $\omega$  es el ángulo horario, y se expresa en términos del tiempo en horas,  $t_h$ :

$$\omega = \frac{(12 - t_h)}{12} \pi \quad (68)$$

Para calcular la componente difusa sobre la superficie inclinada, en la literatura hay más de 20 modelos. Se seleccionó el modelo isotrópico de Hay – Davies [31], debido a que en varios estudios comparativos se destaca por su alta precisión y simplicidad [32][33][34][35]. En éste se considera la radiación difusa compuesta por dos partes;

una componente circunsolar  $D^c(\beta, \alpha)$  que viene directamente del sol, y otra componente isotrópica  $D^i(\beta, \alpha)$  proveniente de toda la semiesfera celeste:

$$D_h(\beta, \alpha) = D_h^c(\beta, \alpha) + D_h^i(\beta, \alpha) \quad (69)$$

Donde:

$$D_h^c(\beta, \alpha) = \frac{D_h(0)\kappa_1}{\cos \theta_{zs}} \cdot \max(0, \cos \theta_s) \quad (70)$$

$$D_h^i(\beta, \alpha) = D_h(0)(1 - \kappa_1) \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (71)$$

Ambas componentes tienen un peso estadístico de acuerdo al índice de anisotropía  $k_1$  definido como:

$$\kappa_1 = \frac{B_h(0)}{B_0 \varepsilon_0 \cos \theta_{zs}} \quad (72)$$

Para calcular la componente reflejada, o albedo, se asumió que el suelo es horizontal de extensión infinita, y que refleja la luz de forma isotrópica:

$$R_h(\beta, \alpha) = \rho G_h(0) \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (73)$$

Donde  $\rho$  es la reflectividad del suelo, tomada de forma general como  $\rho=0.2$ .

Finalmente se sumaron las componentes horarias de irradiación global horaria, con el fin de obtener la diaria media mensual sobre superficie inclinada:

$$G_{dm}(\beta, \alpha) = \sum_{h=1}^{24} G_h(\beta, \alpha) \quad (74)$$

El valor anual  $G_a(\beta, \alpha)$  es aproximadamente igual al promedio de los valores diarios medios mensuales, multiplicado por 365.

El anterior procedimiento se hizo para 20 ciudades de Colombia ubicadas entre latitudes de  $-4^\circ\text{S}$  y  $12^\circ\text{N}$ .

#### 4.4.3. Determinación del porcentaje límite de pérdidas por orientación e inclinación

Para establecer el máximo porcentaje de pérdidas en cada superficie primero se estableció la referencia del 100%, es decir, la irradiación solar anual máxima  $G_a(\beta_{opt})$ .

Con el ánimo de lograr el anterior objetivo, el procedimiento de la sección 4.2 se repitió aumentando el ángulo de inclinación  $\beta$  desde  $0^\circ$  hasta  $90^\circ$ , tomando como incremento  $\Delta\beta=1^\circ$ . El azimut se mantuvo igual a  $0^\circ$  para latitudes positivas, lo que significa que el generador está orientado hacia el sur. Al contrario, para latitudes negativas se fijó como  $180^\circ$ . De esta forma, se usó la ecuación (37) para determinar la máxima irradiación anual.

Una vez obtenida  $G_a(\beta_{opt})$  para cada ciudad de Colombia, se procedió a calcular la mínima cantidad de irradiación solar anual  $G_{a,MIN}(90,0)$  que puede recibir una fachada en España. Según el CTE, las pérdidas por orientación e inclinación en cualquier superficie destinada a BIPV no pueden superar el 40%. A esta superficie se nombró como la *peor fachada permisible*. Luego esta fachada se “Traslada” a la ciudad de Colombia en cuestión.

Por lo tanto, el porcentaje permisible para el lugar 2 queda dado entonces por:

$$L_{\beta,\alpha,MAX,2} = 100 \left( 1 - \frac{G_{a,MIN,1}(90,0)}{G_{a,2}(\beta_{opt})} \right) \quad (75)$$

Donde los subíndices 1 y 2 hacen referencia a los lugares 1 y 2, respectivamente.

#### 4.4.4. Cálculo del porcentaje límite de pérdidas por sombreado

De forma similar, se calcularon las máximas pérdidas permisibles por sombreado para cada ciudad referencia en Colombia. En España, el CTE pone como límite el 20% para BIPV. Para trasladar el equivalente de éste porcentaje a Colombia, se calculó la fracción equivalente a éste 20%, respecto a la situación de sombreado permanente. En tal hipotético caso, la radiación dejada de percibir sería igual a la radiación directa  $B_a(0)$ , más la difusa circumsolar  $D_a^c(0)$ ; ambas medidas sobre superficie horizontal.

Teniendo en cuenta lo anterior, se procedió a calcular la fracción de difusa de las principales ciudades de España. Para esto se utilizaron los datos provenientes del *Atlas de Radiación Solar en España* [36], publicado por la Agencia Estatal de Meteorología [37]. Luego se halló el valor promedio del anterior parámetro que

representa al país, siendo la fracción restante radiación directa. Seguidamente se procedió a comparar este valor con la máxima estipulada según las tablas de referencia publicadas por el CTE. De esta comparación se dedujeron los valores representativos de  $B_a(0)$  y  $D_a^c(0)$  para el lugar 1.

Para lo que sigue, se supuso que en el país de referencia dispone de una norma con límites máximos de pérdidas por sombreado  $L_{shading,MAX,1}$ . La fracción a la que corresponde éste porcentaje, respecto a la irradiación máxima perdida físicamente posible, quedó determinada para el lugar 1 por:

$$f_{MAX,losses,1} = \frac{L_{shading,MAX,1}}{100\% \left( \frac{B_{a,1}(0) + D_{a,1}^c(0)}{G_{a,1}(0)} \right)} \quad (76)$$

Donde el subíndice 1 indica la irradiación del país de partida, mientras que  $L_{shading,MAX,1}$  se tomó como 20%, según lo expuesto por la normativa española.

La fracción de la ecuación (76) se igualó a su equivalente en Colombia. Así, las máximas pérdidas por sombreado para el lugar 2 fueron calculadas mediante:

$$L_{shading,MAX,2} = 100\% \left( \frac{B_{a,2}(0) + D_{a,2}^c(0)}{G_{a,2}(0)} \right) f_{MAX,losses,1} \quad (77)$$

Donde el subíndice 2 indica la irradiación de cada ciudad de Colombia.

#### 4.4.5. Elaboración de las trayectorias solares y tablas de referencia

Para fabricar el diagrama de trayectorias solares de cada ciudad ubicada a una latitud  $\phi$ , se utilizaron las ecuaciones:

$$\sin \gamma_s = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad (78)$$

$$\cos \psi_s = \frac{\sin \gamma_s \sin \phi - \sin \delta}{\cos \gamma_s \cos \phi} [\text{sign} \phi] \quad (79)$$

Con éstas ecuaciones se elaboraron las trayectorias de cada día representativo del mes, para un total de 12. Por día representativo se entiende aquel en el cual la

irradiación iguala al promedio diario mensual. Para cada día, el ángulo horario  $\omega$  se calculó cada 15 minutos. Al gráfico obtenido se divide en 4 porciones que abarcan un rango de meses, de forma similar a la figura 3.

Por otra parte, para hallar las tablas de referencia se procedió a dividir el diagrama de trayectorias en intervalos de 1 hora. Al hacer esta división resultaron regiones A1, A2, etc, cada una de las cuales encierra un conjunto de días del año entre 2 horas determinadas. La suma de las componentes directa y difusa circunsolar de irradiación de cada día de éstos, es la que se puede perder por sombreado. Al dividir esta resultante entre la irradiación anual, se obtiene la fracción equivalente al porcentaje de radiación perdida de la región i:

$$R_i = \frac{\sum_j (B_{d,j} + D_{d,j}^C)}{G_a} \quad (80)$$

Donde la sumatoria se hace a lo largo de los días abarcados por la región del diagrama en cuestión.

De forma aproximada, el procedimiento del párrafo anterior se puede abreviar teniendo en cuenta la figura 4. En ésta se puede ver que la región central inferior del gráfico está comprendida por 4 meses: Noviembre, Diciembre, Enero y Febrero. Por lo tanto, la sumatoria de la ecuación (80) queda aproximadamente como:

$$\sum_j (B_{d,j} + D_{d,j}^C) \approx 30 \sum_{\substack{\text{Nov,} \\ \text{Dec,} \\ \text{Jan,} \\ \text{Feb}}} (B_{dm} + D_{dm}^C) \quad (81)$$

Donde se ha utilizado la definición del día representativo del mes. Teniendo esto en cuenta, se calculó el porcentaje de irradiación de la región  $R_i$  mediante:

$$R_i = \frac{\sum_{\substack{\text{months} \\ \text{in the} \\ \text{region}}} (B_{dm} + D_{dm}^C)}{\sum_{\substack{\text{all} \\ \text{months}}} G_{dm}} \quad (82)$$

La anterior ecuación también se empleó para fabricar las tablas de referencia en superficies con orientaciones e inclinaciones típicas. Para saber el número de tablas a elaborar, se tuvo en cuenta que el plano estuviera dentro de los límites permitidos por orientación e inclinación.

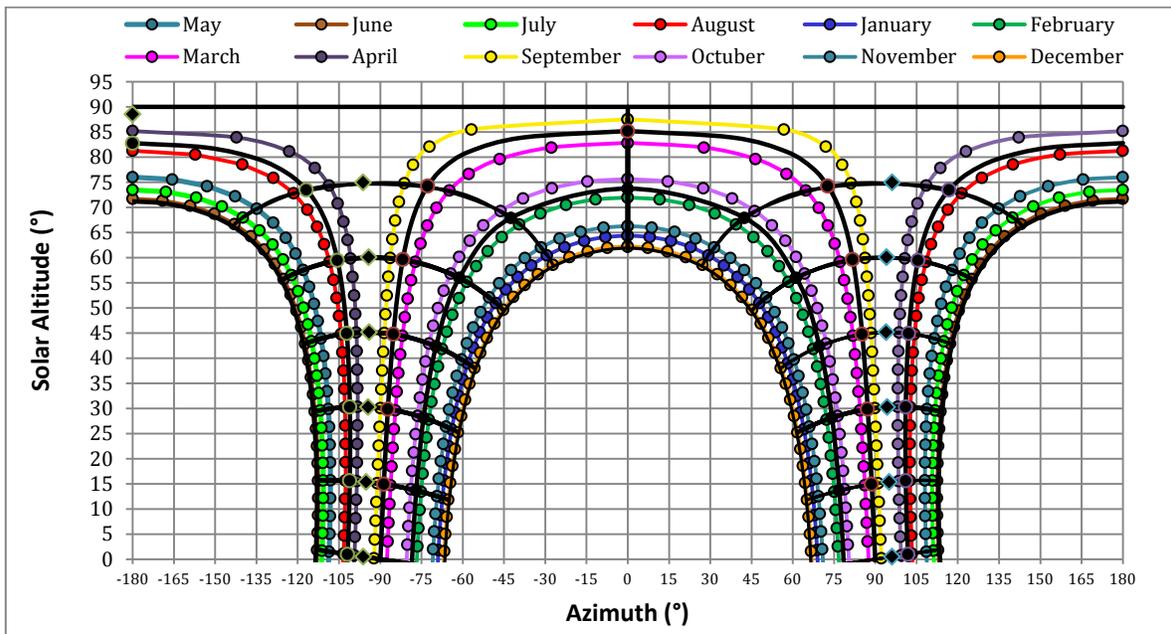


Fig.4. Ejemplo de construcción del diagrama de trayectorias solares para Bogotá.

## 4.5. Resultados y discusión

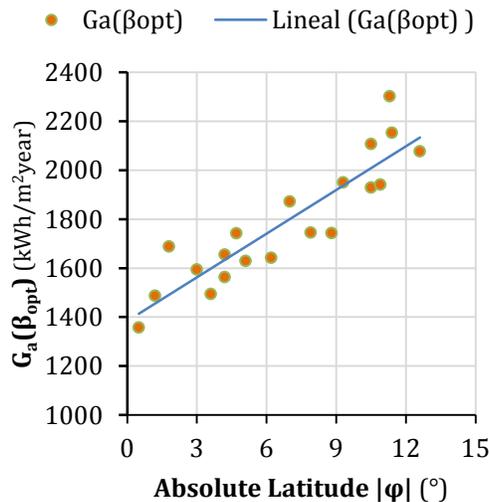
### 4.5.1. Irradiación máxima y selección de ciudades de referencia

Los resultados de la irradiación máxima anual para las 20 ciudades de Colombia se consignaron en la tabla 2. Allí se puede ver que  $G_a(\beta_{opt})$  crece con la latitud absoluta del lugar. Esto es consistente con los mapas de irradiación del *Atlas de Radiación Solar de Colombia* [38].

**Tabla 2.** Irradiación máxima anual para cada ciudad de Colombia.

Ciudad	Latitud $\phi$ (°)	$G_a(\beta_{opt})$ (kWh/m <sup>2</sup> año)
Leticia	-4.2	1656
Puerto Asís	0.5	1358
Pasto	1.2	1488
Tumaco	1.8	1689
Neiva	3	1595
Cali	3.6	1495
Villavicencio	4.2	1564
Bogotá	4.7	1743
Manizales	5.1	1630
Medellín	6.2	1643
Barrancabermeja	7	1873
Cúcuta	7.9	1746
Montería	8.8	1744
Sincelejo	9.3	1951
Cartagena	10.5	2108
Valledupar	10.5	1930
Barranquilla	10.9	1942
Santa Marta	11.3	2303
Maicao	11.4	2154
San Andrés	12.6	2078

La diferencia entre el valor máximo y el mínimo de la tabla 2 fue de 945 kWh/m<sup>2</sup>año, igual al 45% de la irradiación más alta. Este amplio rango hace necesario el reagrupar los datos en ciudades de referencia, con lo cual se facilita que las pérdidas permitidas por orientación e inclinación sean aproximadamente homogéneas en cada región. En este orden de ideas, los datos de la tabla 2 se representaron en la figura 5.



**Fig. 5.** Irradiación máxima  $G_a(\beta_{opt})$  versus latitud absoluta  $|\phi|$ .

Al hacer una regresión lineal, los puntos establecen una relación del tipo:

$$G_a(\beta_{opt}) = 59.58|\phi| + 1383.2 \quad (83)$$

Esta expresión implica que por cada 3° de latitud, la irradiación solar máxima recibida aumenta aproximadamente en un 8%. Por otra parte, en un artículo anterior nosotros propusimos 5 ciudades referencia, de forma tal que el factor de irradiación FI no varíe de forma significativa. En la tabla 3 se listan las ciudades referencia, así como el valor de irradiación  $G_{a,2}(\beta_{opt})$  empleado en la ecuación (72). Este último se seleccionó de forma tal que en la fachada de cada subgrupo se garantizara una recepción no menor a la mínima cantidad irradiación permitida en España.

**Tabla 3.** Ciudades referencia y valores de irradiación máxima seleccionados.

Ciudad referencia	Rango de latitudes $\phi$ (°)	$G_a(\beta_{opt})$ (kWh/m <sup>2</sup> año)
Leticia	$-4.2 \leq \phi < 0$	1656
Pasto	$0 \leq \phi < 4$	1358
Bogotá	$4 \leq \phi < 7$	1564
Cúcuta	$7 \leq \phi < 9$	1744
Barranquilla	$9 \leq \phi < 12.9$	1930

#### 4.5.2. Límites de pérdidas por orientación e inclinación

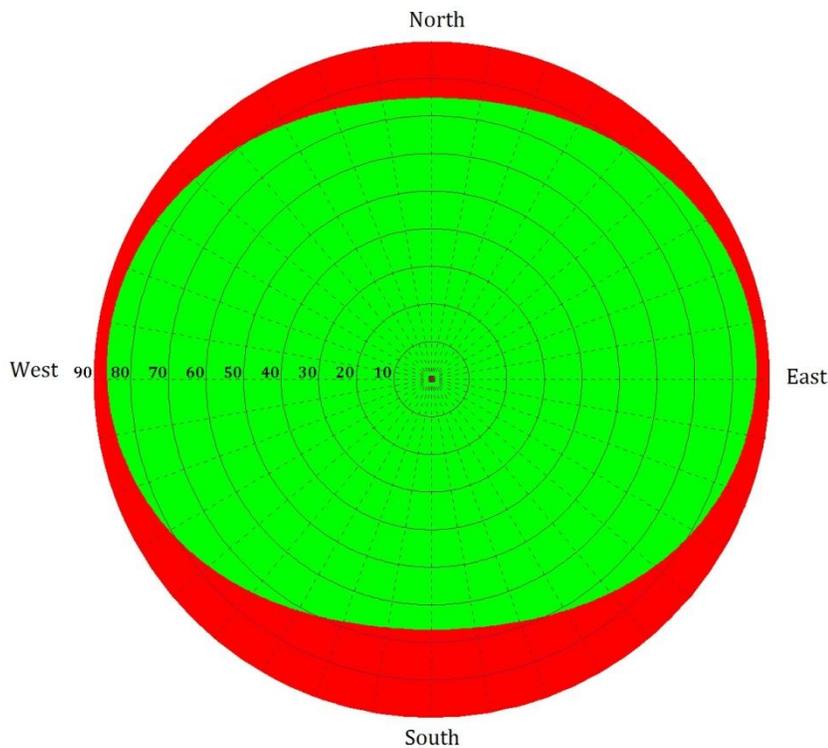
Para establecer las máximas pérdidas por orientación e inclinación, se determinó que la ciudad de España que recibe la menor cantidad de irradiación solar anual sobre superficie horizontal es Bilbao, con 1292.1 kWh/m<sup>2</sup>año [36]. Con éste dato y utilizando el gráfico del factor de irradiación FI del CTE se llega a que, para la inclinación óptima, la irradiación es de 1520.1 kWh/m<sup>2</sup>año. En este orden de ideas, la *peor fachada permisible* del lugar 1 recibe mínimo el 60%, es decir,  $G_{a,MIN,1}(90,0)=912.1$  kWh/m<sup>2</sup>año.

Con el anterior valor y los datos de la tabla 3, se calcularon las máximas pérdidas permisibles para Colombia. Los resultados se muestran en la tabla 4.

**Tabla 4.** Porcentajes máximos de pérdidas anuales por inclinación y orientación.

Ciudad referencia	$L_{\beta,\alpha,MAX,2}$
Leticia	45%
Pasto	33%
Bogotá	42%
Cúcuta	48%
Barranquilla	53%

Los anteriores límites implican que hay un conjunto limitado de superficies para destinar a BIPV. Para determinar de forma visual cuales serían, se procedió a graficar en las figuras 6 a 11 todos los planos que reciben un porcentaje de irradiación mayor al establecido. En éstos gráficos, la inclinación se representó como las circunferencias concéntricas, mientras que el azimuth fue indicado con las líneas radiales; cada una de ellas a intervalos de 10°. Si las coordenadas de la superficie se encuentran dentro de la región coloreada de verde, la superficie cumple la norma, mientras que lo contrario se cumple para el color rojo.



**Fig. 6.** Superficies posibles para Leticia ( $\phi = -4.2^\circ$ )

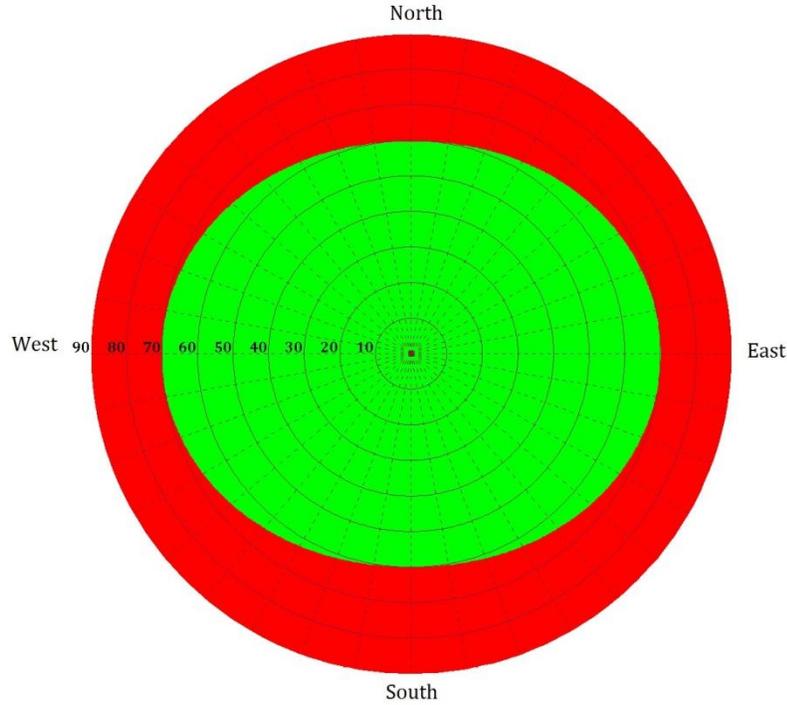


Fig. 7. Superficies posibles para Pasto ( $\phi = 1.2^\circ$ )

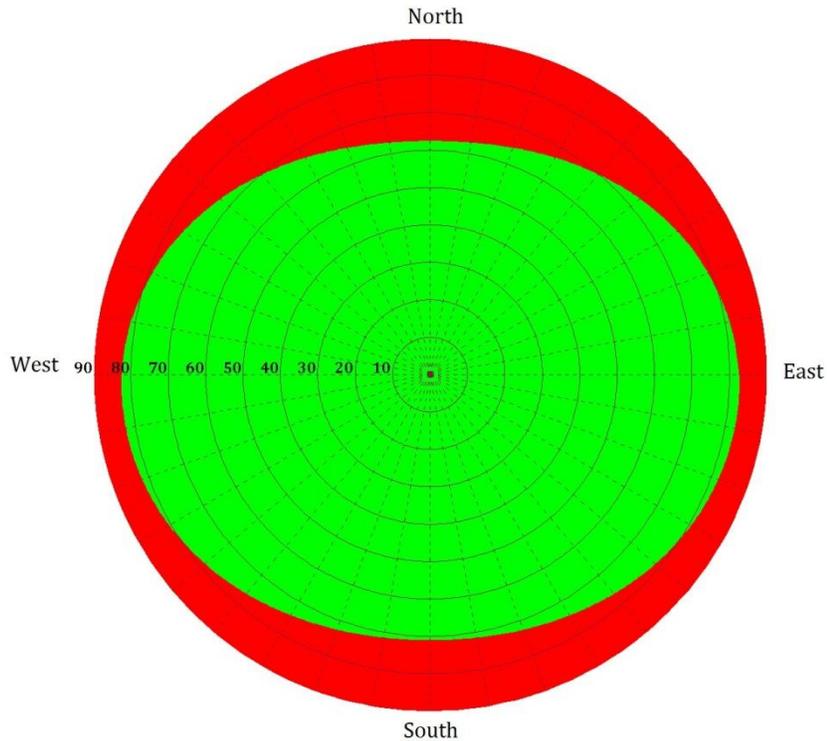


Fig. 8. Superficies posibles para Bogotá ( $\phi = 4.7^\circ$ )

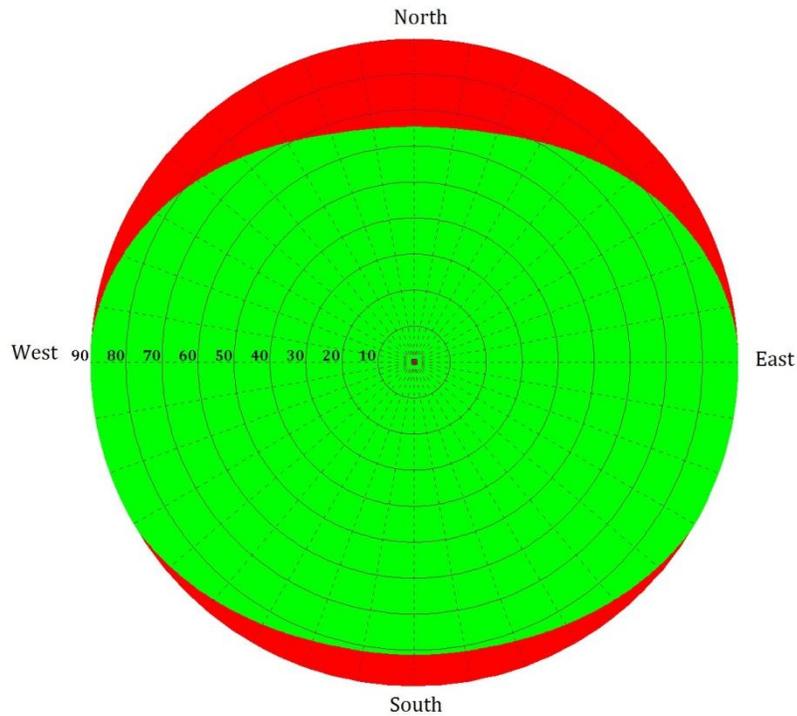


Fig. 9. Superficies posibles para Cúcuta ( $\phi = 7.9^\circ$ )

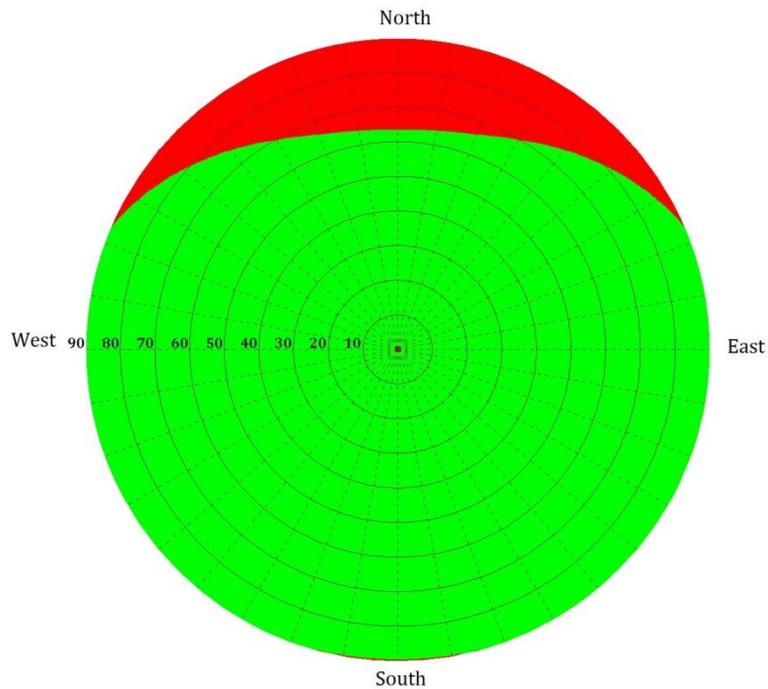


Fig. 10. Superficies posibles para Barranquilla ( $\phi = 10.9^\circ$ )

En los gráficos se puede apreciar que hay gran variedad de superficies que cumplen con los límites calculados. Prácticamente todos los tipos de cubiertas son aprovechables, hecho que es lógico para un país Ecuatorial. Sin embargo, en Leticia, Pasto y Bogotá, es decir, en latitudes absolutas menores a  $7^\circ$  no se pueden destinar únicamente fachadas para BIPV. Lo anterior es cierto en caso de que el generador sólo se ubique en la fachada, pero una parte puede estar simultáneamente en la cubierta, de tal forma que el porcentaje global de pérdidas esté dentro de los límites.

