

Potencial de irradiación solar para generar electricidad en el departamento del Putumayo de Colombia

Potential solar radiation to generate electricity in the department of Putumayo in Colombia

Carlos Luna-Carlosama^{1, 2a}, Francy Jiménez-García^{2b}, Ricardo Moreno-Chuquen³, Luis Mulcué-Nieto^{2c}

¹Grupo de Investigación Arapaima, Centro Agroforestal y Acuícola Arapaima, Servicio Nacional de Aprendizaje SENA, Regional Putumayo, Colombia. Orcid: 0000-0001-7094-0629. Correo electrónico: cfluna@sena.edu.co

²Grupo de investigación en física y matemáticas con énfasis en la formación de ingenieros, Universidad Autónoma de Manizales, Colombia. Orcid: ^a 0000-0001-7094-0629, ^b 0000-0003-1546-8426, ^c 0000-0002-1544-3037

Correo electrónicos: ^a carlosflunac@autonoma.edu.co, ^b francy@autonoma.edu.co,

^c luisf.mulcuen@autonoma.edu.co

³Grupo de Investigación en Energías GIEN, Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Occidente, Colombia. Orcid: 0000-0002-4321-2623. Correo electrónico: rmoreno@uao.edu.co

Recibido: 15 febrero, 2020. Aceptado: 10 abril, 2020. Versión final: 29 mayo, 2020.

Resumen

En Colombia el área de las zonas no interconectadas a la red eléctrica corresponde al 50%, en particular, en el departamento del Putumayo hay un bajo índice de cobertura. Por otro lado, el potencial en energía solar es considerado alto, sin embargo, en regiones como el Putumayo, debido a las diferencias geográficas de sus subregiones, se desconoce con exactitud su valor. En esta investigación se determinó el potencial efectivo para la generación eléctrica solar en el Putumayo considerando restricciones técnicas y geográficas a partir de la información de múltiples bases de datos. Se encontró que el potencial efectivo solar más alto se da en la región Amazónica, y el más bajo en la región Andina. Por otro lado, al evaluar el consumo de energía eléctrica de las regiones, se concluye que se puede satisfacer esta necesidad con sistemas fotovoltaicos al producir energía eléctrica de autogeneración y generación distribuida.

Palabras clave: angstrom; brillo solar; irradiación; potencial efectivo; Colombia; Putumayo.

Abstract

In Colombia, the area of the zones not interconnected to the electricity grid corresponds to 50%, in particular, in the department of Putumayo there is a low coverage index. On the other hand, the potential in solar energy is considered high, however, in regions such as Putumayo, due to the geographical differences of its subregions, its value is unknown. In this investigation the effective potential for the solar electric generation in the Putumayo was determined considering technical and geographical restrictions from the information of multiple databases. It was found that the highest effective solar potential occurs in the Amazon region, and the lowest in the Andean region. On the other hand, when evaluating the electricity consumption of the regions, it is concluded that this need can be met with photovoltaic systems by producing self-generation electricity and distributed generation.

Keywords: angstrom; sunshine; irradiation; effective potential; Colombia; Putumayo.

1. Introducción

En el año 2018, en el mundo aproximadamente mil millones de personas vivían sin electricidad [1]. De acuerdo con Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE) y el Sistema Único de Información (SUI) las zonas no interconectadas a la red eléctrica (ZNI) de Colombia representan el 52% del territorio [2]. En el caso del departamento del Putumayo hay un índice de cobertura bajo, 43.06% para las zonas rurales [3].

La producción de energía con combustible fósiles ha sido uno de los responsables de las emisiones de gases de efecto invernadero, que en la última década han sido las más altas de la historia [4], [5]. Por lo anterior, es necesario complementar la matriz energética con las energías renovables (ER). Colombia cuenta con una irradiación que supera el promedio mundial, y está por encima de países con alta difusión de tecnologías fotovoltaicas como Alemania [6].

Con el objetivo de aprovechar los recursos de ER el IDEAM publica datos climatológicos de Colombia, en los que se observa que la irradiación del Putumayo está en un rango de 3 a 3,5 KWh/m²/día [7]. Por otra parte, algunos investigadores han realizado trabajos para determinar el potencial de energía solar en distintas regiones del país. Algunos estudios se enfocaron en el potencial de energía y la viabilidad técnica y económica [8]–[14]. Otros estudiaron la relación entre el potencial energético y las variables de los sistemas fotovoltaicos [15], [16]. Además, se evaluaron los comportamientos al emplear diferentes tecnologías de paneles solares [17], [18]. También, hay estudios reportados sobre la variación del brillo solar y la caracterización de la radiación solar usando el modelo de Angstrom [19]–[21].