Para latitudes mayores a  $7^\circ$  el diagrama se abre, indicando la existencia de fachadas con potencial fotovoltaico. Por ejemplo, para Cúcuta se permiten las fachadas con azimuth entre  $60^\circ$  y  $90^\circ$ , tanto al este como hacia el oeste. Barranquilla es la que más variedad permite, ya que prácticamente cualquier fachada con  $-110^\circ \leq \alpha \leq 110^\circ$  es adecuada.

#### 4.5.3. Límites de pérdidas por sombreado

Para calcular las máximas pérdidas por sombreado, primeramente procedió a calcular la fracción de difusa de 54 ciudades de España. Los resultados se muestran en la figura 11, donde se observa que el promedio es de 0.34. Esto significa que el 66% de la irradiación global es directa.

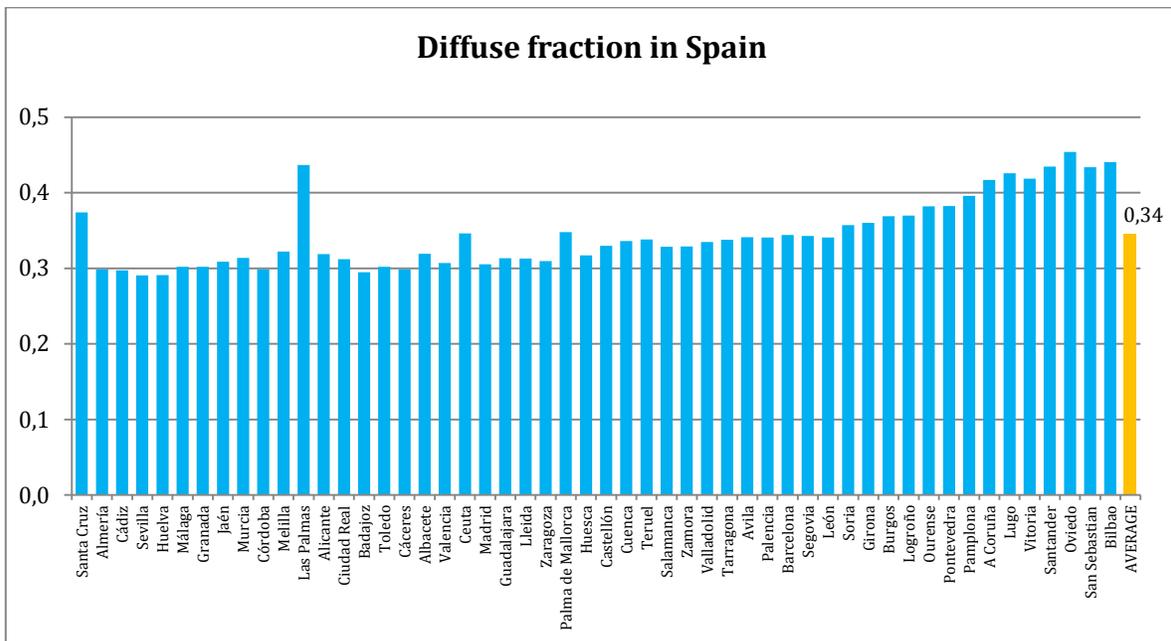
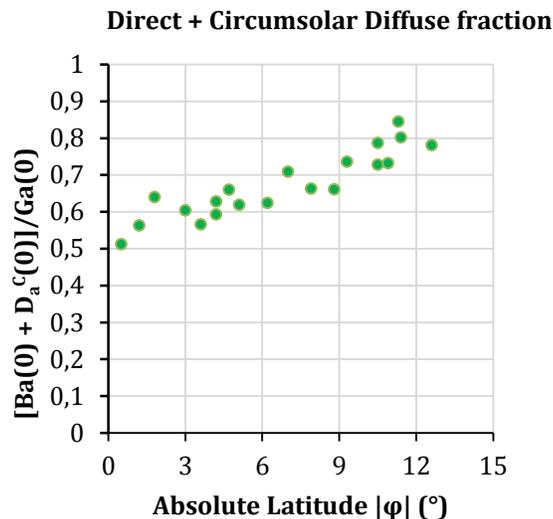


Fig. 11. Fracción de irradiación difusa para varias ciudades de España.

Por otra parte, según el CTE de España las pérdidas en el caso de sombreado total serían aproximadamente del 84%. Los anteriores hechos implicaron que para el lugar 1 se tiene que  $B_{a,1}(0)=0.66G_{a,1}(0)$  y  $D_{a,1}^c(0)= 0.18G_{a,1}(0)$ . Por lo tanto, se halló que la fracción correspondiente al 20% impuesto por la normativa fue de  $f_{MAX,losses,1}=0.238$ .

Así mismo, en la figura 12 se muestran la suma de las fracciones de las componentes directa y difusa circumsolar para las 20 ciudades de Colombia. Se puede apreciar que la variación de los datos es mayor que en España, razón por la cual se trabajó con ciudades de referencia. Así, se obtuvo el promedio de las componentes para las ciudades que se encuentran dentro del rango de latitudes que cubre cada ciudad de referencia.



**Fig. 12.** Fracción de irradiación directa más difusa circumsolar para varias ciudades de Colombia.

En la tabla 5 se muestran las máximas pérdidas permisibles por sombreado, calculadas para Colombia. En general, los límites son menores que los permitidos para España. Esto se debe a que Colombia presenta una mayor fracción de radiación difusa, por lo que hay menor cantidad de irradiación directa que se puede perder por sombreado.

**Tabla 5.** Porcentajes máximos de pérdidas anuales por sombreado.

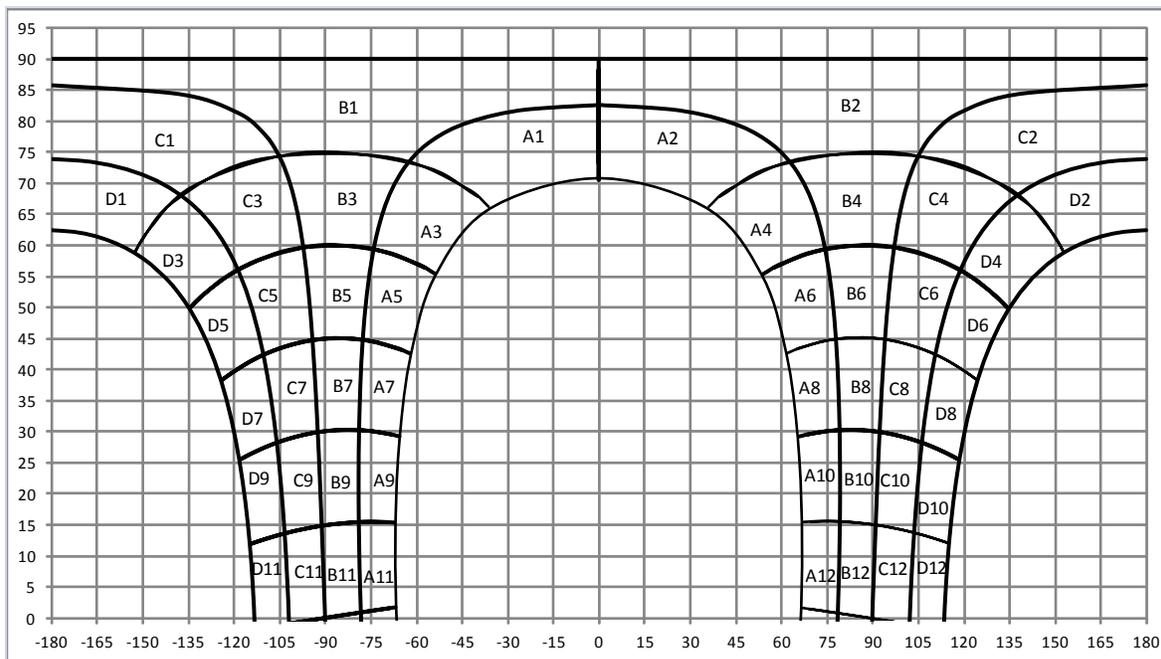
Ciudad referencia	$L_{shading,MAX,2}$
Leticia	15%
Pasto	14%
Bogotá	15%
Cúcuta	16%
Barranquilla	18%

La cercanía de los valores de la tabla 5 plantea la posibilidad de establecer un único porcentaje límite de pérdidas para toda Colombia, en tal caso éste debería ser del 16%.

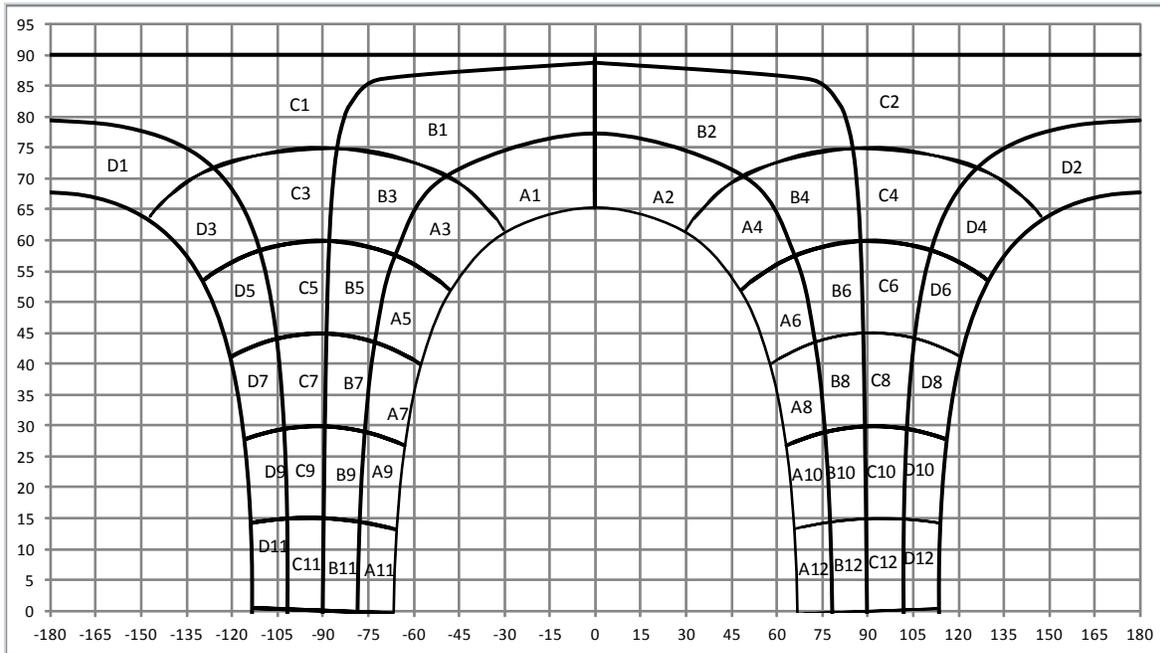
#### 4.5.4. Trayectorias solares y tablas de referencia

Se elaboraron los diagramas de trayectorias solares para las ciudades de referencia, los cuales se muestran en las figuras 13 a 17. Las regiones centrales A1, A2, B1 y B2 disminuyen los valores de altitud solar a medida que la latitud aumenta. En particular, el punto mínimo del diagrama al medio día varía desde 70° hasta 55°. Esto ratifica la necesidad de no tomar un único diagrama para Colombia. Así mismo, entre cada ciudad de referencia hay un máximo desplazamiento de 3° en el diagrama, siendo aceptable a la hora de ubicar las coordenadas de los obstáculos que provocan sombras.

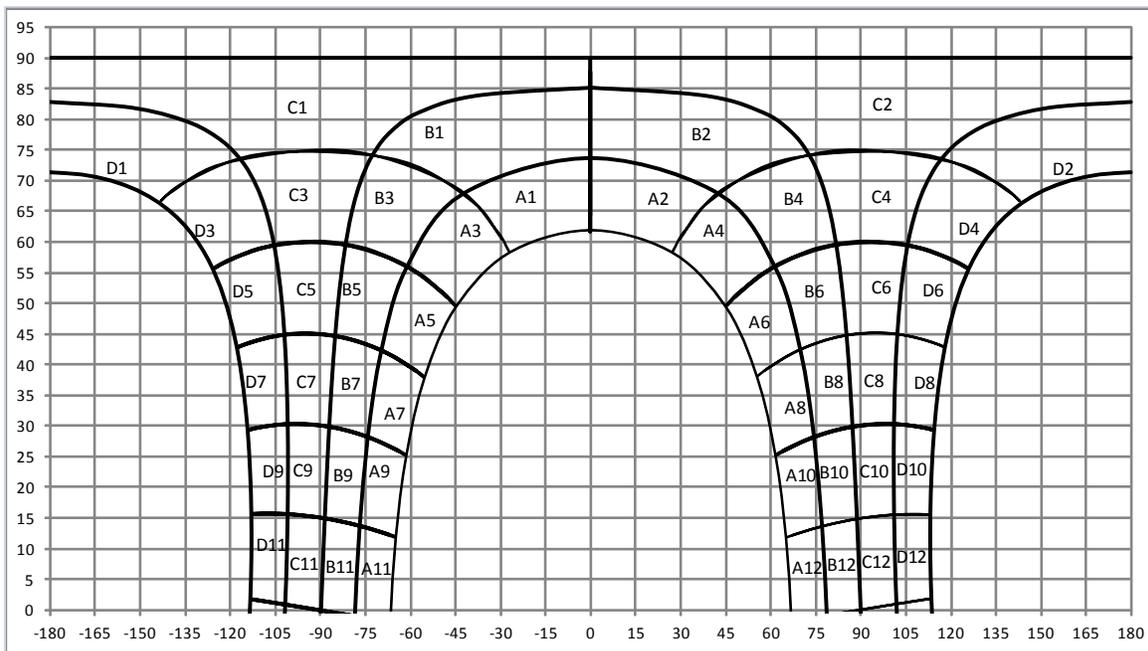
A cada uno de los diagramas de trayectorias pertenece una tabla de referencia. Estas se muestran en la tablas 6, para superficies típicas que se encuentran dentro de las regiones verdes de las figuras 6 a 10, descritas anteriormente.



**Fig. 13.** Altura solar contra azimut para Leticia.



**Fig. 14.** Altura solar contra azimut para Pasto.



**Fig. 15.** Altura solar contra azimut para Bogotá.

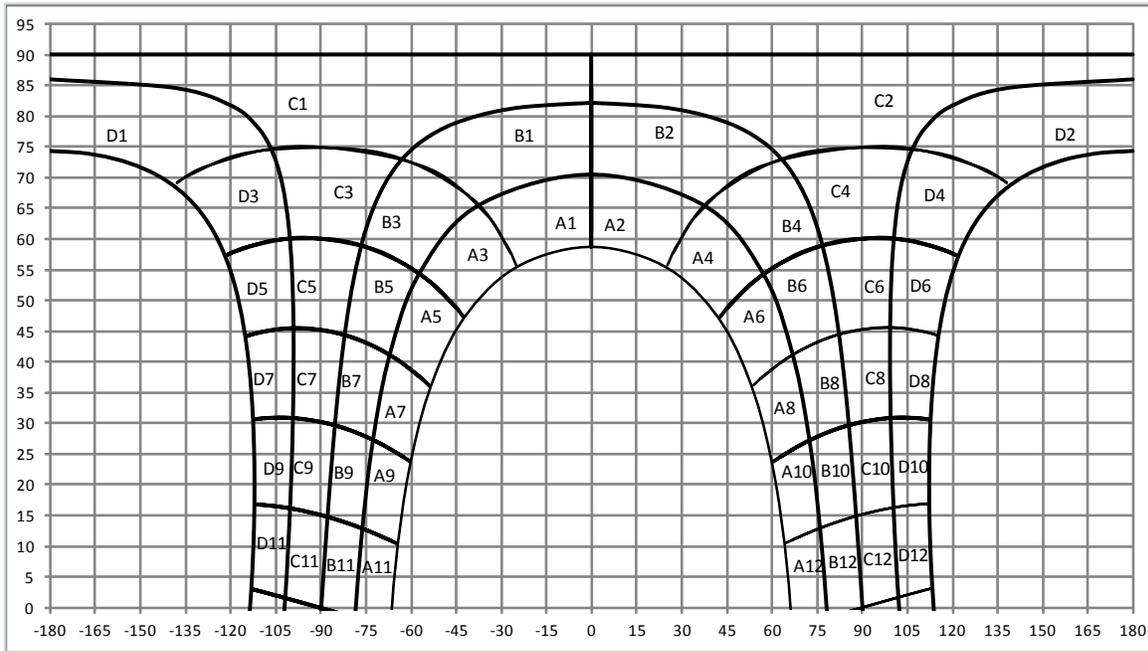


Fig. 16. Altura solar contra azimut para Cúcuta.

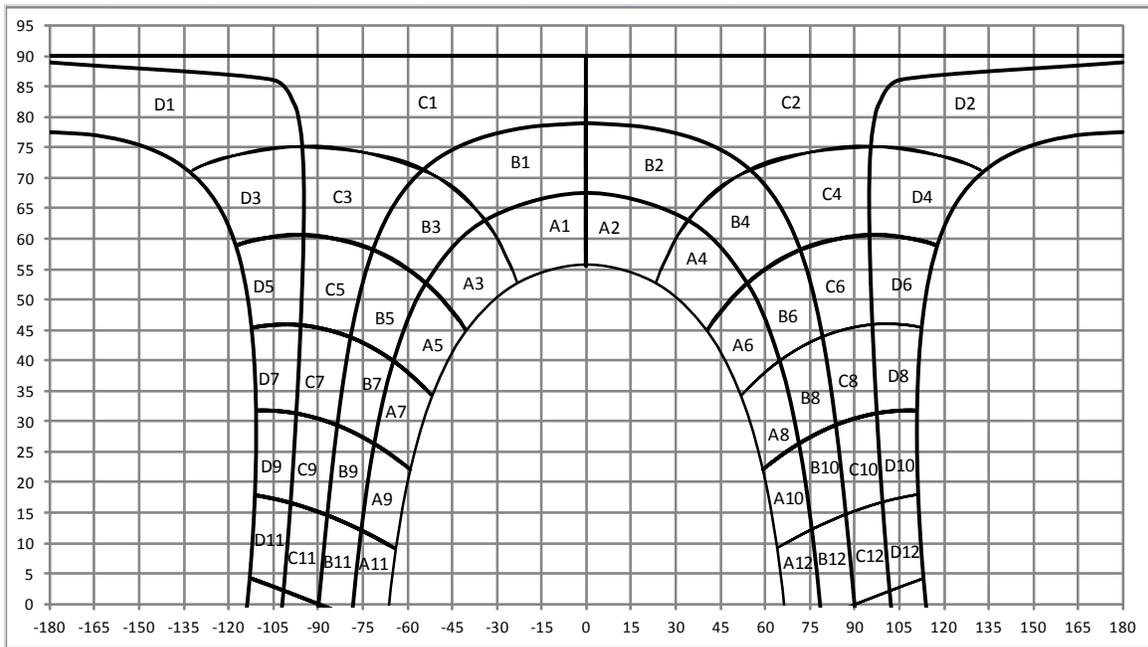


Fig. 11. Altura solar contra azimut para Barranquilla.

**Tabla 6.** Tablas de referencia para las ciudades de referencia en Colombia.

	$\beta=0^\circ$ $\alpha=0^\circ$				$\beta=30^\circ$ $\alpha=0^\circ$				$\beta=30^\circ$ $\alpha=90^\circ$				$\beta=30^\circ$ $\alpha=-90^\circ$			
<b>Leticia</b>	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E
13	0,01	0,00	0,00	0,00	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,07	0,00	0,00
11	0,23	0,12	0,12	0,21	0,45	0,16	0,08	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,84	0,46	0,49	0,96
9	0,75	0,40	0,42	0,79	1,05	0,44	0,34	0,36	0,01	0,00	0,00	0,00	1,54	0,84	0,89	1,73
7	1,43	0,78	0,81	1,55	1,78	0,81	0,69	0,97	0,44	0,22	0,22	0,39	2,24	1,23	1,29	2,51
5	2,13	1,16	1,21	2,32	2,52	1,18	1,06	1,62	1,20	0,64	0,66	1,25	2,79	1,52	1,60	3,10
3	2,69	1,46	1,52	2,94	3,09	1,48	1,35	2,15	1,98	1,07	1,11	2,14	3,05	1,66	1,74	3,37
1	2,98	1,62	1,69	3,27	3,39	1,63	1,50	2,43	2,63	1,43	1,49	2,88	2,94	1,60	1,67	3,24
2	2,94	1,60	1,67	3,22	3,35	1,61	1,48	2,39	3,00	1,64	1,71	3,31	2,49	1,35	1,41	2,72
4	2,57	1,40	1,46	2,81	2,97	1,42	1,29	2,04	3,01	1,65	1,72	3,34	1,79	0,97	1,00	1,93
6	1,96	1,07	1,11	2,14	2,34	1,09	0,97	1,46	2,68	1,46	1,53	2,98	1,00	0,53	0,54	1,02
8	1,25	0,68	0,71	1,35	1,59	0,71	0,60	0,81	2,07	1,14	1,20	2,32	0,27	0,13	0,13	0,22
10	0,60	0,32	0,33	0,62	0,88	0,36	0,26	0,23	1,35	0,74	0,79	1,53	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,14	0,07	0,07	0,11	0,34	0,10	0,04	0,00	0,68	0,38	0,34	0,65	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	$\beta=60^\circ$ $\alpha=0^\circ$				$\beta=60^\circ$ $\alpha=90^\circ$				$\beta=60^\circ$ $\alpha=-90^\circ$				$\beta=60^\circ$ $\alpha=180^\circ$			
<b>Leticia</b>	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E
13	0,11	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,75	0,19	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,50	0,84	0,91	1,79	0,00	0,03	0,18	0,77
9	1,38	0,44	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,30	1,28	1,36	2,67	0,02	0,19	0,45	1,49
7	2,10	0,75	0,40	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	2,91	1,60	1,70	3,32	0,22	0,46	0,80	2,32
5	2,79	1,05	0,66	0,27	0,01	0,00	0,00	0,00	3,15	1,73	1,82	3,56	0,61	0,74	1,15	3,12
3	3,31	1,29	0,87	0,53	0,66	0,35	0,35	0,66	2,95	1,62	1,70	3,31	0,95	0,96	1,42	3,74
1	3,58	1,42	0,97	0,70	1,67	0,91	0,94	1,82	2,34	1,28	1,33	2,58	1,13	1,08	1,57	4,06
2	3,54	1,40	0,96	0,67	2,53	1,38	1,44	2,80	1,43	0,77	0,80	1,53	1,11	1,06	1,54	4,02
4	3,20	1,24	0,82	0,47	3,05	1,67	1,75	3,42	0,41	0,21	0,21	0,38	0,88	0,91	1,36	3,61
6	2,62	0,98	0,60	0,21	3,13	1,72	1,82	3,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,52	0,67	1,07	2,93
8	1,92	0,67	0,34	0,05	2,79	1,54	1,63	3,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,39	0,71	2,11
10	1,21	0,37	0,12	0,00	2,11	1,17	1,25	2,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,13	0,38	1,29
12	0,62	0,15	0,01	0,00	1,29	0,73	0,64	1,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,11	0,52
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	$\beta=0^\circ$ $\alpha=0^\circ$				$\beta=30^\circ$ $\alpha=0^\circ$				$\beta=30^\circ$ $\alpha=90^\circ$				$\beta=30^\circ$ $\alpha=-90^\circ$			
<b>Pasto</b>	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,11
11	0,16	0,09	0,09	0,20	0,33	0,12	0,06	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,65	0,37	0,36	0,79
9	0,62	0,34	0,34	0,72	0,88	0,38	0,28	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	1,32	0,73	0,71	1,50
7	1,26	0,69	0,67	1,40	1,59	0,72	0,59	0,93	0,35	0,19	0,19	0,41	2,01	1,10	1,07	2,22
5	1,93	1,05	1,02	2,11	2,31	1,08	0,91	1,54	1,06	0,58	0,57	1,17	2,56	1,39	1,35	2,78
3	2,48	1,34	1,31	2,68	2,89	1,37	1,18	2,04	1,82	0,99	0,96	1,97	2,83	1,53	1,49	3,05
1	2,77	1,50	1,46	2,98	3,19	1,52	1,32	2,30	2,44	1,32	1,29	2,64	2,74	1,48	1,44	2,95
2	2,73	1,47	1,44	2,94	3,15	1,50	1,30	2,26	2,80	1,51	1,47	3,01	2,31	1,25	1,22	2,49
4	2,36	1,28	1,25	2,56	2,77	1,31	1,12	1,93	2,79	1,51	1,47	3,02	1,63	0,89	0,86	1,78
6	1,77	0,96	0,94	1,94	2,14	1,00	0,83	1,39	2,45	1,33	1,29	2,67	0,87	0,48	0,47	0,97
8	1,09	0,60	0,58	1,22	1,40	0,63	0,50	0,78	1,84	1,01	0,98	2,05	0,20	0,11	0,11	0,24
10	0,48	0,27	0,26	0,57	0,72	0,30	0,21	0,25	1,14	0,63	0,61	1,31	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,09	0,05	0,05	0,12	0,21	0,07	0,03	0,01	0,43	0,24	0,28	0,64	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

**MASTÉR OFICIAL EN TECNOLOGIA DE LOS SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**  
**TRABAJO DE FIN DE MÁSTER**

**DOCENTE TUTOR: Llanos Mora López**

**“Desarrollo de herramientas para el dimensionado y simulación de sistemas fotovoltaicos en Colombia”**

Pasto	$\beta=60^\circ$ $\alpha=0^\circ$				$\beta=60^\circ$ $\alpha=90^\circ$				$\beta=60^\circ$ $\alpha=-90^\circ$				$\beta=60^\circ$ $\alpha=180^\circ$			
	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,23	0,00	0,00	0,01	0,09
11	0,54	0,14	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,19	0,67	0,65	1,43	0,00	0,02	0,14	0,66
9	1,15	0,37	0,15	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	2,01	1,10	1,07	2,27	0,01	0,14	0,35	1,28
7	1,86	0,67	0,37	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	2,64	1,44	1,40	2,90	0,09	0,36	0,63	2,00
5	2,56	0,98	0,62	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	2,92	1,58	1,54	3,16	0,33	0,59	0,91	2,69
3	3,11	1,23	0,82	0,80	0,58	0,32	0,31	0,64	2,76	1,49	1,45	2,97	0,60	0,78	1,14	3,23
1	3,39	1,36	0,93	0,97	1,55	0,84	0,82	1,67	2,18	1,18	1,15	2,35	0,74	0,88	1,26	3,50
2	3,35	1,34	0,91	0,94	2,36	1,28	1,24	2,54	1,31	0,71	0,69	1,42	0,72	0,87	1,24	3,46
4	2,99	1,18	0,78	0,73	2,85	1,54	1,49	3,06	0,34	0,19	0,19	0,39	0,54	0,74	1,09	3,11
6	2,40	0,91	0,56	0,39	2,89	1,57	1,52	3,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25	0,53	0,85	2,53
8	1,68	0,60	0,31	0,09	2,51	1,37	1,33	2,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,30	0,56	1,82
10	0,98	0,31	0,10	0,00	1,81	1,00	0,97	2,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,29	1,11
12	0,36	0,09	0,01	0,00	0,81	0,46	0,54	1,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,10	0,53
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Bogotá	$\beta=0^\circ$ $\alpha=0^\circ$				$\beta=30^\circ$ $\alpha=0^\circ$				$\beta=30^\circ$ $\alpha=90^\circ$				$\beta=30^\circ$ $\alpha=-90^\circ$			
	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E
13	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,17
11	0,21	0,11	0,12	0,30	0,49	0,15	0,09	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,47	0,48	1,10
9	0,81	0,40	0,41	0,92	1,18	0,44	0,35	0,51	0,00	0,00	0,00	0,01	1,79	0,85	0,86	1,88
7	1,59	0,77	0,78	1,69	2,04	0,82	0,70	1,17	0,40	0,21	0,23	0,52	2,58	1,24	1,24	2,64
5	2,38	1,15	1,16	2,46	2,89	1,20	1,05	1,85	1,28	0,63	0,64	1,38	3,19	1,53	1,53	3,22
3	3,02	1,46	1,46	3,07	3,56	1,51	1,34	2,39	2,19	1,07	1,07	2,27	3,46	1,67	1,66	3,48
1	3,35	1,62	1,62	3,39	3,91	1,67	1,49	2,68	2,95	1,43	1,43	3,00	3,32	1,60	1,60	3,35
2	3,30	1,60	1,59	3,34	3,86	1,65	1,47	2,64	3,40	1,64	1,63	3,42	2,79	1,35	1,35	2,84
4	2,89	1,40	1,40	2,94	3,42	1,45	1,28	2,28	3,43	1,65	1,64	3,45	1,97	0,96	0,97	2,06
6	2,19	1,06	1,07	2,28	2,69	1,11	0,97	1,68	3,06	1,47	1,47	3,10	1,05	0,52	0,53	1,16
8	1,39	0,67	0,68	1,49	1,82	0,72	0,61	1,00	2,39	1,14	1,15	2,46	0,22	0,12	0,13	0,33
10	0,64	0,32	0,33	0,75	0,99	0,36	0,27	0,36	1,58	0,75	0,76	1,68	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,11	0,06	0,07	0,19	0,31	0,09	0,04	0,01	0,68	0,32	0,40	0,93	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Bogotá	$\beta=60^\circ$ $\alpha=0^\circ$				$\beta=60^\circ$ $\alpha=90^\circ$				$\beta=60^\circ$ $\alpha=-90^\circ$				$\beta=60^\circ$ $\alpha=180^\circ$			
	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,35	0,00	0,00	0,02	0,15
11	0,83	0,18	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,86	0,86	0,87	1,97	0,00	0,02	0,18	0,99
9	1,58	0,46	0,22	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	2,76	1,30	1,30	2,82	0,00	0,14	0,43	1,69
7	2,45	0,80	0,49	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	3,42	1,63	1,62	3,43	0,06	0,36	0,73	2,48
5	3,29	1,14	0,78	0,75	0,00	0,00	0,00	0,01	3,66	1,75	1,74	3,64	0,22	0,60	1,02	3,21
3	3,94	1,41	1,01	1,14	0,67	0,34	0,35	0,76	3,40	1,63	1,62	3,37	0,47	0,80	1,26	3,78
1	4,27	1,55	1,13	1,35	1,86	0,90	0,90	1,90	2,65	1,28	1,27	2,66	0,64	0,90	1,38	4,07
2	4,22	1,53	1,11	1,32	2,88	1,38	1,38	2,87	1,57	0,76	0,77	1,62	0,61	0,89	1,36	4,03
4	3,80	1,35	0,96	1,06	3,51	1,68	1,67	3,48	0,39	0,20	0,21	0,47	0,41	0,76	1,21	3,66
6	3,09	1,06	0,71	0,64	3,65	1,74	1,73	3,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,55	0,95	3,04
8	2,23	0,71	0,42	0,20	3,29	1,56	1,55	3,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,30	0,65	2,28
10	1,38	0,38	0,16	0,02	2,55	1,20	1,20	2,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,36	1,50
12	0,56	0,11	0,02	0,00	1,31	0,61	0,76	1,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,13	0,83
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

**MASTÉR OFICIAL EN TECNOLOGIA DE LOS SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**  
**TRABAJO DE FIN DE MÁSTER**

**DOCENTE TUTOR: Llanos Mora López**

**“Desarrollo de herramientas para el dimensionado y simulación de sistemas fotovoltaicos en Colombia”**

Cúcuta	$\beta=0^\circ$ $\alpha=0^\circ$				$\beta=30^\circ$ $\alpha=0^\circ$				$\beta=30^\circ$ $\alpha=90^\circ$				$\beta=30^\circ$ $\alpha=-90$			
	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E
13	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,17
11	0,20	0,11	0,12	0,32	0,49	0,15	0,09	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	1,04	0,49	0,46	1,10
9	0,82	0,41	0,40	0,93	1,22	0,45	0,34	0,54	0,00	0,00	0,00	0,02	1,87	0,88	0,83	1,85
7	1,63	0,79	0,75	1,67	2,11	0,84	0,68	1,18	0,36	0,21	0,22	0,54	2,70	1,27	1,19	2,59
5	2,47	1,18	1,12	2,42	3,01	1,23	1,02	1,85	1,29	0,64	0,62	1,38	3,33	1,57	1,47	3,16
3	3,13	1,49	1,41	3,01	3,72	1,55	1,30	2,38	2,26	1,08	1,03	2,23	3,60	1,70	1,60	3,41
1	3,48	1,65	1,56	3,32	4,08	1,71	1,45	2,66	3,06	1,46	1,38	2,94	3,45	1,64	1,54	3,28
2	3,43	1,63	1,54	3,28	4,03	1,69	1,42	2,62	3,53	1,67	1,57	3,34	2,88	1,38	1,30	2,78
4	2,99	1,42	1,35	2,89	3,57	1,48	1,24	2,27	3,57	1,69	1,59	3,38	2,02	0,98	0,93	2,03
6	2,27	1,08	1,03	2,24	2,80	1,14	0,94	1,69	3,20	1,51	1,41	3,04	1,05	0,52	0,51	1,16
8	1,42	0,69	0,66	1,48	1,88	0,74	0,59	1,01	2,50	1,17	1,10	2,42	0,19	0,12	0,13	0,35
10	0,64	0,32	0,32	0,76	1,01	0,36	0,27	0,39	1,66	0,77	0,73	1,66	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,10	0,06	0,07	0,21	0,31	0,09	0,04	0,02	0,71	0,33	0,38	0,92	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Cúcuta	$\beta=60^\circ$ $\alpha=0^\circ$				$\beta=60^\circ$ $\alpha=90^\circ$				$\beta=60^\circ$ $\alpha=-90$				$\beta=60^\circ$ $\alpha=180$			
	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,35	0,00	0,00	0,02	0,16
11	0,84	0,18	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,98	0,90	0,83	1,93	0,00	0,02	0,17	1,02
9	1,63	0,47	0,23	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	2,92	1,34	1,25	2,75	0,00	0,12	0,40	1,70
7	2,54	0,82	0,50	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	3,61	1,67	1,55	3,34	0,03	0,32	0,67	2,45
5	3,43	1,18	0,79	0,87	0,00	0,00	0,00	0,02	3,85	1,79	1,67	3,54	0,13	0,55	0,95	3,14
3	4,12	1,46	1,02	1,26	0,65	0,33	0,33	0,76	3,56	1,67	1,56	3,29	0,26	0,74	1,16	3,68
1	4,47	1,60	1,14	1,47	1,92	0,92	0,87	1,86	2,76	1,30	1,22	2,59	0,37	0,84	1,27	3,95
2	4,42	1,58	1,12	1,44	3,00	1,41	1,32	2,80	1,61	0,77	0,74	1,60	0,35	0,82	1,26	3,91
4	3,97	1,40	0,97	1,18	3,68	1,72	1,61	3,39	0,37	0,20	0,20	0,49	0,22	0,70	1,12	3,56
6	3,22	1,09	0,72	0,75	3,84	1,79	1,66	3,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,50	0,88	2,98
8	2,31	0,73	0,43	0,28	3,47	1,61	1,49	3,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,27	0,60	2,26
10	1,41	0,39	0,17	0,03	2,70	1,24	1,15	2,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,34	1,52
12	0,56	0,11	0,02	0,00	1,39	0,63	0,72	1,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,13	0,87
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Cúcuta	$\beta=90^\circ$ $\alpha=90^\circ$				$\beta=90^\circ$ $\alpha=-90$				$\beta=30^\circ$ $\alpha=180^\circ$			
	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,55	0,00	0,00	0,01	0,07
11	0,00	0,00	0,00	0,00	3,01	1,34	1,22	2,78	0,01	0,07	0,15	0,61
9	0,00	0,00	0,00	0,00	3,86	1,74	1,59	3,45	0,30	0,32	0,42	1,28
7	0,00	0,00	0,00	0,00	4,08	1,86	1,70	3,60	0,95	0,66	0,77	2,08
5	0,00	0,00	0,00	0,00	3,57	1,63	1,50	3,12	1,64	1,01	1,12	2,85
3	0,00	0,00	0,00	0,00	2,36	1,08	0,99	2,05	2,19	1,29	1,40	3,46
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,69	0,31	0,29	0,59	2,49	1,44	1,55	3,77
2	1,13	0,52	0,48	0,98	0,00	0,00	0,00	0,00	2,45	1,42	1,53	3,72
4	2,72	1,25	1,14	2,36	0,00	0,00	0,00	0,00	2,07	1,23	1,34	3,33
6	3,77	1,72	1,58	3,29	0,00	0,00	0,00	0,00	1,47	0,93	1,04	2,67
8	4,09	1,86	1,70	3,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,78	0,57	0,68	1,87
10	3,69	1,66	1,52	3,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,24	0,34	1,10
12	2,16	0,96	1,10	2,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,10	0,48
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Barranquilla	$\beta=0^\circ$ $\alpha=0^\circ$				$\beta=30^\circ$ $\alpha=0^\circ$				$\beta=30^\circ$ $\alpha=90^\circ$				$\beta=30^\circ$ $\alpha=-90$			
	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E
13	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,28
11	0,23	0,14	0,15	0,37	0,55	0,17	0,10	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	1,20	0,61	0,56	1,20
9	0,99	0,47	0,46	0,99	1,49	0,52	0,39	0,59	0,00	0,00	0,00	0,03	2,35	1,03	0,95	1,95
7	1,95	0,89	0,84	1,74	2,53	0,94	0,75	1,24	0,38	0,22	0,25	0,58	3,27	1,45	1,33	2,67
5	2,90	1,32	1,23	2,47	3,54	1,37	1,12	1,90	1,47	0,70	0,68	1,42	3,96	1,76	1,62	3,21
3	3,66	1,65	1,54	3,05	4,34	1,70	1,41	2,42	2,61	1,20	1,13	2,26	4,24	1,89	1,75	3,44
1	4,05	1,83	1,69	3,35	4,75	1,88	1,56	2,69	3,56	1,61	1,49	2,96	4,02	1,81	1,67	3,30
2	4,00	1,80	1,67	3,30	4,69	1,85	1,54	2,65	4,12	1,85	1,71	3,37	3,35	1,52	1,41	2,81
4	3,50	1,58	1,47	2,93	4,17	1,63	1,34	2,31	4,21	1,88	1,73	3,41	2,34	1,08	1,02	2,06
6	2,68	1,22	1,14	2,30	3,30	1,27	1,03	1,74	3,82	1,70	1,56	3,10	1,19	0,58	0,57	1,20
8	1,70	0,79	0,75	1,54	2,26	0,83	0,66	1,07	3,06	1,35	1,24	2,50	0,19	0,13	0,15	0,39
10	0,78	0,38	0,37	0,82	1,25	0,42	0,31	0,45	2,10	0,93	0,85	1,76	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,11	0,08	0,09	0,25	0,32	0,10	0,05	0,04	0,77	0,42	0,48	1,02	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00

Barranquilla	$\beta=60^\circ$ $\alpha=0^\circ$				$\beta=60^\circ$ $\alpha=90^\circ$				$\beta=60^\circ$ $\alpha=-90$				$\beta=60^\circ$ $\alpha=180$			
	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,56	0,00	0,00	0,03	0,32
11	0,91	0,21	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,28	1,13	1,01	2,07	0,00	0,02	0,25	1,21
9	1,99	0,53	0,26	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	3,71	1,59	1,43	2,86	0,00	0,14	0,50	1,90
7	3,04	0,92	0,56	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	4,42	1,92	1,73	3,41	0,00	0,35	0,80	2,65
5	4,05	1,31	0,87	1,00	0,00	0,00	0,00	0,02	4,61	2,02	1,83	3,58	0,09	0,59	1,09	3,34
3	4,83	1,62	1,12	1,40	0,70	0,36	0,36	0,78	4,20	1,85	1,69	3,30	0,18	0,78	1,31	3,87
1	5,23	1,77	1,25	1,61	2,21	1,01	0,94	1,88	3,22	1,44	1,33	2,61	0,24	0,88	1,43	4,13
2	5,17	1,75	1,23	1,58	3,51	1,56	1,44	2,81	1,84	0,85	0,80	1,61	0,23	0,87	1,41	4,09
4	4,66	1,55	1,06	1,31	4,36	1,92	1,75	3,41	0,39	0,21	0,22	0,51	0,16	0,74	1,27	3,76
6	3,81	1,22	0,80	0,88	4,62	2,02	1,83	3,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,53	1,02	3,18
8	2,78	0,82	0,48	0,38	4,28	1,85	1,68	3,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,73	2,47
10	1,74	0,44	0,19	0,04	3,48	1,48	1,33	2,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,44	1,72
12	0,57	0,13	0,02	0,00	1,50	0,80	0,90	1,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,20	1,05
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11

Barranquilla	$\beta=90^\circ$ $\alpha=90^\circ$				$\beta=90^\circ$ $\alpha=-90$				$\beta=90^\circ$ $\alpha=0^\circ$				$\beta=30^\circ$ $\alpha=180^\circ$			
	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E	A	B	D	E
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,13
11	0,00	0,00	0,00	0,00	3,45	1,68	1,48	2,96	1,44	0,23	0,00	0,00	0,01	0,08	0,20	0,70
9	0,00	0,00	0,00	0,00	4,94	2,06	1,82	3,56	2,54	0,43	0,04	0,00	0,32	0,38	0,51	1,39
7	0,00	0,00	0,00	0,00	5,05	2,13	1,90	3,64	3,37	0,66	0,10	0,00	1,09	0,76	0,89	2,19
5	0,00	0,00	0,00	0,00	4,32	1,84	1,64	3,12	4,11	0,88	0,17	0,00	1,89	1,15	1,27	2,96
3	0,00	0,00	0,00	0,00	2,83	1,21	1,08	2,04	4,66	1,04	0,25	0,00	2,53	1,45	1,56	3,56
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,82	0,35	0,31	0,59	4,94	1,13	0,29	0,00	2,87	1,62	1,72	3,87
2	1,35	0,58	0,52	0,98	0,00	0,00	0,00	0,00	4,90	1,12	0,29	0,00	2,82	1,59	1,69	3,82
4	3,27	1,40	1,24	2,36	0,00	0,00	0,00	0,00	4,55	1,01	0,22	0,00	2,40	1,39	1,50	3,43
6	4,58	1,95	1,73	3,31	0,00	0,00	0,00	0,00	3,94	0,82	0,15	0,00	1,70	1,05	1,18	2,78
8	5,10	2,15	1,91	3,68	0,00	0,00	0,00	0,00	3,17	0,60	0,09	0,00	0,88	0,66	0,79	1,98
10	4,79	1,99	1,76	3,45	0,00	0,00	0,00	0,00	2,34	0,38	0,03	0,00	0,18	0,29	0,42	1,20
12	2,32	1,21	1,36	2,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,94	0,15	0,00	0,00	0,00	0,04	0,14	0,56
14	0,00	0,00	0,00	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04

#### 4.5.5. Propuesta para una futura norma técnica en Colombia

En la figura 13 se resumen los resultados de los límites permisibles para las pérdidas por orientación y sombreado. Es importante saber que las pérdidas totales se calcularon tomando la mitad de las máximas por sombreado, tal como lo estipula el CTE. Estos deberían emplearse en una futura norma técnica en Colombia.

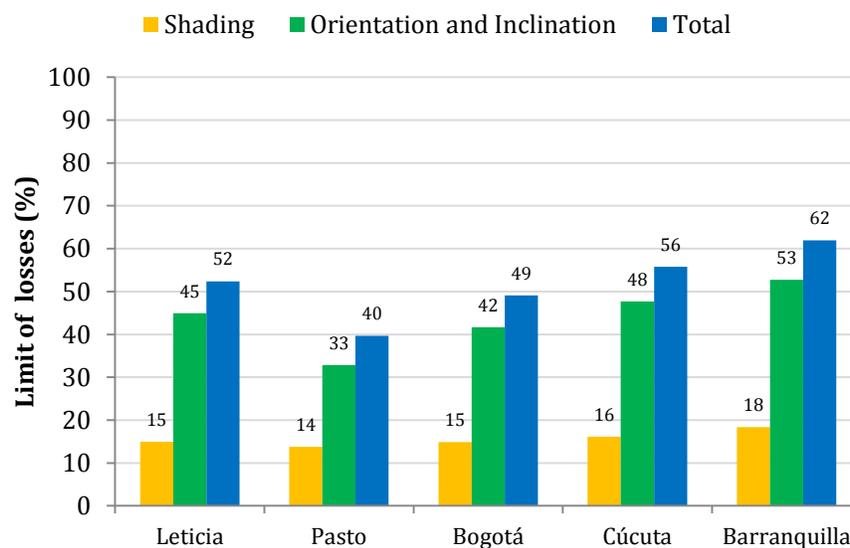


Fig. 13. Pérdidas límite permitidas para cada ciudad referencia.

Respecto a las máximas pérdidas totales permitidas, se puede apreciar que la ciudad de Pasto es la más restringida, con un 40%. Esto se debe a la cercanía de su latitud al Ecuador y, por consiguiente, la menor cantidad de irradiación recibida. De forma contraria, la ciudad con mayor margen de posibilidades fue Barranquilla con un 62%. El origen de esto es la alta irradiación solar anual que recibe ésta, junto a las ciudades cercanas.

Respecto a España, se puede concluir que Leticia, Cúcuta y Barranquilla la superan en recurso solar, ya que las pérdidas totales permitidas son mayores que el 50% estipulado en el CTE. Este resultado es muy importante para la BIPV a nivel mundial, ya que implica que regiones con mayor recurso solar tienen mayores posibilidades de integración arquitectónica. Lo anterior permite más equidad a la hora de comparar el rendimiento energético de dos edificios ubicados en diferentes regiones. La principal razón para aceptar esto es que entre mayor sea irradiación solar disponible, hay mayor rentabilidad económica para la fotovoltaica.

#### 4.6. Conclusiones

Se propuso una metodología para calcular las máximas pérdidas permitidas por orientación y sombreado, en sistemas fotovoltaicos integrados en edificios. El procedimiento se puede emplear para cualquier país, teniendo como punto de partida otro país que cuente con una norma técnica al respecto.

Con la metodología empleada se mostró que, para Colombia, la máxima irradiación global anual  $G_a(\beta_{opt})$  crece con la latitud absoluta del lugar. Por cada 3° de latitud, el aumento es de aproximadamente un 8%, por lo cual se propuso abarcar el todo el país en 5 ciudades referencia. Este criterio permitió que los límites permisibles por orientación sean aproximadamente homogéneos en cada región.

El máximo valor permitido en pérdidas por inclinación y orientación se obtuvo para la ciudad de Barranquilla, con un 53%. De forma opuesta, Pasto obtuvo el mínimo con 33%. Este comportamiento se explica en el hecho de que regiones con mayor recurso solar, tienen mayor flexibilidad para BIPV. En comparación a la norma técnica de España, se mostró que Colombia tiene más posibilidades de superficies para destinar a BIPV.

Prácticamente todos los tipos de cubiertas en Colombia son aprovechables, hecho que es lógico para un país Ecuatorial. Sin embargo, en latitudes menores a 7° no se pueden destinar únicamente fachadas para BIPV. Una solución a esta situación es ubicar parte del generador simultáneamente en la cubierta, de tal forma que el porcentaje global de pérdidas esté dentro de los límites. Para latitudes mayores a 7° se demostró la existencia de fachadas con potencial fotovoltaico. Por ejemplo, para Cúcuta se encontraron fachadas permisibles con azimuth entre 60° y 90°, tanto al este como hacia el oeste. Barranquilla fue la que más variedad exhibió, ya que prácticamente cualquier fachada con  $-110^\circ \leq \alpha \leq 110^\circ$  es adecuada.

En cuanto a los límites de pérdidas por sombreado, en Colombia los límites son menores que los permitidos para España. Esto se debe a que presenta una mayor fracción de radiación difusa que el país europeo. Esto es coherente al comparar cantidad de irradiación que se puede perder por sombreado, es decir, la suma de las componentes directa y difusa circunsolar. Esta cantidad fue menor en Colombia que en España, con 67% y 84%, respectivamente.