Sumado a la falta de cobertura eléctrica y al potencial sin aprovechar de ER, para el putumayo no se encuentra estudios en ER, se desconoce el potencial local de energía solar, por lo tanto, el objetivo de esta investigación es determinar el potencial efectivo para el aprovechamiento con centrales de generación solar en el departamento del Putumayo. En este trabajo no solo se evalúa el potencial de radiación en el Putumayo a partir de múltiples bases de datos, sino que también se realizan estimaciones del potencial efectivo de generación a través de la consideración de restricciones técnicas y geográficas.

2. Metodología

Para este trabajo se realizó una subdivisión del departamento del Putumayo en 3 regiones geográficas: Amazonía, Andina, y Andina-amazónica. Para estas regiones se obtuvieron datos de horas diarias de brillo solar (n) de las estaciones meteorológicas del IDEAM y de las bases de datos remotas NASA y NREL. Con estos datos, se calculó la irradiación solar mensual sobre la superficie horizontal, después se obtuvo la irradiación sobre superficie inclinada y, seguidamente, la energía efectiva que se puede generar por un sistema fotovoltaico. Finalmente, teniendo los valores de energía que se puede generar en cada municipio, se hace una comparación con el consumo de energía que reporta el SUI en cada municipio. A continuación, se describe el procedimiento realizado para cada uno de estos cálculos.

2.1. Irradiación solar mensual sobre la superficie horizontal $G_{hm}(0)$

Esta irradiación se obtuvo aplicando el método de Angstrom [22] modificado por Prescott [23], dado según la ecuación (1):

$$\frac{G_{dm}(0)}{B_{o_{dm}}(0)} = a + b \left(\frac{n}{N} \right) \quad (1)$$

donde, $B_{o_{dm}}(0)$ es el promedio diario mensual de la irradiancia solar extraterrestre sobre superficie horizontal, y se calcula promediando para cada mes la irradiación extraterrestre diaria $B_{o_d}(0)$:

$$B_{o_d}(0) = \frac{24}{\pi} B_0 \varepsilon_0 (\omega_s \sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \sin \omega_s) \quad (2)$$

con:

B_0 es la constante solar igual a 1367 W/m²

φ es la latitud del lugar

ε_0 es el factor de correlación de la excentricidad de la órbita de la tierra que se obtiene como:

$$\varepsilon_0 = 1 + 0.033 \cos \left(\frac{2\pi d_n}{365} \right) \quad (3)$$

ω_s es el ángulo de salida del sol y se da como

$\omega_s = \arccos(-\tan \varphi \tan \delta)$, y δ es el ángulo de declinación dado por la ecuación de Spencer [24].

Para calcular los coeficientes a y b de la ecuación de Angstrom se usa las ecuaciones validadas por Gopinathan (1988) para cualquier ubicación en el mundo:

$$a = -0.309 + 0.539 \cos \varphi - 0.0693h + 0.290 \left(\frac{n}{N} \right) \quad (4)$$

$$b = 1.527 - 1.027 \cos \varphi + 0.0926h - 0.359 \left(\frac{n}{N} \right) \quad (5)$$

Con h es la altitud del lugar a estudiar; y la máxima duración de brillo de sol (N) es igual a $2\omega_s/15$, donde ω_s se expresa en grados.

2.2. Análisis estadísticos para establecer comparaciones

Los resultados del cálculo de irradiación con el método de Angstrom-PreScott se compararon con la base de datos POWER de la NASA y NSRDB del NREL, para ello se evaluaron los siguientes parámetros estadísticos: el error de sesgo medio (ESM) que se refiere al error sistemático, sus valores positivos indican una sobrestimación, los negativos una subestimación. El error porcentual medio (EPM) el cual es una medida global de la precisión de la estimación, y desviaciones menores al 10% son aceptables. La raíz cuadrada del error cuadrático medio (RECM) que muestra la variación de las estimaciones con respecto a los datos registrados y es siempre positivo [21]. Es deseable que los resultados de estos parámetros estén cerca a cero. Los estadísticos mencionados se calculan como se indica en las ecuaciones (6 -8).

$$ESM = \frac{\sum_1^{n_o} RGe - RGm}{n_o} \quad (6)$$

$$EPM = \frac{\sum_1^{n_o} \frac{RGm - RGe}{RGm} \cdot 100}{n_o} \quad (7)$$

$$RECM = \sqrt{\frac{\sum_1^{n_o} (RGe - RGm)^2}{n_o}} \quad (8)$$

donde RGm es la radiación medida o calculada con los datos de las estaciones, RGe es la radiación estimada, y n_o es el número de observaciones.