De forma similar a lo ocurrido con las pérdidas máximas por orientación e inclinación, Pasto presentó el menor límite permisible en las pérdidas por sombreado, con 14%. En contraste, Barranquilla se halló el máximo con 18%. Esto

implica que para Colombia, en general, entre más alejada esté una ciudad de la línea del Ecuador, mayores pérdidas se permitirán por ambos conceptos.

En caso de establecer un único porcentaje límite de pérdidas por sombreado para toda Colombia, éste debería ser igual a 16%.

Respecto a las máximas pérdidas totales permitidas, la ciudad de Pasto fue la más restringida, con un 40%. De forma contraria, la ciudad con mayor margen de posibilidades fue Barranquilla con un 62%.

Por último, se elaboraron los diagramas de trayectorias solares y las tablas de referencia para superficies típicas, ubicadas en latitudes cercanas a cada ciudad de referencia.

#### **4.7. Trabajo futuro**

En orden de unificar criterios a nivel mundial para BIPV, sería muy interesante emplear esta metodología en países emergentes dentro del campo de la energía solar fotovoltaica. Así mismo, se podría tomar una referencia diferente a España, teniendo en cuenta que un criterio para la selección del lugar 1 en cuestión, es la cooperación y la transferencia tecnológica.

Nosotros esperamos que los resultados obtenidos en este trabajo, sean tenidos en cuenta en una futura norma técnica sobre BIPV en Colombia.

#### **4.8. Agradecimientos**

Este trabajo fue realizado gracias al apoyo recibido a través de una beca otorgada por la Universidad Internacional de Andalucía, para estudios del Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica. También a la Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad Católica de Manizales, por facilitar diversos recursos para hacer posible esta publicación.

Por último, se agradece al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía de España IDEA, por permitir el acceso a las imágenes y tablas del CTE.

## 4.9. Referencias

- [1] J.M. Pearce, Photovoltaics — a path to sustainable futures, *Futures*. 34 (2002) 663–674.
- [2] Í.P. dos Santos, R. Rüther, The potential of building-integrated (BIPV) and building-applied photovoltaics (BAPV) in single-family, urban residences at low latitudes in Brazil, *Energy Build.* 50 (2012) 290–297.
- [3] B.P. Jelle, C. Breivik, State-of-the-art Building Integrated Photovoltaics, *Energy Procedia*. 20 (2012) 68–77.
- [4] J. Kanters, M. Horvat, Solar Energy as a Design Parameter in Urban Planning, *Energy Procedia*. 30 (2012) 1143–1152.
- [5] B.P. Jelle, C. Breivik, The Path to the Building Integrated Photovoltaics of Tomorrow, *Energy Procedia*. 20 (2012) 78–87.
- [6] Gobierno de España., Código Técnico de la Edificación – HE5 Ahorro de Energía – Contribución Fotovoltaica Mínima de Energía Eléctrica, (2009).
- [7] E.C. G, J.D. E, El Sector Solar Fotovoltaico en el Caribe Colombiano: Análisis Técnico y de Mercado, *Sci. Tech.* 2 (2012) 87–91.
- [8] H. Rodríguez Murcia, Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas, *Rev. Ing.* (2008) 83–89.
- [9] R. Thomas, *Photovoltaics and Architecture*, Taylor & Francis, London, 2012.
- [10] S. Roberts, N. Guariento, *Building Integrated Photovoltaics: A Handbook*, Springer, Switzerland, 2009.
- [11] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía de España, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica), (2009).
- [12] H. Haberland, *Photovoltaics: System Design and Practice*, John Wiley & Sons, United Kingdom, 2012.
- [13] J. Cronemberger, E. Caamaño-Martín, S.V. Sánchez, Assessing the solar irradiation potential for solar photovoltaic applications in buildings at low latitudes – Making the case for Brazil, *Energy Build.* 55 (2012) 264–272.
- [14] M. Brogren, A. Green, Hammarby Sjöstad—an interdisciplinary case study of the integration of photovoltaics in a new ecologically sustainable residential area in Stockholm, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*. 75 (2003) 761–765.
- [15] C. Hachem, A. Athienitis, P. Fazio, Parametric investigation of geometric form effects on solar potential of housing units, *Sol. Energy*. 85 (2011) 1864–1877.
- [16] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía de España, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red (Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica), (2011).
- [17] IDAE, IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, (2007).
- [18] T. Tomori, K. Otani, K. Sakuta, K. Kurokawa, On-site BIPV array shading evaluation tool using stereo-fisheye photographs, in: *Conf. Rec. Twenty-Eighth IEEE Photovolt. Spec. Conf.* 2000, 2000: pp. 1599–1602.
- [19] M. Cellura, A. Di Gangi, A. Orioli, A photographic method to estimate the shading effect of obstructions, *Sol. Energy*. 86 (2012) 886–902.
- [20] A. Orioli, A.D. Gangi, An improved photographic method to estimate the shading effect of obstructions, *Sol. Energy*. 86 (2012) 3470–3488.
- [21] H.T. Nguyen, J.M. Pearce, Incorporating shading losses in solar photovoltaic potential assessment at the municipal scale, *Sol. Energy*. 86 (2012) 1245–1260.
- [22] N.M. Loulas, M.M. Karteris, P.A. Pilavachi, A.M. Papadopoulos, Photovoltaics in urban environment: A case study for typical apartment buildings in Greece, *Renew. Energy*. 48 (2012) 453–463.

- [23] J. Schallenberg-Rodríguez, Photovoltaic techno-economical potential on roofs in regions and islands: The case of the Canary Islands. Methodological review and methodology proposal, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 20 (2013) 219–239.
- [24] M.C. Brito, N. Gomes, T. Santos, J.A. Tenedório, Photovoltaic potential in a Lisbon suburb using LiDAR data, *Sol. Energy.* 86 (2012) 283–288.
- [25] N.R.C. Government of Canada, RETScreen International., [Http://www.etscreen.net/](http://www.etscreen.net/). (2013).
- [26] B.Y.H. Liu, R.C. Jordan, The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation, *Sol. Energy.* 4 (1960) 1–19.
- [27] J. Page, The estimation of monthly ea values of daily total short wave radiation on vertical and inclined surfaces from sunshine records for latitudes 40°N–40°S, *Proc. UN Conf. New Sources Energy.* 4 (1961) 378–390.
- [28] A. Luque, S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, 2nd ed., Wiley, United Kingdom, 2011.
- [29] J.W. Spencer, Fourier series representation of the position of the sun, *Search.* 2(5) (1971) 172.
- [30] M. Collares-Pereira, A. Rabl, The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values, *Sol. Energy.* 22 (1979) 155–164.
- [31] J.E. Hay, *Study of Shortwave Radiation on Non-horizontal Surfaces*, Atmospheric Environ. Serv. Report No 79-12 (1979).
- [32] M.J. Denegri, C. Raichijk, H.G. Gallegos, Evaluación de diferentes modelos utilizados para la estimación de la radiación fotosintéticamente activa en planos inclinados, *Av. En Energías Renov. Medio Ambiente.* 16 (2012) 9–15.
- [33] A.M. Noorian, I. Moradi, G.A. Kamali, Evaluation of 12 models to estimate hourly diffuse irradiation on inclined surfaces, *Renew. Energy.* 33 (2008) 1406–1412.
- [34] M. Diez-Mediavilla, A. de Miguel, J. Bilbao, Measurement and comparison of diffuse solar irradiance models on inclined surfaces in Valladolid (Spain), *Energy Convers. Manag.* 46 (2005) 2075–2092.
- [35] A.P. de Souza, J.F. Escobedo, Estimates of hourly diffuse radiation on tilted surfaces in Southeast of Brazil, *Int. J. Renew. Energy Res. IJRER.* 3 (2013) 207–221.
- [36] J.M. Sancho Ávila, J. Riesco Martín, C. Jiménez Alonso, M.C. Sánchez de Cos Escuin, J. Montero Cadalso, M. López Bartolomé, *Atlas de Radiación Solar en España*, Red Radiométrica Nacional, AEMET, 2012.
- [37] Agencia Estatal de Meteorología - AEMET. Gobierno de España, [Http://www.aemet.es](http://www.aemet.es). (2013).
- [38] Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), *Atlas de Radiación Solar de Colombia*, Bogotá, 2005.

## CAPÍTULO 5.

### Un nuevo modelo para predecir la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red en países de bajas latitudes.

#### RESUMEN

El uso de la energía solar fotovoltaica es una realidad creciente a nivel mundial, y tiene como principal objetivo suplir la demanda de electricidad de forma sostenible. En las zonas urbanas predominan los denominados Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red (SFCR), junto a la Fotovoltaica Integrada a Edificios (BIPV); cuyo rendimiento y eficiencia energética dependen de varios factores. Entre los principales aspectos están los relacionados con la radiación solar disponible en el lugar geográfico de la instalación, el clima, la orientación e inclinación de las superficies utilizadas, el diseño adecuado del sistema y la calidad de los componentes que lo conforman. Por lo anterior, se han propuesto varios métodos para tratar de predecir la influencia de las anteriores variables en la cantidad de energía eléctrica producida. Sin embargo, la mayoría de estos son muy tediosos de implementar o no tienen en cuenta características propias del sistema.

En este trabajo proponemos una expresión simple y confiable, que se puede usar en países de bajas latitudes. También se realiza el caso de estudio para Colombia, haciendo un análisis comparativo para diferentes ciudades de las pérdidas angulares y por suciedad, las pérdidas por temperatura, las pérdidas de conversión DC-AC, y el Performance Ratio del sistema (PR).

**Palabras clave:** Fotovoltaica integrada en edificios (BIPV), Performance Ratio (PR), Energía producida por un sistema fotovoltaico, Rendimiento de un sistema fotovoltaico.

#### 5.1. Introducción

La energía solar fotovoltaica es una excelente opción para cubrir las demandas energéticas de la población mundial, mediante la generación de electricidad de forma distribuida [1]. Por consiguiente, se han instalado miles de generadores de electricidad a lo largo del planeta. En las zonas urbanas predominan los denominados Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red (SFCR), que suplen las necesidades energéticas del edificio o casa, mientras que el exceso de electricidad producida es inyectado a la red eléctrica.

Por otra parte, debido a las restricciones económicas y espaciales, se ha hecho necesario instalar los paneles fotovoltaicos sobre las superficies de los edificios. Esto ha dado lugar a un sector de gran importancia y desarrollo: La fotovoltaica integrada a edificios (BIPV), donde varios elementos constructivos como cubiertas, fachadas, ventanas, entre otros, son reemplazados por módulos fotovoltaicos.

Una de las principales metas en el campo de la BIPV es alcanzar soluciones óptimas a nivel estético, económico y técnico. Asegurando así que todas las nuevas construcciones sean “Edificios de Energía Cero” (ZEB) [2]. Para lograr esto, resulta vital predecir la cantidad de electricidad que producirá la instalación, de tal forma que se pueda realizar el balance neto de energía. Este cálculo se debe realizar en una de las etapas de diseño del sistema.

En 1998 la *Comisión Electrotécnica Internacional* (IEC) publicó la Norma Internacional IEC 61724. En este estándar se describen las recomendaciones para el análisis del comportamiento eléctrico de los sistemas fotovoltaicos. Uno de los parámetros característicos lo constituye la energía anual producida, que para Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica, se puede calcular según la ecuación [3]:

$$E_{PV} = \frac{G_a(\beta, \alpha) \cdot P_{peak} \cdot PR}{G_{STC}} \quad (84)$$

Donde  $G_a(\beta, \alpha)$  la irradiación solar anual sobre la superficie del generador,  $P_{peak}$  es la potencia pico fotovoltaica instalada, PR el rendimiento anual de la instalación denominado “Performance Ratio” y  $G_{STC}$  la irradiancia solar en condiciones estándar de medida, igual a  $1\text{kW/m}^2$ .

El valor de  $G_a(\beta, \alpha)$  se puede obtener fácilmente mediante gráficos del denominado *Factor de Irradiación* (FI) [4],[5]. Por lo tanto, el problema de calcular la energía eléctrica producida se reduce principalmente a determinar el valor de PR. Pero esta tarea no es fácil, debido a que el rendimiento depende de varios factores como la radiación solar disponible en el lugar geográfico de la instalación, el clima, la orientación e inclinación de las superficies utilizadas, el diseño adecuado del sistema y la calidad de los componentes que lo conforman, entre otros.

Con el objetivo de resolver el anterior problema, se han propuesto varios métodos para tratar de predecir la influencia de diferentes variables en la cantidad de energía eléctrica generada. Algunos de ellos son analíticos, por ejemplo los empleados por Osterwald [6], Araujo [7] o Green [8]; que permiten calcular las pérdidas por temperatura. También se han propuesto otros procedimientos que incluyen más

variables, basados en redes neuronales artificiales [9][10]. Sin embargo, la mayoría de estos son muy tediosos de implementar, mientras que otros no tienen en cuenta características propias del sistema.

Otra vía que se ha propuesto para resolver el problema es proponer un rendimiento estándar de  $PR=0.75$  para cualquier sistema fotovoltaico [11], lo cual no es adecuado ya que las variables propias del lugar se deben tener en cuenta. Por ejemplo, se han reportado estudios del PR en 8 países, obteniendo valores entre 0.42 y 0.81 [12]. Esto es coherente, pues el rendimiento de los módulos fotovoltaicos depende de la temperatura ambiente del lugar. Así mismo, la latitud juega un papel importante, ya que su efecto en la irradiación solar hace que la potencia entregada a la entrada del inversor pueda llegar ser muy baja dentro de ciertos periodos de tiempo, disminuyendo así la eficiencia de conversión DC-AC.

Otro factor importante que impide el usar un PR generalizado para aplicaciones de BIPV, son las pérdidas energéticas ocasionadas por la inclinación y orientación del plano del generador. Estas tienen su origen en el hecho de que la luz solar se refleja más cuando el ángulo de incidencia con respecto a la superficie es pequeño. Las pérdidas por polvo y suciedad también dependen de esta variable. Así, se espera que el PR varíe para una misma edificación, debido a la gran cantidad de superficies disponibles a utilizar en techos y fachadas.

Según lo comentado, la gran cantidad de factores presentes hacen muy difícil la predicción del rendimiento de la instalación fotovoltaica, por lo que se hace necesario implementar un método sencillo que se pueda utilizar por parte de los arquitectos e ingenieros. Esto es muy importante, debido a que muchos países necesitan masificar la energía solar fotovoltaica. En Colombia, por ejemplo, cerca del 52% del territorio nacional está constituido por zonas no interconectadas, es decir, lugares que no tienen acceso al servicio de electricidad a través del Sistema de Interconexión Nacional [13]. Así mismo, dentro de las ciudades es aconsejable implementar BIPV con miras a obtener beneficios ambientales y económicos.

En este trabajo proponemos una expresión simple y confiable, que se puede usar en países de bajas latitudes. También se realiza el caso de estudio para Colombia, haciendo un análisis comparativo para diferentes ciudades de las pérdidas angulares y por suciedad, pérdidas angulares, pérdidas de conversión CD-AC, y el Performance Ratio del sistema (PR). En realizar este estudio no sólo resulta trascendental para predecir correctamente la energía producida por el futuro sistema fotovoltaico, sino que permite tener un parámetro de referencia para comparar datos provenientes del sistema de monitoreo a implementar con los estimados en la etapa de diseño.

## 5.2. Factores de pérdidas en un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red.

### 5.2.1. Pérdidas por polvo y suciedad

Se deben principalmente a las partículas de polvo depositadas en la superficie del vidrio del módulo fotovoltaico, que disminuyen la transmisión de la luz a las celdas solares. Generalmente, su efecto se cuantifica en términos de la disminución transmitancia normal  $T(0)$ , respecto a la que se obtendría si los módulos estuviesen completamente limpios. Los valores típicos se presentan en la tabla 1 [14], donde  $T_{\text{dirt}}(0)$  representa la transmitancia de la luz a incidencia normal cuando la superficie está sucia, mientras que  $T_{\text{clean}}(0)$  implica completa limpieza.

**Tabla 1.** Valores usuales de pérdidas a incidencia normal debido a suciedad sobre los módulos. Fuente [14].

Grado de suciedad	$T_{\text{dirt}}(0)/T_{\text{clean}}(0)$	Pérdidas
Ninguno	1	0%
Bajo	0.98	2%
Medio	0.97	3%
Alto	0.92	8%

De acuerdo a lo anterior, las pérdidas por suciedad se pueden calcular como:

$$L_{\text{dirtiness}} = 1 - \frac{T_{\text{dirt}}(0)}{T_{\text{clean}}(0)} \quad (85)$$

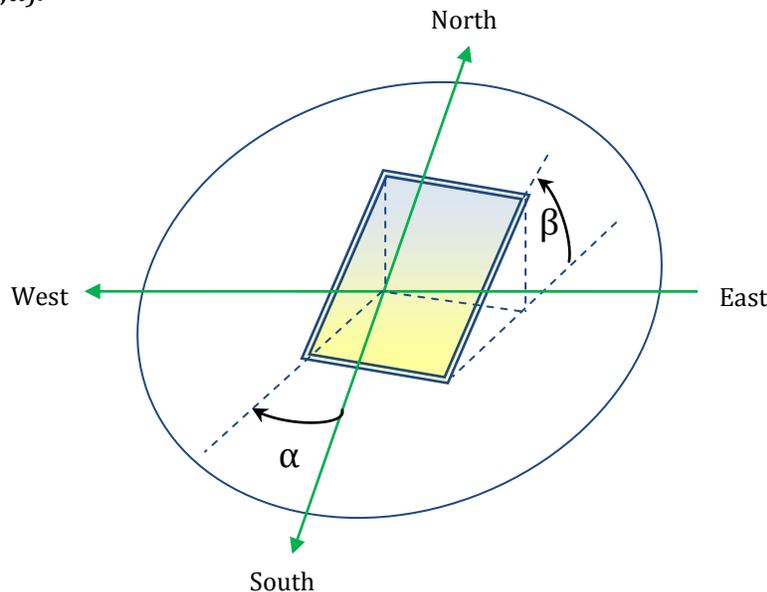
Es importante notar que la ecuación (85) permite se refiere a incidencia normal, ya que cuando el ángulo de incidencia es diferente, el polvo provoca sombras de longitud variable sobre la superficie. Este hecho debe tomar en cuenta en las pérdidas angulares.

### 5.2.2. Pérdidas angulares

Todos los módulos fotovoltaicos comerciales se caracterizan por su potencia pico, la cual se mide bajo *condiciones estándar de medida (STC)*. Estas condiciones se definen como una irradiancia incidente de  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de la célula fotovoltaica de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , espectro estándar AM 1.5G, e incidencia normal. Pero debido al movimiento

del sol durante el día, el ángulo de incidencia es variable en el tiempo, ocasionando pérdidas en la transmisión de la luz.

Por otra parte, cualquier superficie plana ubicada en el hemisferio norte de la tierra, está completamente caracterizada por su ángulo de inclinación  $\beta$  por encima del suelo, y por el ángulo de azimut  $\alpha$  u orientación con respecto al sur. En la figura 1 se muestra que el azimuth es positivo hacia el oeste, y puede ser como máximo igual a  $180^\circ$ , correspondiente a la dirección norte. De acuerdo a esto, se deduce que las pérdidas angulares están determinadas para cada superficie, es decir, para cada par de valores  $(\beta, \alpha)$ .



**Fig. 1.** Representación del ángulo de azimut y orientación de una superficie.

Aunque se han propuesto varias expresiones para calcular las pérdidas angulares [15][16][17], el modelo de Martin-Ruiz [18] reproduce resultados reales [19] y es relativamente simple. En este, la irradiancia global horaria  $G'_h(\beta, \alpha)$  incidente sobre el módulo está conformada por las contribuciones de la radiación directa  $B_h(\beta, \alpha)$ , difusa circumsolar  $D^c_h(\beta, \alpha)$ , difusa isotrópica  $D^I_h(\beta, \alpha)$ , y reflejada  $R_h(\beta, \alpha)$ ; así:

$$G'_h(\beta, \alpha) = FT_B \cdot B_h(\beta, \alpha) + FT_B \cdot D^c_h(\beta, \alpha) + FT_D \cdot D^I_h(\beta, \alpha) + FT_R \cdot R_h(\beta, \alpha) \quad (86)$$

Donde  $FT_B$ ,  $FT_D$ ,  $FT_R$  son las transmitancias relativas, normalizadas por la transmitancia total a incidencia normal, y se calculan mediante las expresiones:

$$FT_B = 1 - \frac{\exp\left(-\frac{\cos \theta_s}{a_r}\right) - \exp\left(-\frac{1}{a_r}\right)}{1 - \exp\left(-\frac{1}{a_r}\right)} \quad (87)$$

$$FT_D = 1 - \exp\left\{-\frac{1}{a_r} \left[ c_1 \left( \sin \beta + \frac{\pi - \beta - \sin \beta}{1 + \cos \beta} \right) + c_2 \left( \sin \beta + \frac{\pi - \beta - \sin \beta}{1 + \cos \beta} \right)^2 \right]\right\} \quad (88)$$

$$FT_R = 1 - \exp\left\{-\frac{1}{a_r} \left[ c_1 \left( \sin \beta + \frac{\beta - \sin \beta}{1 - \cos \beta} \right) + c_2 \left( \sin \beta + \frac{\beta - \sin \beta}{1 - \cos \beta} \right)^2 \right]\right\} \quad (89)$$

Donde  $\theta_s$  es el ángulo de incidencia entre los rayos solares y la normal al plano considerado, mientras que  $a_r$  y  $c_2$  son parámetros que dependen del grado de suciedad, y están dados en la tabla 2. El valor de  $c_1$  es  $4/(3\pi)$  en todos los casos.

**Tabla 2.** Valores usuales de los parámetros  $a_r$  y  $C_2$  para módulos de Silicio. Fuente: [14].

$T_{\text{dirt}}(0) / T_{\text{clean}}(0)$	$a_r$	$C_2$
1	0.17	-0.069
0.98	0.20	-0.054
0.97	0.21	-0.049
0.92	0.27	-0.023

Al realizar la sumatoria de la ecuación (86) a lo largo de todos los días del año, se obtiene la irradiación solar anual incidente sobre el generador  $G'_a(\beta, \alpha)$ . De forma similar, si se hace que  $FT_B$ ,  $FT_D$ ,  $FT_R$  sean iguales a 1, se obtiene la irradiación solar anual  $G_a(\beta, \alpha)$  en el caso de ausencia total de pérdidas angulares. Al comparar estas dos cantidades se obtienen las pérdidas angulares anuales:

$$L_{\text{angular}} = 1 - \frac{G'_{da}(\beta, \alpha)}{G_{da}(\beta, \alpha)} \quad (90)$$

Algunos valores anuales de pérdidas angulares se calcularon en países de Europa para el caso de superficies orientadas hacia el sur, dando como resultado valores comprendidos entre 3% y 8% aproximadamente, dependiendo del grado de inclinación [18].

### 5.2.3. Pérdidas por diferencias con la potencia nominal

En la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas la potencia real instalada difiere de la potencia nominal emitida por el fabricante, en condiciones STC. Este hecho se debe a que cada módulo cuenta con una tolerancia de fabricación  $\Delta P/P_{nom}$ , definida como la diferencia porcentual entre la potencia real  $P_{real}$  y la potencia nominal  $P_{nom}$ . Por ejemplo, se han medido valores desde 3% hasta 26% menores en módulos funcionando. El resumen de algunas investigaciones que evidencia la gran dispersión de este parámetro se muestra en la tabla 3.

**Tabla 3.** Diferencias porcentuales absolutas entre la potencia nominal emitida por el fabricante, y la potencia real de operación de los módulos.

País	$ \Delta P/P_{nom} _{min}$	$ \Delta P/P_{nom} _{max}$	Referencia
España	9%	11%	[20]
Alemania	5%	26%	[21]
Canadá	6.5%	23%	[22]
Estados Unidos	0%	19.7%	[23][24]
Australia	0.7%	25.1%	[25]

Los altos porcentajes que se citan pueden llegar a resultar en rendimientos del sistema por debajo del 60% [21]. Sin embargo, estudios recientes concluyen que cada vez los fabricantes son más responsables con esta situación. Una prueba de esto es la investigación realizada por *Solar America Board for Codes and Standards* [26], en la cual se revisaron 9422 módulos, concluyendo que menos del 0.7% del total presentaron potencias menores al 97% de la potencia nominal [27].

Para un generador compuesto por  $n$  módulos iguales de potencia nominal  $P_{nom}$ , las pérdidas por diferencias con la potencia nominal  $L_{rating}$  quedan determinadas por:

$$L_{rating} = 1 - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{P_{real,i}}{P_{nom}} \quad (91)$$

Donde  $P_{real,i}$  representa la potencia real del módulo  $i$ ésimo.

Si los módulos están bien seleccionados, las pérdidas por diferencias con la potencia nominal se pueden estimar como máximo iguales a 5% [28].

#### 5.2.4. Pérdidas por mismatch

Al realizar conexiones en serie o paralelo de módulos fotovoltaicos, la experiencia ha demostrado que la potencia total del sistema no es igual a la suma de las potencias individuales. Este déficit de energía se atribuye a las llamadas *pérdidas por mismatch*, que son principalmente ocasionadas por el sombreado parcial de los módulos y la dispersión de las propiedades eléctricas de los módulos [29].

Las características eléctricas de cada unidad del generador pueden variar debido a las tolerancias del fabricante o procesos de degradación. Entre estos últimos se encuentran la degradación de la capa antirrefleitora, la descoloración del material de encapsulamiento, la degradación inducida por la luz, los puntos calientes, y el rompimiento mecánico de la estructura de las celdas [30].

Debido a la gran multitud de factores que intervienen en este aspecto, no existe una expresión sencilla para predecir este tipo de pérdidas. Sin embargo, hay investigaciones que han detectado valores hasta del 6% por este concepto [31], mientras que otras señalan que se encuentran entre un 2% y 4% [28].

#### 5.2.5. Pérdidas por temperatura

Para módulos de silicio monocristalino, la potencia de salida disminuye aproximadamente en un 4% por cada 10°C de aumento de temperatura [14]. Esto se debe principalmente al efecto del calentamiento sobre el voltaje de circuito abierto de las celdas fotovoltaicas.

La expresión más usada para calcular la máxima potencia que puede entregar cada módulo es la propuesta por Osterwald [6], debido a que produce resultados satisfactorios [28], a pesar de su sencillez. Este modelo toma como referencia a las condiciones STC:

$$P_{m\acute{a}x} = P_{m\acute{a}x,STC} \frac{G'(\beta, \alpha)}{G_{STC}} [1 + \gamma(T_c - 25)] \quad (92)$$

Donde  $P_{m\acute{a}x}$  es la potencia máxima en W,  $G'(\beta, \alpha)$  la irradiancia incidente sobre la superficie en  $W/m^2$ ,  $P_{m\acute{a}x,STC}$  es la potencia máxima del módulo en las condiciones STC en W,  $G_{STC}=1000W/m^2$ ,  $\gamma$  es el coeficiente de variación del punto de máxima potencia con la temperatura, y  $T_c$  la temperatura instantánea de las celdas fotovoltaicas. Esta última que está dada por:

$$T_c = T_a + G'(\beta, \alpha) \frac{TONC - 20}{800} \quad (93)$$

Donde  $T_a$  la temperatura ambiente y  $TONC$  es la temperatura de operación nominal de la célula, es decir, la alcanzada en condiciones de incidencia normal bajo una irradiancia igual a  $800\text{W/m}^2$  y temperatura ambiente de  $20^\circ\text{C}$ .

Según lo anterior, las pérdidas instantáneas por temperatura estarían dadas por la diferencia entre la potencia real  $P_{m\acute{a}x}$  y la potencia hipotética producida si las células trabajaran a  $25^\circ\text{C}$ , dando como resultado:

$$L_{temperatura,ins} = -\gamma(T_c - 25) \quad (94)$$

Se puede apreciar que estas pérdidas dependen de la temperatura de las celdas, es decir, de la temperatura ambiente y de la irradiancia incidente sobre el plano del generador. De manera análoga, para un período de tiempo están determinadas por la expresión propuesta por Caamaño [32]:

$$L_{temperatura} = -\gamma(TOE - 25) \quad (95)$$

Donde  $TOE$  es la *temperatura de operación equivalente* del generador en el período considerado, ponderada por la irradiancia incidente:

$$TOE = \frac{\int_{\tau} T_c \cdot G'(\beta, \alpha) \cdot dt}{\int_{\tau} G'(\beta, \alpha) \cdot dt} \quad (96)$$

Según la anterior ecuación, se puede apreciar que estas pérdidas son complejas de evaluar para cada sistema en particular, ya que dependen de la inclinación y orientación del generador, la irradiancia incidente sobre el plano del generador (Y por ende también de las pérdidas angulares), y la temperatura ambiente del lugar. Los valores típicos oscilan entre el 5% y 15% [28].

### 5.2.6. Pérdidas por errores de seguimiento del punto de máxima potencia (PMP)

Debido a que el generador entrega corriente continua, es necesario realizar la conversión a corriente alterna para inyectarla a la red. Este proceso se realiza en el inversor. Cuando el inversor no puede ubicar el punto de óptimo de trabajo del

generador en la curva corriente – voltaje, surgen pérdidas por la generación de una potencia menor a la esperada. Estas pérdidas dependen de factores internos y externos al inversor como son [33]:

- El mecanismo de seguimiento del PMP
- Las características eléctricas del generador
- La irradiancia incidente y sus irregularidades
- La temperatura ambiente

Una investigación realizada en 100 instalaciones fotovoltaicas residenciales en Japón, por el programa de monitoreo japonés, concluye que las pérdidas promedio por errores de seguimiento del punto de máxima potencia  $L_{SPMP}$  son del orden del 6% [34]. Esto concuerda con datos reportados por el *Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas* de España (CIEMAT) [35], respecto a que los valores típicos oscilan entre 4% y 6%, para días despejados y días parcialmente nublados, respectivamente [36].

### 5.2.7. Pérdidas en el inversor por conversión DC-AC

La eficiencia de conversión DC-AC los inversores es función, principalmente, de la potencia de entrada. Aunque también incide en menor medida el valor de la tensión de entrada y de la temperatura de trabajo. Un modelo frecuentemente usado para describir este comportamiento es el propuesto por Schmidt, según el cual la eficiencia instantánea del inversor se calcula mediante la ecuación [37]:

$$\eta_{inverter} = \frac{P_{output}}{P_{input}} = \frac{P_{out}}{P_{out} + k_0 + k_1 \cdot P_{out} + k_2 \cdot P_{out}^2} \quad (97)$$

Donde

$$P_{out} = \frac{P_{output}}{P_{nominal}} \quad (98)$$

Siendo  $P_{input}$  la potencia instantánea a la entrada del inversor en W,  $P_{output}$  es la potencia instantánea a la salida del inversor en W,  $P_{nominal}$  es la potencia nominal de salida del inversor en W,  $k_0$  es el coeficiente de pérdidas de autoconsumo,  $k_1$  es el coeficiente de pérdidas proporcionales a la potencia y  $k_2$  es el coeficiente de pérdidas proporcionales al cuadrado de la potencia. Estos parámetros se pueden obtener de la curva de eficiencia del inversor, dada por el fabricante.

Para propósitos de simulación, es mejor utilizar una expresión equivalente, pero en términos de la potencia de entrada:

$$\eta_{inverter} = \frac{P_{output}}{P_{input}} = \frac{P_{in} - (b_0 + b_1 \cdot P_{in} + b_2 \cdot P_{in}^2)}{P_{in}} \quad (99)$$

Donde

$$P_{in} = \frac{P_{input}}{P_{nominal}} \quad (100)$$

Los valores de los coeficientes utilizados normalmente son  $b_0=0,02$   $b_1=0,02$   $b_2=0,07$ ; y son característicos del tipo de inversor. Estos valores se corresponden con coeficientes del modelo de Schmidt  $k_0 = 0.02$ ,  $k_1=0.025$ ,  $k_2=0.08$ ; y fueron calculados escogiendo una muestra representativa de inversores existentes en el mercado [37].

Las expresiones descritas anteriormente permiten calcular las pérdidas en el inversor a lo largo de un período de tiempo  $\tau$ :

$$L_{inverter} = 1 - \frac{E_{AC}}{E_{DC}} = 1 - \frac{\int_{\tau} \eta_{inverter} \cdot P_{max} \cdot dt}{\int_{\tau} P_{max} dt} \quad (101)$$

Donde  $E_{AC}$  es la energía generada a la salida del inversor,  $E_{DC}$  es la energía generada por el generador fotovoltaico, y  $P_{max}$  está dada por el modelo de Osterwald [6], descrito anteriormente.

De forma similar a las pérdidas por temperatura, las pérdidas en el inversor dependen de la inclinación y orientación del generador, la irradiancia incidente sobre el plano del generador (Y por ende también de las pérdidas angulares), la temperatura ambiente del lugar, y del tipo de inversor. Por consiguiente, son muy complejas de evaluar ya que son características de la instalación.

Las pérdidas por conversión se han reportado en un amplio rango. Por ejemplo, algunos reportes las sitúan entorno al 87% [12], 9.6% a 17.5% [31], 6.3% a 16.8% [36]. Sin embargo, se pueden tomar iguales al 5% para inversores muy buenos [14].

### 5.2.8. Pérdidas óhmicas en el cableado

Tanto en el cableado que conecta los elementos antes del inversor (parte DC), como a la salida de éste (parte AC), hay caídas de tensión debido al paso de la corriente eléctrica. Este fenómeno inevitable da lugar a pérdidas de potencia por calentamiento, denominadas *pérdidas óhmicas*. Estas se pueden calcular para un período de tiempo  $\tau$  de forma aproximada, mediante la expresión:

$$L_{ohmic} = \frac{\sum_{i=1}^n \int_{\tau} I_i \cdot R_i^2 \cdot dt}{\int_{\tau} P_{max} dt} \quad (102)$$

Donde  $n$  representa el número de cables,  $I_i$  es la corriente que circula en el cable  $i$ ésimo de resistencia eléctrica  $R_i$ , y  $P_{max}$  está dada por el modelo de Osterwald [6].

Usualmente, estas pérdidas varían entre el 0.5% y 1.5% [28][31], siendo 1% un valor medio aceptable a tomar.

### 5.2.9. Pérdidas por sombreado

A medida que el sol se mueve en la bóveda celeste, es posible saber su posición exacta mediante dos ángulos: la altura solar  $\gamma_s$ , y el Azimuth  $\alpha$ . Estos se representan en la figura 2. En las primeras horas de la mañana  $\alpha$  es negativo, ya que el sol sale por el oriente. A su vez, la altura solar aumenta, hasta ser máxima al medio día. Después de esta hora el signo de  $\alpha$  es positivo, indicando que el sol se acerca al occidente.

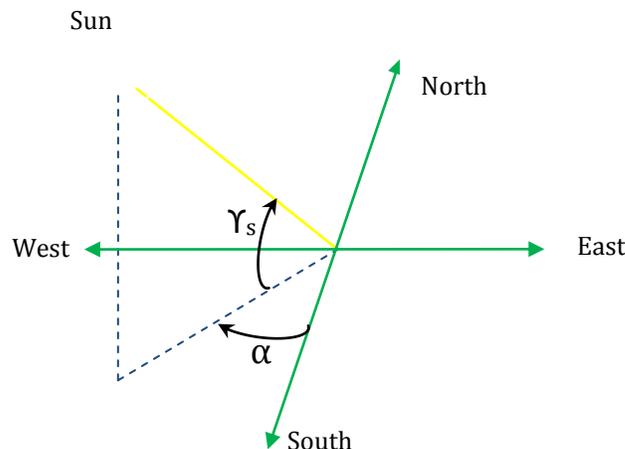
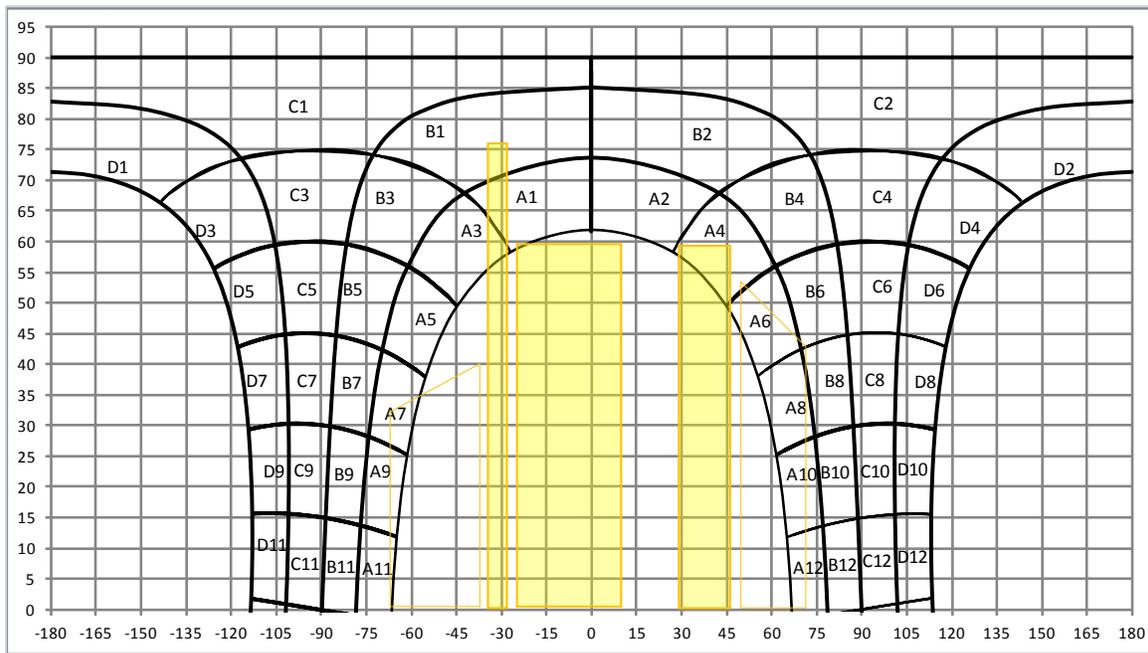


Fig. 2. Representación de las coordenadas solares.

Al graficar  $\gamma_s$  contra  $\alpha$  para todo el año, se obtiene el llamado *diagrama de trayectorias solares*. Cuando a éste se superpone el diagrama de las coordenadas correspondiente a los obstáculos que rodean el panel solar, es posible calcular las pérdidas de captación de luz solar debido al sombreado. Un ejemplo del diagrama mencionado se muestra en la figura 3, perteneciente a la ciudad de Bogotá. En amarillo aparece el diagrama de obstáculos en el horizonte.



**Fig. 3.** Diagrama de trayectorias solares empleado para calcular pérdidas por sombreado, para la ciudad de Bogotá. A éste se superpone el diagrama de obstáculos, en color amarillo.

Cada una de las regiones del gráfico A1, A2, etc; representan una porción de la irradiación solar anual proveniente del disco solar y que incide sobre el sistema fotovoltaico. En la tabla 4, llamada *tabla de referencia*, se muestran las contribuciones en porcentaje de las distintas regiones. Esta corresponde a un módulo inclinado  $30^\circ$  respecto a la horizontal y orientado hacia el sur.

**Tabla 4.** Tablas de referencia para una superficie con  $\beta=30^\circ$  y  $\alpha=0^\circ$ .

Region	A	B	D	E
1	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,49	0,15	0,09	0,05
3	1,18	0,44	0,35	0,51
4	2,04	0,82	0,70	1,17
5	2,89	1,20	1,05	1,85

6	3,56	1,51	1,34	2,39
7	3,91	1,67	1,49	2,68
8	3,86	1,65	1,47	2,64
9	3,42	1,45	1,28	2,28
10	2,69	1,11	0,97	1,68
11	1,82	0,72	0,61	1,00
12	0,99	0,36	0,27	0,36
13	0,31	0,09	0,04	0,01
14	0,00	0,00	0,00	0,00

Al multiplicar la fracción  $f_i$  de área cubierta por el obstáculo, con el porcentaje de irradiación de la región  $R_i$ , se obtienen las pérdidas por sombreado en esa porción del gráfico. Al sumar todas las contribuciones afectadas por los obstáculos, se obtienen las pérdidas totales anuales por sombreado en el sistema:

$$L_{shading} = \frac{1}{100} \sum_{i=1}^n f_i \cdot R_i \quad (103)$$

Actualmente existen alternativas muy elaboradas para calcular este tipo de pérdidas, como el método fotográfico propuesto por Cellura et.al [38], luego mejorado [39]. En algunos sitios optan por hacerlo con dispositivos electrónicos denominados “ojo de pez”, diseñados para este fin [40].

Se han medido las pérdidas por sombreado en sistemas fotovoltaicos residenciales, encontrando que en promedio son del 7% [34][41], aunque pueden llegar a alcanzar valores más altos [42].

### 5.3. El Performance Ratio del sistema.

El rendimiento de un sistema fotovoltaico se cuantifica mediante el parámetro denominado “Performance Ratio” o PR, descrito anteriormente en la ecuación (84). Este parámetro se puede relacionar con las diferentes pérdidas  $L_i$  expuestas anteriormente, multiplicando los respectivos rendimientos, así:

$$PR = \prod_{i=1}^n (1 - L_i) \quad (104)$$

En la anterior ecuación se observa que el PR de cada SFCR particular es muy complicado de calcular, si se quiere obtener resultados fiables.

El principal objetivo de este artículo es proveer un método sencillo, que sea equivalente a calcular paso a paso las pérdidas descritas anteriormente. Este procedimiento es muy importante para diseñar aplicaciones de BIPV, ya que las condiciones de cada lugar geográfico (temperatura ambiente y latitud), y el tipo de superficie (Orientación e inclinación) caracterizan al PR.

## 5.4. Metodología

El siguiente procedimiento se propuso para hallar una expresión sencilla del PR para países de bajas latitudes, aunque puede ser usado para extender el modelo a otras regiones a nivel mundial, asignando de forma adecuada los parámetros de ajuste a los resultados.

Se procedió primeramente a calcular la cantidad de irradiación media anual que recibe una superficie en función de su inclinación y su azimut. Seguidamente se calcularon las pérdidas angulares y por suciedad. Con la cantidad de irradiancia corregida y la temperatura ambiente, se calculó la potencia de entrada en cada módulo fotovoltaico, determinando así las pérdidas por temperatura. Seguidamente, se calcularon las pérdidas en el inversor mediante la ecuación de su curva característica de rendimiento. Los demás tipos de pérdidas se tomaron iguales a los valores usuales descritos en el punto 2.

A continuación se construyeron diagramas de contorno del PR en función de la inclinación y orientación para cada ciudad. Finalmente, se realizó un análisis cuidadoso de éstos, de tal forma que se encontró una ecuación sencilla que permite reproducir los resultados obtenidos mediante todo el proceso descrito en el párrafo anterior.

A continuación se describe de forma detallada el método empleado.

### 5.4.1. Obtención de datos de irradiación y temperatura

El primer paso fue disponer de datos de irradiación solar global para diferentes ciudades del país de Colombia. La fuente para obtener este tipo de información fue el sitio web especializado en proyectos de energía renovable denominado *RETScreen International* [43], que cuenta con soporte brindado por 6700 estaciones meteorológicas terrestres y por satélites de la NASA. Como resultado de este paso, se hallaron los 12 valores diarios medios mensuales de la irradiación solar global sobre superficie horizontal  $G_{dm}(0)$ .

Similarmente, los datos de temperatura fueron obtenidos de la página web de la *Organización Meteorológica Mundial* [44], cuya información climatológica global está basada en las medias mensuales de 30 años, entre 1971 y 2000. Así, se obtuvieron los 12 valores medios mensuales de temperatura mínima y máxima de cada ciudad.

#### 5.4.2. Cálculo de la irradiación solar anual sobre superficies inclinadas en Colombia

Tomando las cifras de  $G_{dm}(0)$  como punto de partida, se procedió a descomponer cada valor en radiación difusa  $D_{dm}(0)$  y directa  $B_{dm}(0)$ . Para esto se tomó en cuenta el hecho descrito por Liu y Jordan [45], según el cual la relación entre el índice de claridad  $K_{Tm}$  y la fracción de difusa  $K_{Dm}$  es independiente de la latitud. Como dependencia de estos parámetros se tomó la ecuación propuesta por Page [46], válida para latitudes entre 40°N y 40°S:

$$K_{Dm} = 1 - 1.13K_{Tm} \tag{105}$$

Donde:

$$K_{Dm} = \frac{D_{dm}(0)}{G_{dm}(0)} \tag{106}$$

$$K_{Tm} = \frac{G_{dm}(0)}{Bo_{dm}(0)} \tag{107}$$

Siendo  $Bo_{dm}(0)$  la irradiación solar extraterrestre sobre superficie horizontal, obtenida para el día  $d_n$  del mes, en el cual el valor diario iguala al promedio diario mensual. La ecuación para calcularla es [14]:

$$Bo_{dm}(0) = \frac{24}{\pi} B_0 \varepsilon_0 (\omega_s \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \sin \omega_s) \tag{108}$$

Donde:

$$B_0 = 1367 \frac{W}{m^2} \tag{109}$$

$$\varepsilon_0 = 1 + 0.033 \cos\left(\frac{2\pi d_n}{365}\right) \quad (110)$$

$$\begin{aligned} \delta = & 0.006918 - 0.399912 \cos \Gamma + 0.070257 \sin \Gamma \\ & - 0.006758 \cos(2\Gamma) + 0.000907 \sin(2\Gamma) \\ & - 0.002697 \cos(3\Gamma) + 0.00148 \sin(3\Gamma) \end{aligned} \quad (111)$$

$$\Gamma = 2\pi \left(\frac{d_n - 1}{365}\right) \quad (112)$$

$$\omega_s = \arccos(-\tan \phi \tan \delta) \quad (113)$$

Siendo  $B_0$  la constante solar,  $\varepsilon_0$  el factor de corrección de la excentricidad de la órbita de la tierra,  $\delta$  el ángulo de declinación solar según Spencer [47],  $\Gamma$  el ángulo diario,  $\phi$  la latitud del lugar, y  $\omega_s$  el ángulo de salida del sol; todos los ángulos medidos en radianes.

Para la componente de radiación directa se empleó:

$$B_{dm}(0) = G_{dm}(0) - D_{dm}(0) \quad (114)$$

Una vez obtenidas las componentes diarias de la radiación global,  $D_{dm}(0)$  y  $B_{dm}(0)$ , se calcularon sus respectivos valores horarios,  $D_h(0)$  y  $B_h(0)$ . Esto se hizo usando las expresiones propuestas por Collares – Pereira y Rabl [48]:

$$D_h(0) = r_d D_{dm}(0) \quad (115)$$

$$G_h(0) = r_g G_{dm}(0) \quad (116)$$

$$B_h(0) = G_h(0) - D_h(0) \quad (117)$$

Donde:

$$r_d = \frac{\pi}{24} \left( \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \right) \quad (118)$$

$$r_g = r_d (a + b \cos \omega) \quad (119)$$

$$a = 0.409 + 0.5016 \sin(\omega_s - 1.047) \quad (120)$$

$$b = 0.6609 + 0.4767 \sin(\omega_s - 1.047) \quad (121)$$

El paso siguiente fue calcular la irradiación global horaria sobre la superficie del generador  $G_h(\beta, \alpha)$ . Para esto se tomó *el modelo de las tres componentes*, que ha demostrado bastante exactitud [49], y establece que la radiación incidente está formada de radiación directa  $B_h(\beta, \alpha)$ , difusa  $D_h(\beta, \alpha)$ , y reflejada  $R_h(\beta, \alpha)$ ; así:

$$G_h(\beta, \alpha) = B_h(\beta, \alpha) + D_h(\beta, \alpha) + R_h(\beta, \alpha) \quad (122)$$

Para calcular la radiación directa se aplicó:

$$B_h(\beta, \alpha) = \left( \frac{B_h(0)}{\cos \theta_{zs}} \right) \cdot \max(0, \cos \theta_s) \quad (123)$$

Siendo  $\theta_s$  el ángulo de incidencia entre los rayos solares y la normal al plano considerado, y  $\theta_{zs}$  el ángulo zenital solar, dados por:

$$\begin{aligned} \cos \theta_s = & (\sin \phi \cos \beta - \text{sign}(\phi) \cos \phi \sin \beta \cos \alpha) \sin \delta \\ & + (\cos \phi \cos \beta + \text{sign}(\phi) \sin \phi \sin \beta \cos \alpha) \cos \delta \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \alpha \sin \omega \end{aligned} \quad (124)$$

$$\cos \theta_{zs} = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad (125)$$

En las dos ecuaciones anteriores  $\omega$  es el ángulo horario, y se expresa en términos del tiempo en horas,  $t_h$ :

$$\omega = \frac{(12 - t_h)}{12} \pi \quad (126)$$

El intervalo de tiempo  $\Delta t$  se tomó igual a 0.25h.

Para calcular la componente difusa sobre la superficie inclinada, en la literatura hay más de 20 modelos. Se seleccionó el modelo isotrópico de Hay – Davies [50], debido a que en varios estudios comparativos se destaca por su alta precisión y simplicidad [51][52][53][54]. En éste se considera la radiación difusa compuesta por dos partes; una componente circumsolar  $D^c(\beta, \alpha)$  que viene directamente del sol, y otra componente isotrópica  $D^I(\beta, \alpha)$  proveniente de toda la semiesfera celeste:

$$D_h(\beta, \alpha) = D_h^c(\beta, \alpha) + D_h^I(\beta, \alpha) \quad (127)$$

Donde:

$$D_h^c(\beta, \alpha) = \frac{D_h(0)\kappa_1}{\cos \theta_{zs}} \cdot \max(0, \cos \theta_s) \quad (128)$$

$$D_h^I(\beta, \alpha) = D_h(0)(1 - \kappa_1) \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (129)$$

Ambas componentes tienen un peso estadístico de acuerdo al índice de anisotropía  $k_1$  definido como:

$$\kappa_1 = \frac{B_h(0)}{B_0 \varepsilon_0 \cos \theta_{zs}} \quad (130)$$

Para calcular la componente reflejada, o albedo, se asumió que el suelo es horizontal de extensión infinita, y que refleja la luz de forma isotrópica:

$$R_h(\beta, \alpha) = \rho G_h(0) \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (131)$$

Donde  $\rho$  es la reflectividad del suelo, tomada de forma general como  $\rho=0.2$ .

#### 5.4.3. Cálculo de las pérdidas angulares y por suciedad

La irradiación global fue corregida teniendo en cuenta tanto las pérdidas por suciedad como las angulares, mediante las ecuaciones (85) a (89). Los principales parámetros de las tablas 1 y 2 se escogieron para un grado de suciedad medio, es decir,  $T_{\text{dirt}}(0)/T_{\text{clean}}(0)=0.97$ . Como resultado se obtuvo la irradiancia global horaria corregida  $G'_h(\beta, \alpha)$ .

#### 5.4.4. Cálculo de las pérdidas por temperatura

La temperatura ambiente varía a lo largo del día, pero inicialmente se disponía sólo de dos datos: la temperatura media mínima  $T_{am}$  y la máxima  $T_{aM}$ . Para tener esto en cuenta, se empleó un modelo que supone lo siguiente:

- a. La temperatura ambiente mínima se produce siempre al amanecer, es decir, cuando  $\omega = \omega_s$ .
- b. La temperatura ambiente máxima tiene lugar dos horas después del mediodía solar, es decir, cuando  $\omega = \pi/6$ .
- c. A lo largo del día la temperatura ambiente varía de acuerdo con dos semiciclos de funciones coseno, en función del tiempo solar  $\omega$ .

Así, las expresiones de este modelo son [14]:

Para  $\omega_s < \omega < \pi/6$ :

$$T_a = T_{am} + \frac{T_{aM} - T_{am}}{2} [1 + \cos(a\omega + b)] \quad (132)$$

Donde

$$a = \frac{\pi}{\omega_s - \pi/6} \quad (133)$$

$$b = -\frac{a\pi}{6} \quad (134)$$

Para  $\omega > \pi/6$ :

$$T_a = T_{aM} - \frac{T_{aM} - T_{am}}{2} [1 + \cos(a\omega + b)] \quad (135)$$

Donde

$$a = \frac{\pi}{\omega_s + 11\pi/6} \quad (136)$$

$$b = -\left(\pi + \frac{a\pi}{6}\right) \quad (137)$$

Con cada dato de temperatura ambiente obtenido y la irradiancia global horaria corregida  $G'_h(\beta, \alpha)$ , se calculó la temperatura de trabajo de la celda  $T_c$  mediante la ecuación (93). TNOc se tomó igual a  $46^\circ\text{C}$ , un valor típico emitido por los fabricantes de módulos. Con este valor, y la ecuación (92), se halló la potencia máxima de salida  $P_{m\acute{a}x}$ . Así, quedando determinadas las pérdidas instantáneas por temperatura por la ecuación (94).

#### 5.4.5. Cálculo de las pérdidas por conversión DC-AC

Con la potencia hallada en el punto anterior y la ecuación (99), se calculó la eficiencia instantánea del inversor. Para hallar  $p_{in}$  se asumió la potencia nominal del inversor  $P_{monimal}$  igual a la potencia pico del generador  $P_{m\acute{a}x,STC}$ . A continuación se obtuvo la potencia instantánea de salida. Las pérdidas totales de conversión DC-Ac quedaron así determinadas mediante la ecuación (101).

#### 5.4.6. Determinación de los demás tipos de pérdidas

Respecto a los tipos de pérdidas restantes, fueron tomados iguales a los valores promedio reportados en la literatura, como se expuso en el punto 2 de este artículo:  $L_{rating}=0.05$ ,  $L_{mismatch}=0.03$ ,  $L_{SPMP}=0.06$ ,  $L_{ohmic}=0.01$ ,  $L_{shading}=0.07$ .

#### 5.4.7. Cálculo del PR

El performance ratio final de la instalación se calculó con la ecuación (84). Por lo tanto, la irradiación anual  $G_a(\beta, \alpha)$  estuvo dada mediante promedio de los valores diarios medios mensuales  $G_{dm}(\beta, \alpha)$ , multiplicado por 365:

$$G_a(\beta, \alpha) = 365 \cdot \frac{1}{12} \sum_{n=1}^{12} G_{dm}(\beta, \alpha) \quad (138)$$

Donde la irradiación diaria media mensual  $G_{dm}(\beta, \alpha)$  se obtuvo sumando las componentes horarias de irradiación global horaria, a lo largo del día representativo:

$$G_{dm}(\beta, \alpha) = \sum_{day} G_h(\beta, \alpha) \cdot \Delta t \quad (139)$$

Por otra parte, la energía fotovoltaica estuvo dada por:

$$E_{PV} = E_{AC} (1 - L_{\text{rating}}) (1 - L_{\text{mismatch}}) (1 - L_{\text{SPMP}}) (1 - L_{\text{ohmic}}) (1 - L_{\text{shading}}) \quad (140)$$

Donde  $E_{AC}$  se calculó de forma similar a  $G_a(\beta, \alpha)$ , mediante las ecuaciones:

$$E_{AC} = 365 \cdot \frac{1}{12} \sum_{n=1}^{12} E_{AC, dm} \quad (141)$$

$$E_{AC, dm} = \sum_{\text{day}} \eta_{\text{inverter}} \cdot P_{\text{max}} \cdot \Delta t \quad (142)$$

El procedimiento descrito en los puntos 4.2 a 4.7 se repitió de forma cíclica, de tal forma que se obtuvo el valor de PR para cada par de coordenadas  $(\beta, \alpha)$ , de la ciudad en cuestión. La inclinación  $\beta$  se varió entre  $0^\circ$  y  $90^\circ$ , tomando  $\Delta\beta=5^\circ$ ; y la orientación  $\alpha$  entre  $-180^\circ$  y  $180^\circ$ , tomando  $\Delta\alpha=5^\circ$ . De esta forma se logró cubrir todas las configuraciones posibles.

Finalmente, el proceso se empleó de nuevo para 16 ciudades de Colombia ubicadas entre latitudes de  $-4^\circ\text{S}$  y  $12^\circ\text{N}$ . También se tuvieron en cuenta otras pocas ciudades de Centro América.

## 5.5. Resultados y discusión

### 5.5.1. Pérdidas angulares y por suciedad

Los resultados de las pérdidas angulares para las 16 ciudades de Colombia se consignaron en la tabla 5. Allí se puede ver que los valores mínimos de esta variable oscilan entre 4% y 5%, mientras que los máximos están entre 11% y 15%.

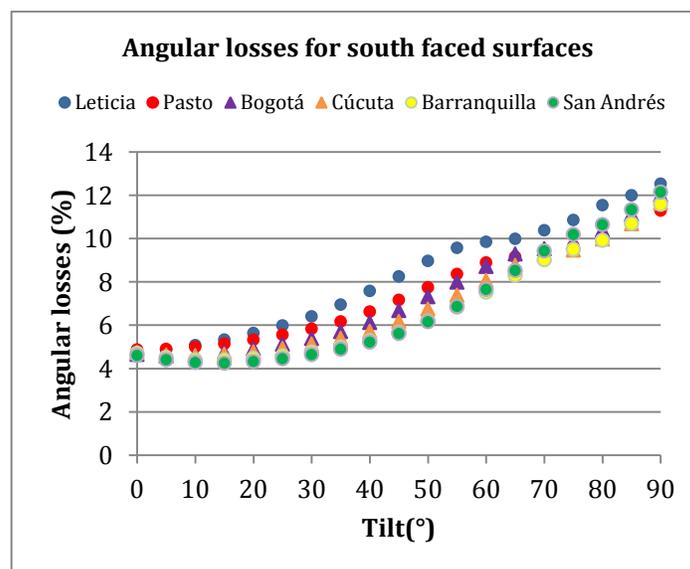
Este comportamiento difiere un poco del reportado para algunas ciudades de Europa [18], según el cual las pérdidas máximas eran del 8%, para  $90^\circ$  de inclinación. Esto se puede explicar en el hecho de que en los países ecuatoriales, las fachadas orientadas hacia el sur reciben menos cantidad de irradiación que los ubicados en altas latitudes.

**Tabla 5.** Resultados obtenidos para las pérdidas angulares.

Ciudad	Latitud $\phi$ (°)	$L_{angular\ min}$	$L_{angular\ max}$
Leticia	-4.2	5%	12%
Pasto	1.2	5%	11%
Tumaco	1.8	4%	12%
Popayán	2.5	5%	12%
Neiva	3	5%	12%
Cali	3.6	5%	12%
Villavicencio	4.2	5%	11%
Bogotá	4.7	4%	13%
Manizales	5.1	5%	12%
Medellín	6.2	5%	12%
Barrancabermeja	0.5	4%	14%
Cúcuta	7.9	4%	13%
Montería	8.8	4%	13%
Valledupar	10.5	4%	14%
Barranquilla	10.9	4%	14%
San Andrés	12.6	4%	15%

En la tabla 5 también se observa que hay una tendencia aproximada de aumento de un 1% en las pérdidas máximas, por cada 3° de latitud. Esto es lógico, ya que este tipo de pérdidas se dan para superficies verticales orientadas hacia el norte, las cuales reciben menos cantidad de irradiación a medida que aumenta la latitud.

Para entender mejor el comportamiento de las pérdidas angulares de superficies orientadas hacia el sur, en función de su ángulo de inclinación, se elaboró la figura 4.



**Fig. 4.** Pérdidas angulares anuales  $L_{angular}$  versus ángulo de inclinación  $\beta$ , para superficies orientadas hacia el sur.

Al observar la figura 4, se aprecia que las pérdidas angulares crecen con la inclinación, sin embargo, realmente cada curva presenta un mínimo, que se da para el ángulo óptimo que maximiza la irradiación global anual. Esta tendencia de se puede apreciar mejor entre mayor sea la latitud del lugar, en este caso es San Andrés, cuyo mínimo se da aproximadamente a 15°.

Para hallar las pérdidas mínimas y máximas en las cubiertas ( $0 < \beta < 30^\circ$ ), se graficó la figura 5, que muestra el caso de superficies orientadas hacia el norte. Al contrastar esta con la figura 4, se llega a la conclusión de que en las cubiertas se perderá como mínimo el 4% por conceptos angulares. Así mismo, las pérdidas máximas no superan el 8%, cuando el tejado está orientado hacia el norte. Esto es relativamente bueno para el rendimiento final del sistema. El problema ocurre en las fachadas, donde ascienden desde 11% hasta 15%.

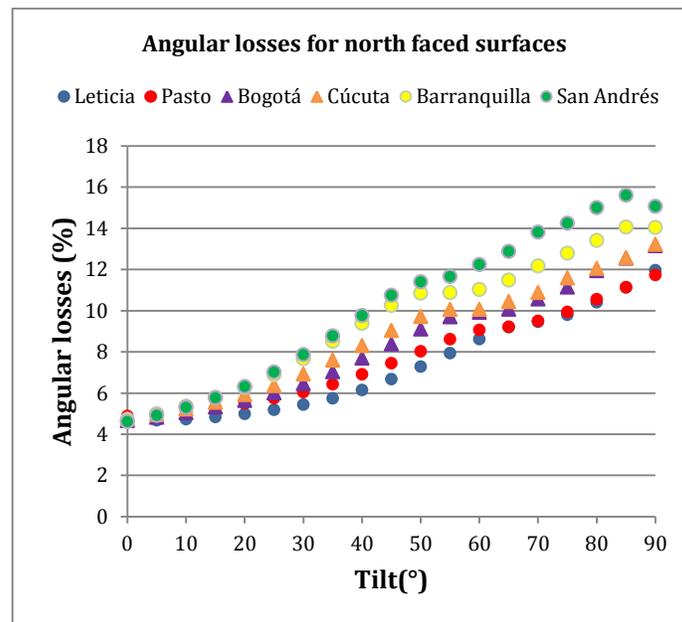
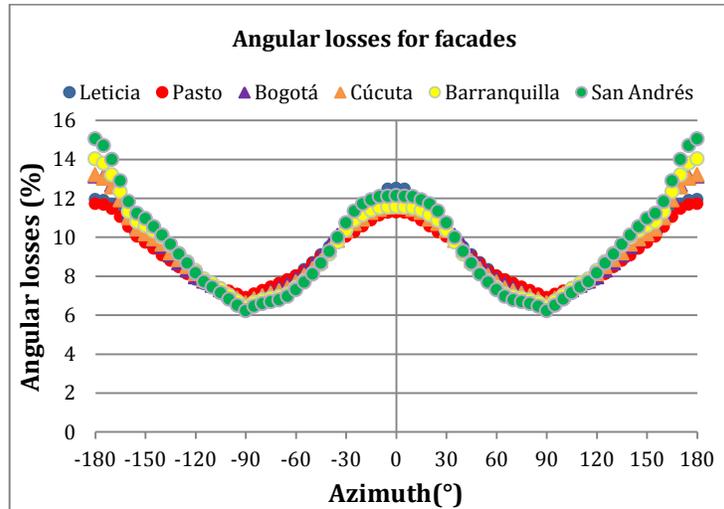


Fig. 5. Pérdidas angulares anuales  $L_{angular}$  versus ángulo de inclinación  $\beta$ , para superficies orientadas hacia el norte.

En orden de conocer las orientaciones de las fachadas permiten incrementar el rendimiento del sistema fotovoltaico, se graficó la figura 6, donde se muestran las pérdidas angulares en función del azimuth. Se puede observar que las fachadas óptimas son las orientadas hacia el oriente y hacia el oeste, con unas pérdidas angulares entre 6% y 7% para San Andrés y Pasto, respectivamente. La razón de esto es que los rayos solares inciden más perpendicularmente en este tipo de superficies en países cercanos al ecuador terrestre.



**Fig. 6.** Pérdidas angulares anuales  $L_{angular}$  versus ángulo de azimuth  $\alpha$ , para distintos tipos de fachadas.

### 5.5.2. Pérdidas por temperatura

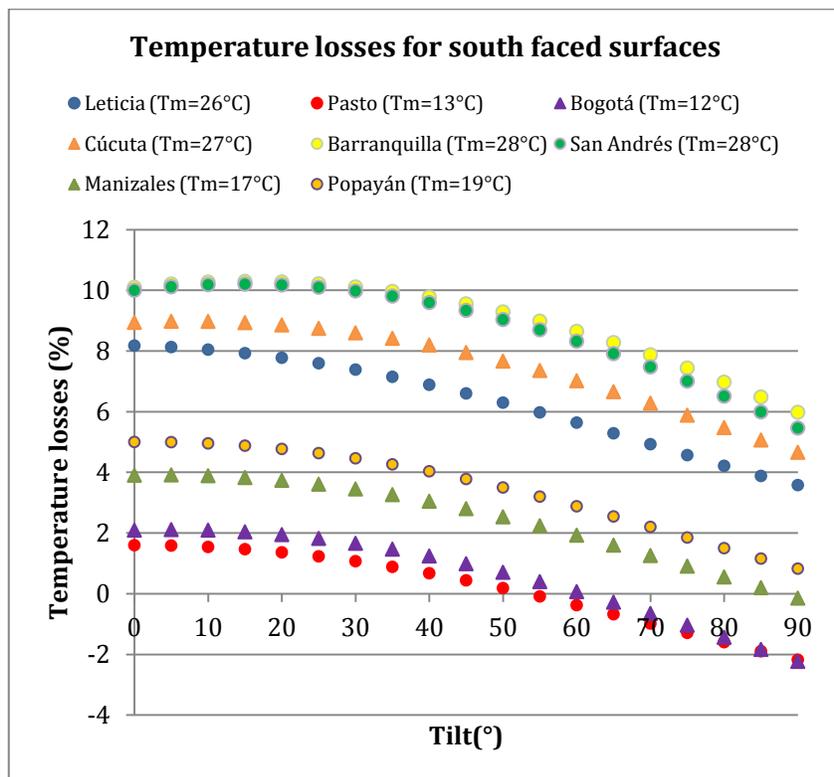
Los resultados de las pérdidas por temperatura se consignaron en la tabla 6. Allí se puede ver que los valores mínimos de esta variable oscilan entre -3% y 5%, y se dan para altas inclinaciones. Por otra parte, los máximos oscilan entre 2% y 11%, y se obtienen para superficies poco inclinadas. Estas últimas se encuentran aproximadamente dentro de los rangos esperados [28]. También se evidencia que las pérdidas máximas tienen a aumentar en función de la temperatura ambiente promedio, lo cual es lógico. Por otra parte, dentro de cada ciudad las pérdidas no varían más de un 5%, aproximadamente.

**Tabla 6.** Pérdidas mínimas y máximas por temperatura cada ciudad de Colombia.

Ciudad	Average $T_a$ (°C)	$L_{temperature}$ min	$L_{temperature}$ max
Bogotá	11,7	-2,9%	2,2%
Pasto	13,3	-2,4%	1,6%
Manizales	16,6	-0,8%	4,0%
Popayán	18,8	0,4%	5,1%
Medellín	22,3	1,8%	6,7%
Cali	24,4	2,6%	6,9%
Tumaco	26,2	3,3%	8,0%
Villavicencio	26,2	3,4%	8,0%
Leticia	26,3	3,5%	8,2%
Cúcuta	27,2	3,8%	9,1%
Barrancabermeja	27,6	4,0%	9,8%
San Andrés	27,6	3,4%	10,2%
Neiva	27,7	4,2%	8,8%
Montería	27,9	4,1%	9,5%
Barranquilla	28,3	4,1%	10,4%
Valledupar	29	4,6%	11,1%

En la figura 7 se representa la variación de las pérdidas por temperatura, para superficies orientadas hacia el sur. En esta se aprecia que tienen un comportamiento parabólico decreciente, en función de la inclinación. Entre 0° y 20° se pueden asumir constantes, luego disminuyen con la inclinación, a razón de 1% cada 15°. Este decrecimiento se debe a que la irradiación solar anual recibida es menor para superficies más verticales, lo que hace que las células se calienten menos. Por lo anterior, las fachadas presentan los mejores rendimientos por temperatura.

Las ciudades de Pasto y Bogotá obtuvieron las menores pérdidas, alrededor del 2% para los tejados, sin embargo, se puede observar que para inclinaciones mayores a 50° se vuelven negativas. Esto implica que se puede obtener un rendimiento final mayor que el teórico, con el simple hecho de utilizar fachadas en esas ciudades.



**Fig. 7.** Pérdidas por temperatura anuales  $L_{temperature}$  versus ángulo de azimuth  $\alpha$ , para superficies orientadas hacia el sur.

Para saber que orientaciones de las fachadas son las óptimas, se graficó la figura 8, donde se muestran las pérdidas por temperatura en función del azimuth.

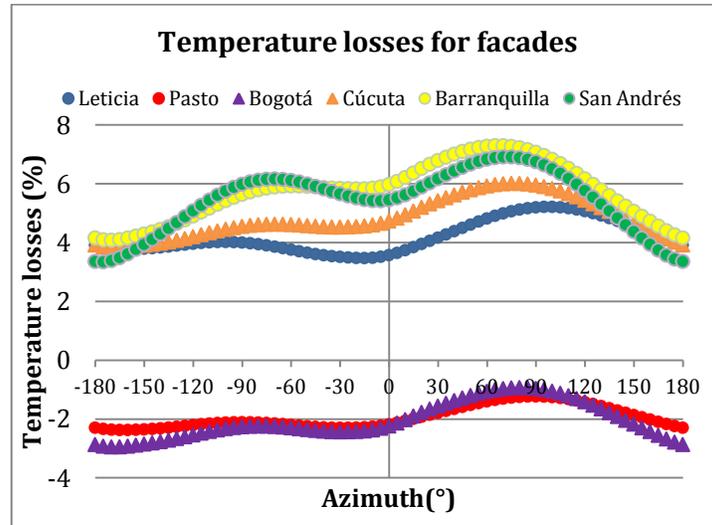


Fig. 8. Pérdidas por temperatura anuales  $L_{\text{temperature}}$  versus ángulo de azimuth  $\alpha$ , para distintos tipos de fachadas.

Se puede observar que las fachadas óptimas son las orientadas hacia el norte, mientras que las orientadas hacia el oeste presentan las mayores pérdidas. La razón de esto es que después del medio día se alcanza la temperatura ambiente máxima, cuando el sol se encuentra hacia el occidente, por lo cual los generadores que apuntan en esa dirección se calientan más.

Con el fin de encontrar una relación matemática entre la temperatura ambiente promedio del lugar y las pérdidas máximas por temperatura, se construyó la figura 9. Esta representa los datos para generadores poco inclinados.

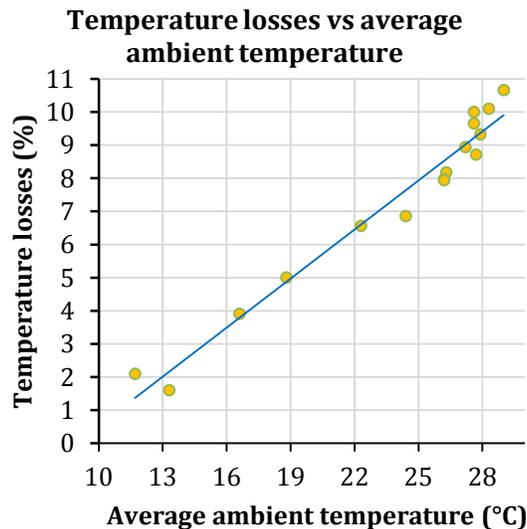


Fig. 9. Pérdidas máximas por temperatura anuales en función de la temperatura ambiente promedio.

Al hacer una regresión lineal, los puntos establecen una relación del tipo ( $R^2=0.96$ ):

$$L_{temperature,max}(T_a) = 0.493T_a - 4.405 \quad (143)$$

Esta expresión implica que por cada 2° de aumento en la temperatura ambiente media del lugar, las pérdidas máximas aumentan aproximadamente en un 1%. De esta ecuación se concluye que para una ciudad de temperatura media 9°C no habría pérdidas por este concepto.

Igualando las ecuaciones (95) y (143) se puede encontrar la relación entre la temperatura de operación equivalente máxima y la temperatura ambiente:

$$TOE_{max} = 1.12T_a + 15 \quad (144)$$

### 5.5.3. Pérdidas en el inversor

En la tabla 7 se muestran los valores de las pérdidas de conversión DC-AC. Allí se puede ver que su valor mínimo es aproximadamente del 11%, lo que se explica según la elección de los parámetros  $k_0$ ,  $k_1$  y  $k_2$ , que caracterizan la curva de eficiencia del inversor.

Por otra parte, el máximo está entre 19% y 22%. Esto indica que a medida las superficies se inclinan más y más, las perdidas aumentan hasta llegar a ser el doble.

**Tabla 7.** Pérdidas mínimas y máximas de conversión DC-AC cada ciudad de Colombia.

Ciudad	Average Ta (°C)	$L_{inverter\ min}$	$L_{inverter\ max}$
Leticia	-4.2	11.1%	19.9%
Pasto	1.2	11.2%	18.8%
Tumaco	1.8	10.1%	19.1%
Popayán	2.5	11.0%	18.9%
Neiva	3	11.2%	19.9%
Cali	3.6	11.4%	20.0%
Villavicencio	4.2	11.2%	20.4%
Bogotá	4.7	10.8%	18.6%
Manizales	5.1	11.0	19.1%
Medellín	6.2	11.0	19.8%
Barrancabermeja	0.5	10.8%	20.0%
Cúcuta	7.9	10.9%	20.4%
Montería	8.8	10.9%	20.8%
Valledupar	10.5	10.7%	21.3%
Barranquilla	10.9	10.8%	21.4%
San Andrés	12.6	10.7%	21.9%

En la figura 10 se puede ver mejor el anterior comportamiento, para superficies orientadas hacia el sur. Entre  $\beta=0^\circ$  hasta  $\beta=40^\circ$  se puede considerar que las pérdidas de conversión DC-AC son aproximadamente constantes (11%). Después de esta inclinación tienen a crecer hasta 15% o 20%, dependiendo de la latitud. También se puede apreciar que San Andrés presenta menos pérdidas que Leticia, debido que la cantidad de irradiación solar recibida por este tipo de superficies crece en función de la latitud. Por consiguiente, habrá mayores potencias a la entrada del inversor, y mayor eficiencia.

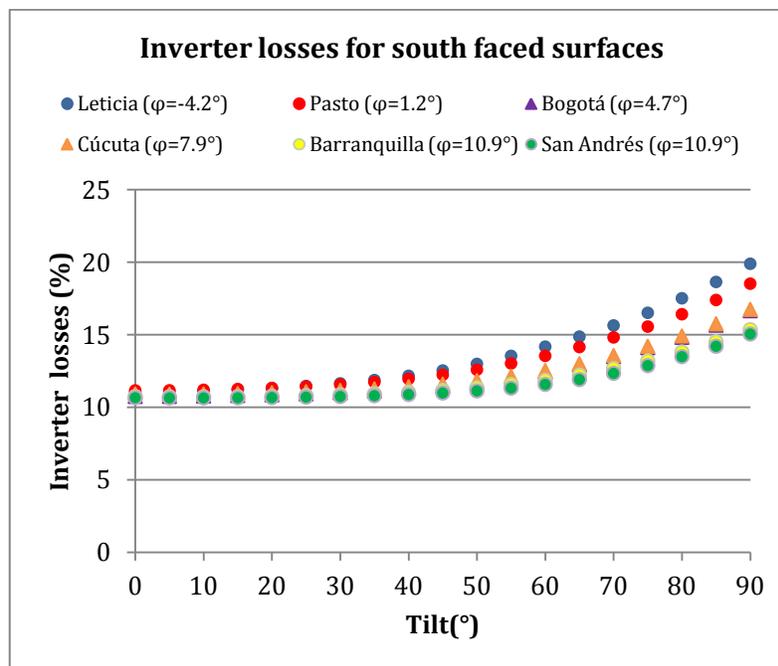


Fig. 10. Pérdidas de conversión anuales  $L_{inverter}$  contra la inclinación  $\beta$ , para superficies orientadas hacia el sur.

El comportamiento observado en las pérdidas en el inversor (Figura 10) es similar a a el exhibido por las pérdidas angulares (figura 4). Esto se explica en el hecho de fuerte dependencia de la eficiencia del inversor en función de la potencia de entrada. De acuerdo a esto, para superficies orientadas hacia el norte las pérdidas crecerán con el aumento de la inclinación, más concretamente hasta valores entre 19% y 22%. Similarmente, las fachadas orientadas hacia el este o hacia el oeste presentan menores pérdidas que las demás, alrededor del 13%.

#### 5.5.4. Rendimiento del sistema

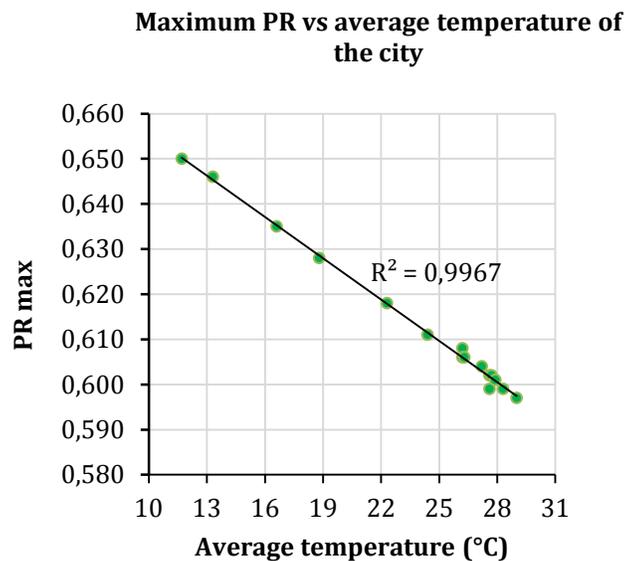
En la tabla 8 se muestran los valores mínimo y máximo del PR, obtenidos para cada ciudad. Los valores están comprendidos entre 0,51 y 0,65. En total, el intervalo de

variación fue mayor al 20%, mientras que dentro de cada ciudad puede ser hasta de 15%. Estos resultados van en contra de la práctica usual asignar siempre un mismo valor “estándar” de PR a diferentes localidades o tipos de superficies.

**Tabla 8.** Performance Ratio mínimo y máximo cada ciudad de Colombia. Los datos representan el comportamiento de un sistema fotovoltaico “promedio”.

Ciudad	Average Ta (°C)	PR min	PR max
Bogotá	11,7	0,58	0,650
Pasto	13,3	0,58	0,646
Manizales	16,6	0,56	0,635
Popayán	18,8	0,56	0,628
Medellín	22,3	0,54	0,618
Cali	24,4	0,54	0,611
Tumaco	26,2	0,54	0,608
Villavicencio	26,2	0,54	0,606
Leticia	26,3	0,54	0,606
Cúcuta	27,2	0,53	0,604
Barrancabermeja	27,6	0,53	0,602
San Andrés	27,6	0,51	0,599
Neiva	27,7	0,54	0,602
Montería	27,9	0,53	0,601
Barranquilla	28,3	0,52	0,599
Valledupar	29	0,51	0,597

Principalmente, el PR máximo depende fuertemente de la temperatura ambiente media del lugar, de forma decreciente. Esta tendencia se puede apreciar mejor en la línea de regresión de la figura 11, con un grado de ajuste de  $R^2=0.9967$ .



**Fig. 11.** Rendimiento máximo anual del sistema contra la temperatura ambiente promedio.

La ecuación de la línea recta que representa los datos es:

$$PR_{\max} = 0,686 - 0,0031 \cdot T_a \quad (145)$$

La anterior expresión se puede reescribir en términos de las pérdidas características de cada parte del sistema, como sigue:

$$PR_{\max} = (1 - L_{\text{temp,max}})(1 - L_{\text{angular,min}})(1 - L_{\text{inverter,min}}) \prod_{i=1}^6 (1 - L_i) \quad (146)$$

Siendo

$$L_{\text{temp,max}} = -\gamma(TOE_{\max} - 25) \quad (147)$$

$$TOE_{\max} = 1.12T_a + 15 \quad (148)$$

Donde los primeros 3 términos para  $PR_{\max}$  se obtuvieron mediante simulación. Es importante notar que se usan las pérdidas máximas por temperatura, ya que éstas ocurren para pequeñas inclinaciones, donde a su vez las pérdidas angulares y del inversor son mínimas. Respecto a este tipo de superficies, la ganancia en el rendimiento del sistema es hasta del 12% por conceptos angulares y del 9% por conversión, para un total de 21%. Contrariamente, por temperatura se pierde el 8%. Este comportamiento conjunto desemboca en una ganancia neta de hasta 13% en el PR.

#### 5.5.5. Valores máximos del PR dependiendo del tipo de sistema

Los resultados obtenidos en este modelo corresponden a un SFCR promedio, sobre superficies fijas. Pero es posible obtener valores mayores para PR si se asume que el sistema está muy bien diseñado. Estas dos situaciones se muestran en la tabla 9, donde se enuncian las cifras de pérdidas a utilizar en la ecuación (146), según sea el caso.

**Tabla 9.** Valores de pérdidas a usar para el cálculo de  $PR_{\max}$ .

Término	Significado	Sistema promedio	Sistema óptimo	Situación
$L_{\text{angular,min}}$	Pérdidas angulares en $\beta$ óptimo	0,04	0,03	Zonas lluviosas [18]
$L_{\text{inverter,min}}$	Pérdidas de conversión en $\beta$ óptimo	0,11	0,05	Muy buen inversor [14]
$L_{\text{rating}}$	Pérdidas por tolerancia de módulos	0,05	0,03	Módulos excelentes [27]
$L_{\text{mismatch}}$	Pérdidas por mismatch	0,03	0,02	Módulos excelentes [28]
$L_{\text{SPMP}}$	Pérdidas por seguimiento del PMP	0,06	0,02	Muy buen inversor [36]
$L_{\text{ohmic}}$	Pérdidas óhmicas en el cableado	0,01	0,005	Sección del cableado [28]
$L_{\text{shading}}$	Pérdidas por sombreado	0,07	0,02	Pocos obstáculos [55]
$L_{\text{dirtiness}}$	Pérdidas por suciedad	0,03	0,02	Zonas lluviosas [18]
Factor resultante k en el PR:		0,662	0,820	

Teniendo en cuenta la tabla 9 y la ecuación para la  $TOE_{max}$ , la ecuación (146) puede ser simplificada para fines prácticos, introduciendo una constante  $k_{sist}$  que depende del tipo de sistema, así:

$$PR_{max} = k_{sist} \cdot [1 + \gamma(1,12 \cdot T_a - 10)] \quad (149)$$

Donde  $T_a$  es la temperatura ambiente media de la ciudad en °C, y  $\gamma$  es el coeficiente de variación del punto de máxima potencia con la temperatura. Para el silicio cristalino puede usarse  $\gamma = -0,0044 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ .

Esta ecuación reprodujo los resultados obtenidos con una precisión muy alta ( $R^2=0,992$ ). Con el fin de probar la validez de esta expresión en países diferentes a los ecuatoriales, se aisló el término de temperatura, y se calcularon las pérdidas para inclinaciones cercanas a la óptima, así:

$$L_{temperature,max} = -\gamma(1,12 \cdot T_a - 10) \quad (150)$$

Los resultados obtenidos para algunos sistemas reales monitorizados se muestran en la tabla 10. Así, los valores reportados concuerdan con lo reportado para sistemas fotovoltaicos instalados en casas, por lo cual la expresión (67) tiene validez universal. Sin embargo, es importante recalcar que estas pérdidas podrían ser mayores en el caso de BIPV, si en el diseño final no se tiene en cuenta una adecuada ventilación de los módulos.

**Tabla 10.** Valores de pérdidas por temperatura para generadores inclinados cerca a su ángulo óptimo.

Ciudad	País	Número de sistemas	Pérdidas medidas	Referencia	Pérdidas calculadas
Tokio	Japón	100	4%	[34]	4%
Dublín	Irlanda	1	0%	[56]	0%
Sukatani	Indonesia	101	8%	[57]	8%

Para estudiar el rango posible del máximo rendimiento del sistema según la ciudad, se construyó la figura 12. En esta, se puede apreciar que un sistema óptimo puede alcanzar valores de PR comprendidos entre 0.74 y 0.81, dependiendo del tipo de ciudad. Bogotá es la ciudad en la que mejor se podría desempeñar el hipotético sistema ( $PR_{max}=0,81$ ), mientras que en Valledupar el rendimiento sería menor ( $PR_{max}=0,74$ ).

Sin embargo, para el cálculo de la energía anual producida en la ubicación óptima conviene utilizar los valores de un sistema “promedio”.

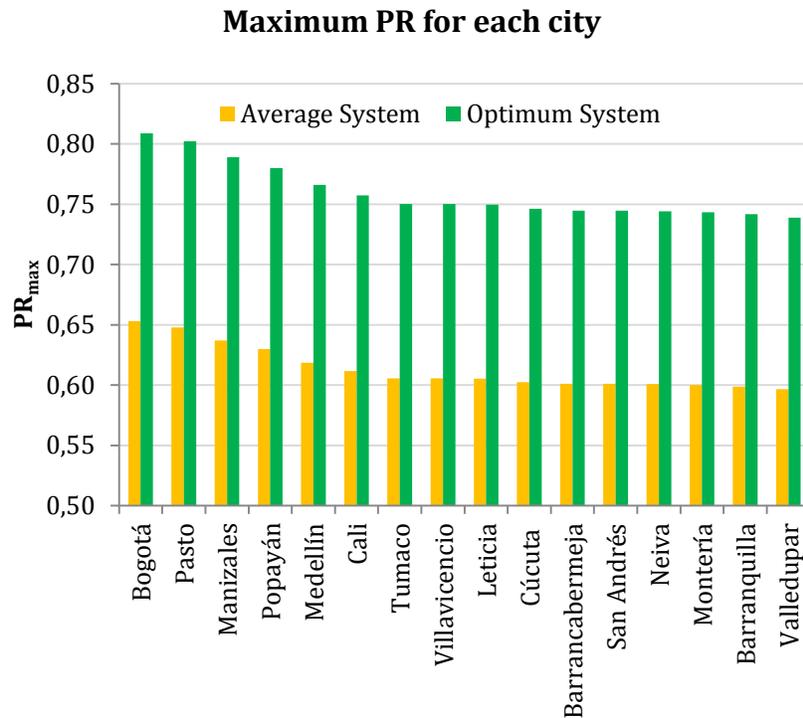


Fig. 12. Rendimiento anual máximo de un sistema, para cada ciudad función del tipo de sistema.

### 5.5.6. Variación del PR con la inclinación y orientación

Es importante recordar que la ecuación (149) sirve para calcular el PR en el caso de inclinaciones y orientaciones cercanas a la óptima. Sin embargo, su valor puede disminuir hasta en un 15%, dependiendo del tipo de superficie sobre el cual se ubiquen los módulos. Ese comportamiento implica su correspondiente error en el cálculo de la energía anual producida. Lo anterior se puede dar cuando se trata de integración arquitectónica (BIPV).

Teniendo en cuenta esto, se construyeron mapas de contorno del PR en función de la orientación e inclinación para cada ciudad. Algunos de los resultados se exponen para las ciudades de Leticia (Fig. 13), Pasto (Fig. 14), Bogotá (Fig. 15), Cúcuta (Fig. 16), y Barranquilla (Fig. 17).

PR for Leticia

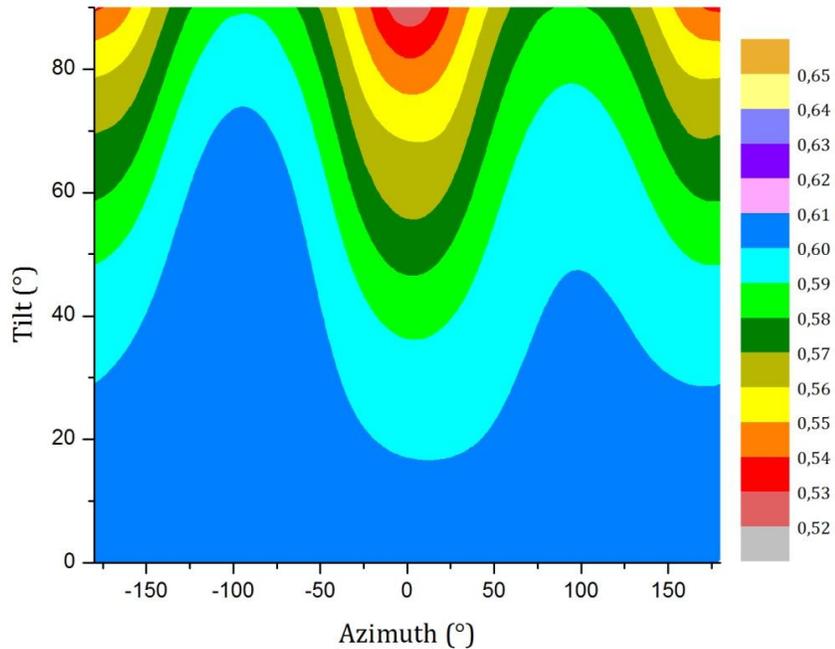


Fig. 13. Gráfico de PR para Leticia ( $\varphi = -4.2^\circ$ ), en función de la inclinación y el acimut.

PR for Pasto

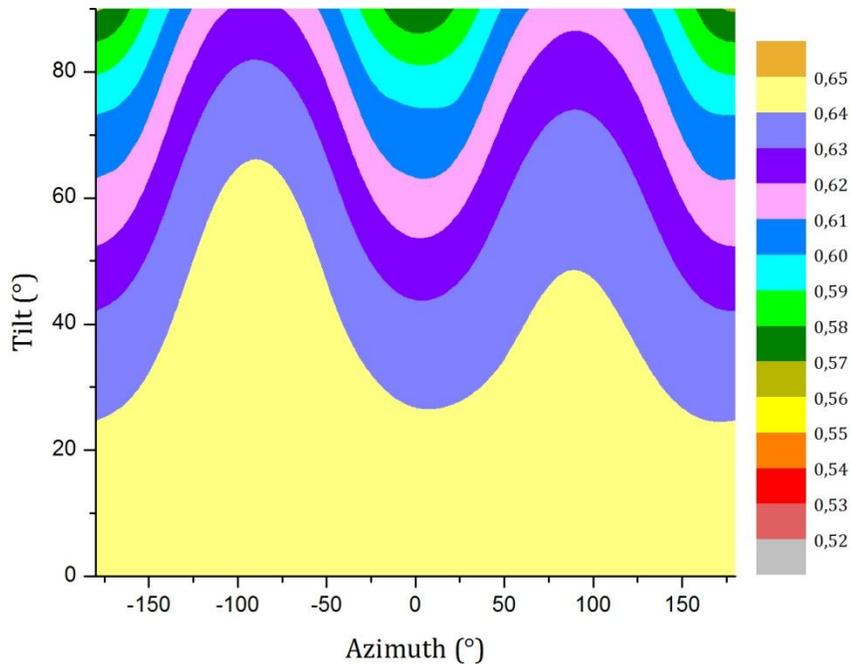


Fig. 14. Gráfico de PR para Pasto ( $\phi = 1.2^\circ$ ), en función de la inclinación y el acimut.

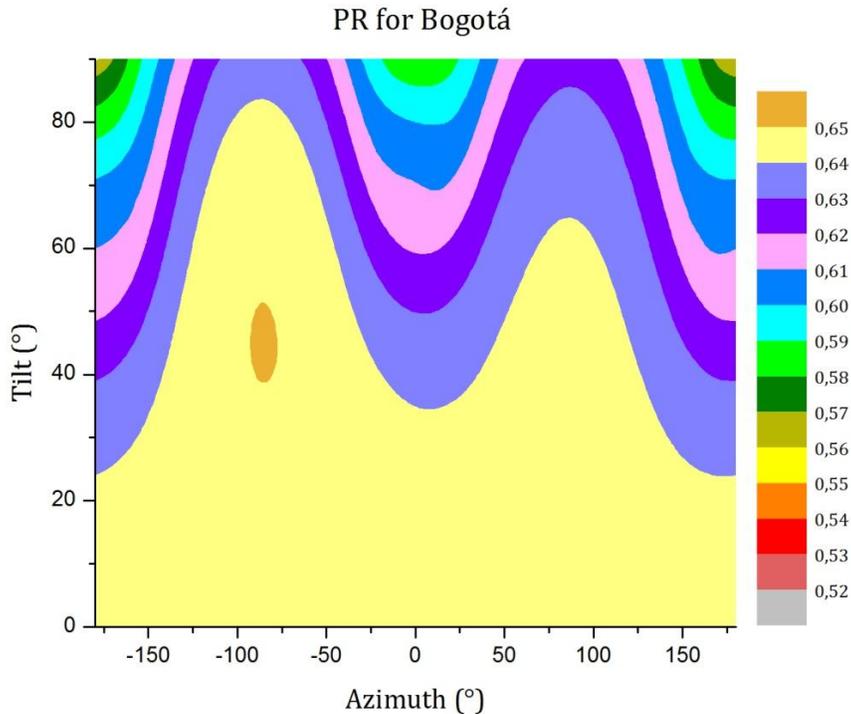


Fig. 15. Gráfico de PR para Bogotá ( $\phi = 4.7^\circ$ ), en función de la inclinación y el acimut.

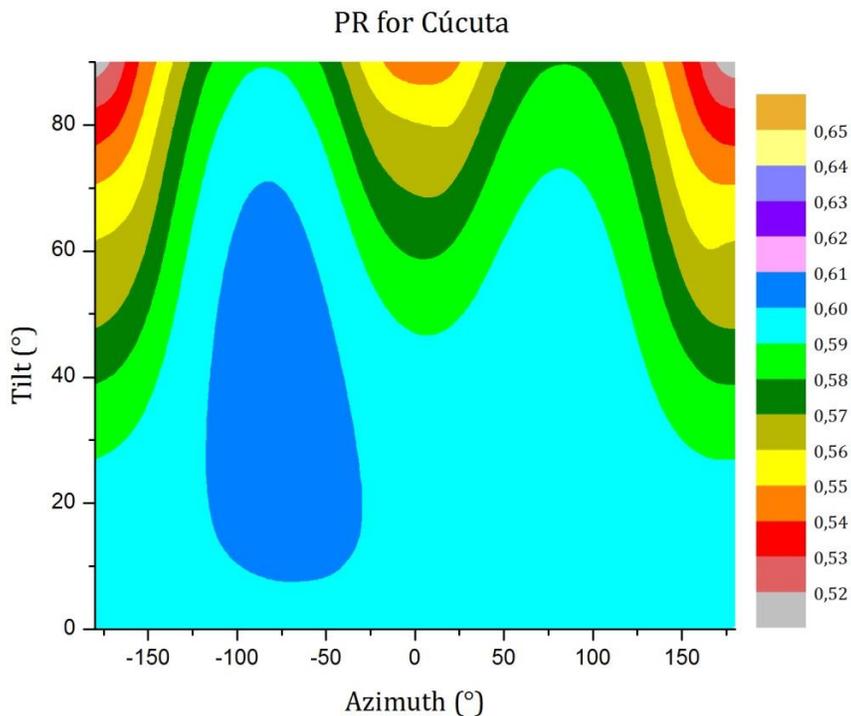


Fig. 16. Gráfico de PR para Cúcuta ( $\phi = 7.9^\circ$ ), en función de la inclinación y el acimut.

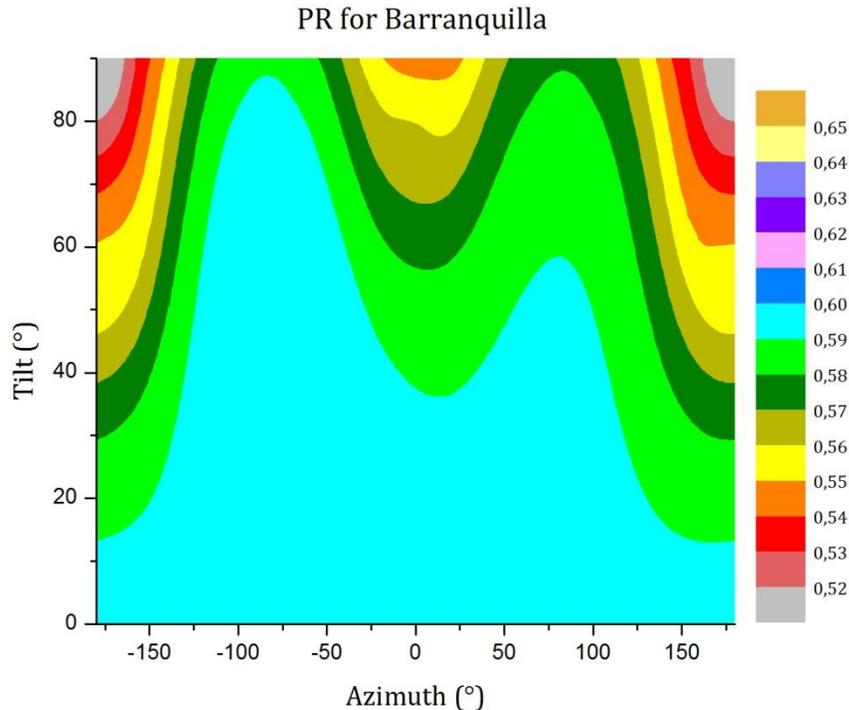


Fig. 17. Gráfico de PR Barranquilla ( $\phi = 10.9$ ), en función de la inclinación y el acimut.

En las figuras 13 a 17 se puede apreciar que todas las superficies con inclinaciones menores a  $30^\circ$ , sin importar su orientación, tienen un PR aproximadamente igual al máximo de esa ciudad. Esto implica que para todas las cubiertas se puede tomar  $PR = PR_{\max}$ .

También se puede observar que en todos los gráficos hay dos picos de rendimiento, para las orientaciones aproximadas de  $-90^\circ$  y  $90^\circ$ . Esto se debe a que tanto las pérdidas angulares como las de conversión, son mínimas para superficies orientadas hacia el oeste y hacia el este. También se ve que el pico del PR en  $\alpha = -90^\circ$  es mayor que para  $\alpha = 90^\circ$ . La razón para esto es que en las mañanas, cuando el sol se encuentra en esa orientación, la temperatura ambiente es menor, dando como resultado unas menores pérdidas por este concepto.

Por otra parte, en ciudades ubicadas en latitudes negativas, los menores rendimientos se observan para generadores verticales orientados hacia el sur ( $\alpha = 0^\circ$ ). Lo opuesto se observa en ciudades ubicadas por encima de la línea del ecuador ( $\alpha = 180^\circ$ ). Estos comportamientos son lógicos debido a las altas pérdidas angulares y del inversor en esos casos.

### 5.5.7. Modelo propuesto para calcular el PR

Todos los gráficos obtenidos en el presente artículo son útiles para hacer un estudio detallado de las pérdidas en un futuro sistema fotovoltaico. En particular, los mapas de contorno expuestos en las figuras 13 a 17 permiten identificar el PR del sistema de forma visual. Pero cada ciudad tiene un mapa de contorno diferente, caracterizado por su temperatura ambiente media y su latitud. Por lo tanto, sería necesario emplear el largo procedimiento descrito en el punto 4 cada vez que se quiera predecir el comportamiento de una instalación. En realidad, lo anterior no resulta viable técnicamente cuando se plantea un proyecto fotovoltaico. Esta es la razón por la que muchos diseñadores optan por asignar un “valor estándar” de 0.75 cuando se quiere predecir la energía producida. Pero, como se mostró anteriormente, los valores obtenidos el PR pueden variar con la ciudad y el tipo de superficie, de tal forma que al realizar esta práctica se podría inducir un error por encima del 45% en el cálculo de la electricidad anual, en el peor de los casos.

Como propuesta para resolver el problema, se pensó en encontrar una ecuación que se ajustara a los mapas de contorno obtenidos. Razonando de esta forma se encontró que, para un mismo PR, la curva de puntos describe de forma aproximada a una suma de dos funciones gaussianas. La amplitud y el ancho de tales funciones varían con la latitud del lugar. Además, los valores obtenidos para el PR en cada curva de nivel son característicos de la temperatura media del lugar. De acuerdo a esto, proponemos el siguiente modelo para el cálculo del PR:

$$PR = 0,0011 \left( A_1 \cdot e^{-2\left(\frac{\alpha-\alpha_0}{W}\right)^2} + A_2 \cdot e^{-2\left(\frac{\alpha+90}{W}\right)^2} - \beta - 50 \right) + 1,117 \cdot PR_c \quad (151)$$

Donde

$$A_1 = -1,1 \cdot |\varphi| + 60 \quad (152)$$

$$A_2 = -0,1 \cdot |\varphi| + 65 \quad (153)$$

$$W = -1,1 \cdot \varphi + 92 \quad (154)$$

$$\alpha_0 = -1,4 \cdot \varphi + 92 \quad (155)$$

$$PR_c = PR_{\max} + 0,0006 \cdot T_a - 0,017 \quad (156)$$

Siendo  $\beta$  el ángulo de inclinación,  $\alpha$  el ángulo de acimut y  $\varphi$  la latitud de la ciudad, todos en grados.  $T_a$  es la temperatura ambiente media de la ciudad en  $^{\circ}\text{C}$ .

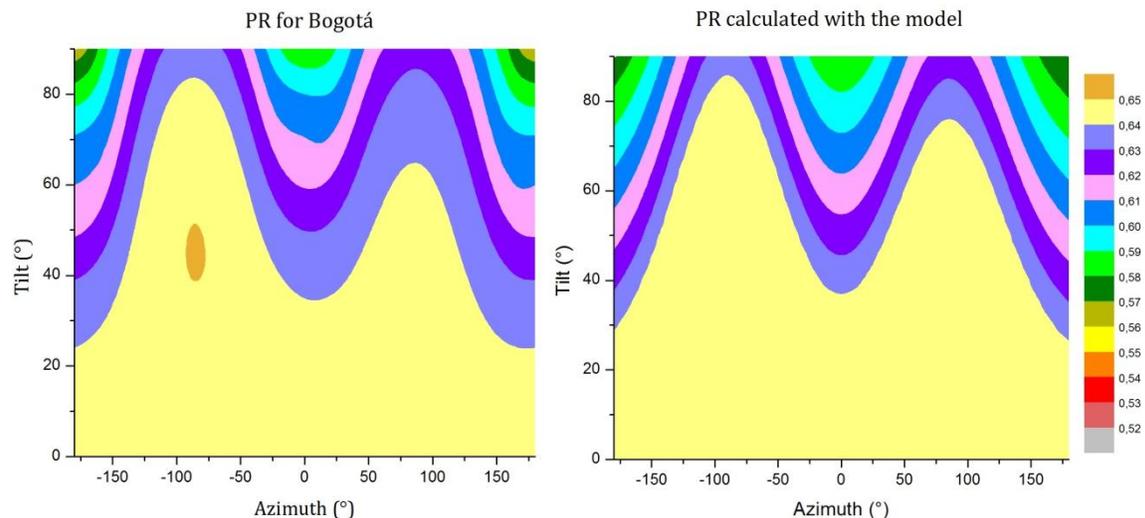
El procedimiento para emplear la ecuación (151) es el siguiente:

- Se calcula el valor de  $PR_c$  según la ecuación (156).
- Se calcula  $PR$  mediante la ecuación (151). Si  $PR > PR_c$  entonces se toma como valor de rendimiento  $PR = PR_c$ . En caso contrario se deja igual al obtenido.

Así, se obtuvo una expresión que necesita sólo 4 parámetros de entrada. Dos de ellos corresponden a la ciudad donde se instalará el sistema fotovoltaico: La temperatura ambiente  $T_a$ , y la latitud  $\varphi$ . Los otros dos caracterizan al tipo de superficie del plano del generador: Su ángulo de inclinación  $\beta$ , y la orientación  $\alpha$ .

#### 5.5.8. Grado de precisión del modelo

Con el ánimo de verificar el grado de precisión del modelo, se construyó la figura 18, donde se muestran dos diagramas de contorno del PR, uno realizado mediante el largo y tedioso proceso descrito en el punto 4, y el otro calculado mediante la ecuación propuesta, ambos para la ciudad de Bogotá.



**Fig. 18.** Contornos del PR para Bogotá, calculado mediante la simulación completa (Izquierda) y mediante el modelo propuesto (Derecha).

Así mismo, la figura 19 representa el porcentaje de error en cada punto del gráfico. Se puede observar como en la mayoría del diagrama el error cometido es menor al 1%.

Este error crece levemente con la temperatura y la latitud. Por ejemplo, para Tegucigalpa-Guatemala ( $\varphi = 14.1$ ); el error cometido en la mayor parte de los puntos es del 3%. Estos resultados indican el excelente grado de precisión del modelo propuesto, a pesar de su simplicidad.

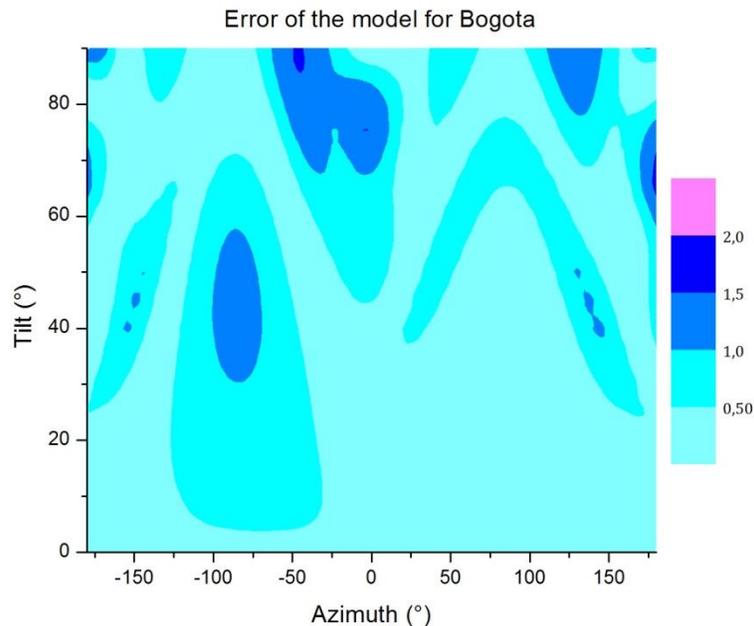


Fig. 19. Porcentaje de error cometido en el modelo propuesto para el PR de Bogotá

Finalmente, para tener una idea del trabajo ahorrado al emplear la ecuación (151) para el cálculo del PR, se describe lo siguiente: Para hallar cada punto del diagrama de contorno de la parte izquierda de figura 18 fue necesario emplear más de 40 ecuaciones, en un algoritmo de computador que realizó más de 20.000 operaciones. De forma contraria, en cada punto del gráfico de la derecha de la misma figura sólo se utilizaron dos ecuaciones: la del  $PR_{max}$ , Ecuación (149), y la propuesta en nuestro modelo, ecuación (151).

## 5.6. Conclusiones

En este trabajo se analizaron detalladamente las posibles pérdidas energéticas que inciden en el rendimiento de un sistema fotovoltaico conectado a red. El procedimiento se hizo para 16 ciudades de Colombia, en todas las inclinaciones y orientaciones posibles del plano del generador.

Los resultados mostraron que las pérdidas angulares se encuentran entre 4% y 15%. También se observó que hay una tendencia aproximada de aumento de un 1% en las pérdidas máximas por cada 3° de latitud. De forma similar, también crecen con el ángulo de inclinación, en forma cuadrática. Esta tendencia de se pudo apreciar mejor en Ciudades de latitudes mayores.

Se calcularon las pérdidas angulares mínimas y máximas en las cubiertas, encontrando que se encuentran entre 4% y 8%. Las fachadas óptimas fueron las orientadas hacia el oriente y hacia el oeste, con unas pérdidas angulares entre 6% y 7% para San Andrés y Pasto, respectivamente. La razón de esto es que los rayos solares inciden más perpendicularmente en este tipo de superficies para países cercanos a la línea del ecuador. Aunque ascendieron cuando se orientaron hacia el sur o hacia el norte, con valores de 11% y 15%, respectivamente.

Respecto a las pérdidas por temperatura, se encontraron entre -3% y 11%. Aunque dentro de cada ciudad no variaron más de un 5%, aproximadamente. Los valores máximos se dieron para bajas inclinaciones. También se evidenció que las pérdidas máximas tienen a aumentar en 1% por cada 2° en la temperatura ambiente promedio del lugar, encontrando que para ciudades de temperatura media 9°C no hay pérdidas por este concepto.

Por otra parte, en las cubiertas fueron aproximadamente constantes, y luego decrecieron con la inclinación, a razón de 1% cada 15°, aproximadamente. Este decrecimiento se debe a que la irradiación solar anual recibida es menor para superficies más verticales, lo que hace que las células se calienten menos. Por lo anterior, las fachadas presentaron los mejores rendimientos por temperatura.

Las ciudades de Pasto y Bogotá obtuvieron las menores pérdidas por temperatura, alrededor del 2% en los tejados. Para inclinaciones mayores a 50° se tornaron negativas, haciendo posible obtener un rendimiento final mayor que el teórico, con el simple hecho de utilizar fachadas en esas ciudades. También se observó que las fachadas óptimas fueron las orientadas hacia el este. La razón de esto es que después del medio día se alcanza la temperatura ambiente máxima, cuando el sol se encuentra hacia el oeste, por lo cual los generadores que apuntan en esa dirección se calientan más.

Se encontró que la temperatura de operación equivalente máxima de las celdas, es cerca de 15° más alta que la temperatura ambiente. Así mismo, se propuso una ecuación para calcular las pérdidas máximas por temperatura en cualquier país del mundo. Esta fue confirmada mediante datos de sistemas monitorizados.

Las pérdidas de conversión DC-AC se encontraron entre 11% y 22%, de tal forma que a medida las superficies se inclinan más y más, las perdidas aumentan hasta llegar a ser el doble. Para generadores orientados hacia el sur, entre  $\beta=0^\circ$  y  $\beta=40^\circ$  se mantuvieron aproximadamente constantes (11%), para después crecer hasta 15% o 20%, dependiendo de la latitud. San Andrés presentó menos pérdidas que Leticia, debido a que la cantidad de irradiación solar recibida por este tipo de superficies crece en función de la latitud. Por consiguiente, habrá mayores potencias a la entrada del inversor, y mayor eficiencia.

El comportamiento observado en las pérdidas en el inversor fue similar al exhibido por las pérdidas angulares. Por lo tanto, las fachadas orientadas hacia el este o hacia el oeste presentaron menores pérdidas que las demás, alrededor del 13%. Esto se explica en el hecho de la fuerte dependencia de la eficiencia del inversor en función de la potencia de entrada.

Por otra parte, se estimó el rendimiento de un “sistema promedio” en cada ciudad, encontrando valores de PR entre 0,51 y 0,65. Así, la variación fue de más del 20%, mientras que dentro de cada ciudad fue hasta del 15%. Estos resultados van en contra de la práctica usual asignar siempre un mismo valor “estándar” de PR a diferentes localidades o tipos de superficies.

También se encontró que el PR máximo se da para inclinaciones bajas, y depende fuertemente de la temperatura ambiente media del lugar, de forma decreciente. Este hecho permitió encontrar una ecuación de alta precisión que relaciona ambas variables, junto a las pérdidas de cada elemento del sistema fotovoltaico. Esta ecuación permite distinguir un SFCR promedio de otro muy bien diseñado, al introducir una constante denominada  $k_{\text{sist}}$ . El resultado fue que un sistema óptimo en Colombia puede alcanzar valores de PR comprendidos entre 0.74 y 0.81, dependiendo del tipo de ciudad.

Se pudo apreciar que todas las superficies con inclinaciones menores a  $30^\circ$ , sin importar su orientación, tienen un PR aproximadamente igual al máximo de esa ciudad. Esto implica que en todas las cubiertas se puede tomar  $PR=PR_{\text{max}}$ . Así mismo, Los mayores rendimientos de las fachadas fueron para superficies orientadas hacia el oeste y hacia el este.

Finalmente, se propuso una expresión simple que permite estimar el PR con sólo 4 parámetros de entrada: La temperatura ambiente media de la ciudad, la latitud, y los ángulos de inclinación y orientación del plano del generador fotovoltaico. Este modelo tiene un alto grado de precisión, y es equivalente a realizar una simulación compleja, según lo visto en la metodología.

## 5.7. Trabajo futuro

El modelo propuesto se puede extender a países de altas latitudes, pero para esto sería necesario ajustar los parámetros de la ecuación.

Nosotros esperamos que los resultados obtenidos en este trabajo, sean de gran utilidad para los arquitectos e ingenieros involucrados en el diseño de sistemas fotovoltaicos para BIPV en los países de bajas latitudes.

## 5.8. Agradecimientos

Este trabajo fue realizado gracias al apoyo recibido a través de una beca otorgada por la Universidad Internacional de Andalucía, para estudios del Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica. También a la Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad Católica de Manizales, por facilitar diversos recursos para hacer posible esta publicación.

## 5.9. Referencias

- [1] J.M. Pearce, Photovoltaics — a path to sustainable futures, *Futures*. 34 (2002) 663–674.
- [2] J. Kanters, M. Horvat, Solar Energy as a Design Parameter in Urban Planning, *Energy Procedia*. 30 (2012) 1143–1152.
- [3] The International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 61724 - 1998, Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis, (1998).
- [4] R. Thomas, *Photovoltaics and Architecture*, Taylor & Francis, London, 2012.
- [5] S. Roberts, N. Guariento, *Building Integrated Photovoltaics: A Handbook*, Springer, Switzerland, 2009.
- [6] C.R. Osterwald, Translation of device performance measurements to reference conditions, *Sol. Cells*. 18 (1986) 269–279.
- [7] G.L. Araujo, E. Sánchez, M. Martí, Determination of the two-exponential solar cell equation parameters from empirical data, *Sol. Cells*. 5 (1982) 199–204.
- [8] M.A. Green, *Solar Cells: Operating Principles, Technology and System Applications*, University of New South Wales, 1998.
- [9] F. Almonacid, C. Rus, P.J. Pérez, L. Hontoria, Estimation of the energy of a PV generator using artificial neural network, *Renew. Energy*. 34 (2009) 2743–2750.
- [10] P. Rodrigo, C. Rus, F. Almonacid, P.J. Pérez-Higueras, G. Almonacid, A new method for estimating angular, spectral and low irradiance losses in photovoltaic systems using an artificial neural network model in combination with the Osterwald model, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*. 96 (2012) 186–194.

- [11] T. Markvart, L. Castaner, Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications, Elsevier, 2003.
- [12] J.D. Mondol, Y. Yohanis, M. Smyth, B. Norton, Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland, Energy Convers. Manag. 47 (2006) 2925–2947.
- [13] Senado de la República de Colombia, Ley 855 de 2003. Definición de Zonas No Interconectadas al SIN, 2003.
- [14] A. Luque, S. Hegedus, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, 2nd ed., Wiley, United Kingdom, 2011.
- [15] Preu, R., PV-module reflection losses: Measurement, simulation and influence on energy yield and performance ratio, in: Thirteenth. Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. 1995 Proc. Vol2, 1995: pp. 1465–1468.
- [16] S. Krauter, P. Grunow, Optical Modelling and Simulation of PV Module Encapsulation to Improve Structure and Material Properties for Maximum Energy Yield, in: Conf. Rec. 2006 IEEE 4th World Conf. Photovolt. Energy Convers., 2006: pp. 2133–2137.
- [17] A.S. of H., Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, ASHRAE Standard Methods of Testing to Determine the Thermal Performance of Solar Collectors, ASHRAE, 1978.
- [18] N. Martin, J.M. Ruiz, Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model, Sol. Energy Mater. Sol. Cells. 70 (2001) 25–38.
- [19] J. Zang, Y. Wang, Analysis of Computation Model of Particle Deposition on Transmittance for Photovoltaic Panels, Energy Procedia. 12 (2011) 554–559.
- [20] P.J.P. M. Drif, Univer Project. A grid connected photovoltaic system of 200 kW p at Jaén University. Overview and performance analysis, Sol. Energy Mater. Sol. Cells. 91 (2007) 670–683.
- [21] U. Jahn, W. Nasse, Operational performance of grid-connected PV systems on buildings in Germany, Prog. Photovolt. Res. Appl. 12 (2004) 441–448.
- [22] Y. Poissant, CanmetENERGY, Field Assessment of Novel PV Module Technologies in Canada, in: Proc. 4th Canadian Solar Buildings Conference, 2009.
- [23] G.H. Atmaram, G. TamizhMani, G.G. Ventre, Need for uniform photovoltaic module performance testing and ratings, in: 33rd IEEE Photovolt. Spec. Conf. 2008 PVSC 08, 2008: pp. 1–6.
- [24] A. Detrick, A. Kimber, L. Mitchell, Performance evaluation standards for photovoltaic modules and systems, in: Conf. Rec. Thirty-First IEEE Photovolt. Spec. Conf. 2005, 2005: pp. 1581–1586.
- [25] A. Carr, T. Pryor, A comparison of the performance of different PV module types in temperate climates, Sol. Energy. 76 (2004) 285–294.
- [26] Solar America Board for Codes and Standards (Solar ABCs), [Http://www.solarabcs.org/](http://www.solarabcs.org/). (2013).
- [27] G. TamizhMani, Solar ABCs Policy Recommendation: Module Power Rating Requirements, (2011).
- [28] F. Almonacid, C. Rus, P. Pérez-Higueras, L. Hontoria, Calculation of the energy provided by a PV generator. Comparative study: Conventional methods vs. artificial neural networks, Energy. 36 (2011) 375–384.

- [29] A. Chouder, S. Silvestre, Analysis Model of Mismatch Power Losses in PV Systems, J. Sol. Energy Eng. 131 (2009) 024504–024504.
- [30] D. Picault, B. Raison, S. Bacha, J. de la Casa, J. Aguilera, Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses, Sol. Energy. 84 (2010) 1301–1309.
- [31] C.W.A. Baltus, J.A. Eikelboom, R.J.C.V. Zolingen, Analytical Monitoring of Losses in PV Systems, in: 14th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf., Barcelona, 1997.
- [32] E. Caamaño Martín, Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: caracterización y análisis, phd, E.T.S.I. Telecomunicación (UPM), 1998.
- [33] M.R. M Jantsch, Measurement of PV maximum power point tracking performance, in: Tech. Comm. 82 Photovolt. Int. Electrotech. Comm., Barcelona, 1997.
- [34] T. Sugiura, T. Yamada, H. Nakamura, M. Umeya, K. Sakuta, K. Kurokawa, Measurements, analyses and evaluation of residential PV systems by Japanese monitoring program, Sol. Energy Mater. Sol. Cells. 75 (2003) 767–779.
- [35] Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas de España (CIEMAT), [Http://www.ciemat.es/](http://www.ciemat.es/). (2013).
- [36] M. Alonso-Abella, F. Chenlo, A model for energy production estimation of PV grid connected systems based on energetic losses and experimental data on site diagnosis, in: 19th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf., Paris, 2004: pp. 2447–2450.
- [37] M. Jantsch, H. Schmidt, Schmid, Results on the concerted action on power conditioning and control, in: 11th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf., Montreux, 1992: pp. 1589–1592.
- [38] M. Cellura, A. Di Gangi, A. Orioli, A photographic method to estimate the shading effect of obstructions, Sol. Energy. 86 (2012) 886–902.
- [39] A. Orioli, A.D. Gangi, An improved photographic method to estimate the shading effect of obstructions, Sol. Energy. 86 (2012) 3470–3488.
- [40] O. Kenji, S. Koichi, K. Kazuhiko, Shading loss analysis of PV systems using fisheye photography., Pap. Tech. Meet. Front. Technol. Eng. IEE Jpn. FTE-01 (2001) 23–28.
- [41] S. Wittkopf, S. Valliappan, L. Liu, K.S. Ang, S.C.J. Cheng, Analytical performance monitoring of a 142.5 kWp grid-connected rooftop BIPV system in Singapore, Renew. Energy. 47 (2012) 9–20.
- [42] H.T. Nguyen, J.M. Pearce, Incorporating shading losses in solar photovoltaic potential assessment at the municipal scale, Sol. Energy. 86 (2012) 1245–1260.
- [43] N.R.C. Government of Canada, RETScreen International., [Http://www.etscreen.net/](http://www.etscreen.net/). (2013).
- [44] Organización Meteorológica Mundial, [Http://wwis.aemet.es/](http://wwis.aemet.es/). (2013).
- [45] B.Y.H. Liu, R.C. Jordan, The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation, Sol. Energy. 4 (1960) 1–19.
- [46] J. Page, The estimation of monthly ea values of daily total short wave radiation on vertical and inclined surfaces from sunshine records for latitudes 40°N–40°S, Proc. UN Conf. New Sources Energy. 4 (1961) 378–390.
- [47] J.W. Spencer, Fourier series representation of the position of the sun, Search. 2(5) (1971) 172.

- [48] M. Collares-Pereira, A. Rabl, The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values, *Sol. Energy*. 22 (1979) 155–164.
- [49] H. Haberlin, *Photovoltaics: System Design and Practice*, John Wiley & Sons, United Kingdom, 2012.
- [50] J.E. Hay, Study of Shortwave Radiation on Non-horizontal Surfaces, *Atmospheric Environ. Serv. Report No 79-12* (1979).
- [51] M.J. Denegri, C. Raichijk, H.G. Gallegos, Evaluación de diferentes modelos utilizados para la estimación de la radiación fotosintéticamente activa en planos inclinados, *Av. En Energ. Renov. Medio Ambiente*. 16 (2012) 9–15.
- [52] A.M. Noorian, I. Moradi, G.A. Kamali, Evaluation of 12 models to estimate hourly diffuse irradiation on inclined surfaces, *Renew. Energy*. 33 (2008) 1406–1412.
- [53] M. Diez-Mediavilla, A. de Miguel, J. Bilbao, Measurement and comparison of diffuse solar irradiance models on inclined surfaces in Valladolid (Spain), *Energy Convers. Manag.* 46 (2005) 2075–2092.
- [54] A.P. de Souza, J.F. Escobedo, Estimates of hourly diffuse radiation on tilted surfaces in Southeast of Brazil, *Int. J. Renew. Energy Res. IJRER*. 3 (2013) 207–221.
- [55] J. Leloux, L. Narvarte, D. Trebosc, Review of the performance of residential PV systems in France, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16 (2012) 1369–1376.
- [56] L.M. Ayompe, A. Duffy, S.J. McCormack, M. Conlon, Measured performance of a 1.72 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland, *Energy Convers. Manag.* 52 (2011) 816–825.
- [57] A.H.M.E. Reinders, Pramusito, A. Sudradjat, V.A.P. van Dijk, R. Mulyadi, W.C. Turkenburg, Sukatani revisited: on the performance of nine-year-old solar home systems and street lighting systems in Indonesia, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 3 (1999) 1–47.

## CAPÍTULO 6.

### Conclusiones

- Se desarrollaron gráficos para el factor de irradiación en ciudades de Colombia.
- Se determinó las orientaciones óptimas de un generador fotovoltaico en ciudades de Colombia.
- Se propuso una metodología para establecer normas técnicas mundiales que limiten las pérdidas por sombreado y orientación, en sistemas fotovoltaicos integrados a edificios.
- Se desarrollaron los diagramas de trayectoria solar junto con las tablas de referencia, para calcular las pérdidas por sombreado en Colombia.
- Se realizó un análisis detallado del posible rendimiento de un sistema fotovoltaico en varias ciudades de Colombia.
- Se calcularon los diferentes tipos de pérdidas a los que estará sometido en sistema fotovoltaico en Colombia.
- Se Propuso un modelo sencillo y confiable para predecir el Performance Ratio en países de bajas latitudes.

## CAPÍTULO 7.

### Publicaciones

Se desarrollaron 3 artículos para publicar en revistas internacionales. Los artículos se listan a continuación:

<i>Lista de publicaciones generadas en este trabajo de fin de máster</i>		
<i>Título del artículo</i>	<i>Revista</i>	<i>Estado</i>
The solar irradiation factor to develop building-integrated photovoltaics (BIPV). Making the case for Colombia	RENEWABLE ENERGY	Enviado
Methodology to establish the permitted maximum losses due to shading and orientation in photovoltaic applications in buildings. Analysis for Colombia.	ENERGY AND BUILDINGS	Enviado
A new model for forecast the developed energy by a Grid Connected Photovoltaic System in low-latitude countries	PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS	En traducción

## CAPÍTULO 8.

### Agradecimientos

Agradezco primero que todo a Dios, por darme las aptitudes para llevar a cabo este trabajo.

También a mi esposa Kerly y mi hijo David, por la enorme comprensión que me brindaron al disponer su tiempo de familia.

También agradezco de forma especial a la profesora Llanos Mora López, por servirme de gran apoyo a lo largo del desarrollo de las publicaciones.

Así mismo a todos y cada uno de los docentes de del máster, quienes me compartieron su conocimiento. Sin duda he aprendido mucho de ellos.

Finalmente, quiero agradecer a la Universidad Internacional de Andalucía, por darme esta maravillosa oportunidad de estudiar este máster mediante la beca. Les estaré siempre agradecido.

## CAPÍTULO 9.

### Datos de contacto

Cualquier comentario sobre el presente documento, o interés de trabajo en conjunto de investigación y desarrollo sobre el tema, puede ser enviado a los correos:

[lfmulcuen@unal.edu.co](mailto:lfmulcuen@unal.edu.co)

[lmulcue@ucm.edu.co](mailto:lmulcue@ucm.edu.co)

Destinatario: Luis Fernando Mulcué Nieto

Redes sociales:



**Luis Fernando Mulcué Nieto**