2.3 Irradiación anual sobre superficie inclinada $G_a(\alpha, \beta)$

Una vez evaluada la irradiación $G_{dm}(0)$ se procede a evaluar la irradiación sobre superficie inclinada

$G_a(\alpha, \beta)$, donde α es el ángulo de orientación y β el de inclinación. Para lo anterior, se descompone la irradiación global $G_{dm}(0)$ como la suma de la irradiación difusa diaria mensual $D_{dm}(0)$ y directa diaria mensual $B_{dm}(0)$ tomando en cuenta la condición descrita por Liu & Jordan (1960), según el cual la relación entre el índice de claridad $G_{dm}(0)/B_{dm}(0)$ y la fracción difusa $D_{dm}(0)/G_{dm}(0)$ es independiente de la latitud. La relación entre estos parámetros se da por la siguiente ecuación propuesta por Page [27]:

$$\frac{D_{dm}(0)}{G_{dm}(0)} = 1 - 1.13 \frac{G_{dm}(0)}{Bo_{dm}(0)} \quad (9)$$

Una vez obtenidas las componentes diarias de la irradiación $D_{dm}(0)$ y $B_{dm}(0)$, se calculó la irradiación horaria sobre superficie inclinada $G_h(\alpha, \beta)$ para lo cual se tomó el modelo de las tres componentes, que establece que la irradiación incidente está formada por la irradiación directa $B_h(\alpha, \beta)$, difusa $D_h(\alpha, \beta)$ y reflejada $R_h(\alpha, \beta)$, y que se expresa como:

$$G_h(\alpha, \beta) = B_h(\alpha, \beta) + D_h(\alpha, \beta) + R_h(\alpha, \beta) \quad (10)$$

donde

$$B_h(\alpha, \beta) = \frac{B_h(0)}{\cos \theta_s} \cdot \max(0, \cos \theta_s) \quad (11)$$

con θ_s como el ángulo de incidencia entre los rayos solares y la normal al plano considerado, y θ_{zs} el ángulo cenital solar, obtenidos mediante sus respectivas funciones senoidales [28]. Para calcular la irradiación directa horaria $B_h(0)$ y difusa horaria $D_h(0)$ se usa las siguientes expresiones [29]:

$$D_h(0) = r_d D_{dm}(0) \quad (12)$$

$$G_h(0) = r_g G_{dm}(0) \quad (13)$$

$$B_h(0) = G_h(0) - D_h(0) \quad (14)$$

donde

$$r_d = \frac{\pi}{24} \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \right) \quad (15)$$

$$r_g = r_d (a_g + b_g \cos \omega) \quad (16)$$

$$a_g = 0.409 + 0.5016 \sin(\omega_s - 1.047) \quad (17)$$

Con

$$b_g = 0.6609 - 0.4767 \sin(\omega_s - 1.047) \quad (18)$$

En las anteriores ecuaciones ω es el ángulo horario que es igual a $(12 - t_n)\pi/12$, con t_n el tiempo en horas.

La componente de irradiación difusa sobre la superficie inclinada $D_h(\alpha, \beta)$ se calcula por el modelo isotrópico de Hay-Davies, dado en la ecuación (19), debido a que en varios estudios se destaca por su precisión y simplicidad [30]–[32].

$$D_h(\alpha, \beta) = D^c(\alpha, \beta) + D^l(\alpha, \beta) \quad (19)$$

Donde $D^c(\alpha, \beta)$ es la componente circunsolar que viene directamente del sol y $D^l(\alpha, \beta)$ es la componente isotrópica proveniente de toda la semiesfera celeste, y se calculan como se indica a continuación:

$$D^c(\alpha, \beta) = \frac{D_h(0)k_1}{\cos \theta_s} \cdot \max(0, \cos \theta_s) \quad (20)$$

$$D^l(\alpha, \beta) = D_h(0)(1 - k_1) \frac{1 + \cos \alpha}{2} \quad (21)$$

con k_1 el índice de anisotropía dado por la relación $B_h(0)/B_o \varepsilon_o \cos \theta_s$.

La componente reflejada o albedo $R_h(\alpha, \beta)$ se calcula como $R_h(\alpha, \beta) = \rho_r G_h(0)(1 - \cos \alpha/2)$, con ρ_r la reflectividad del suelo tomada generalmente como 0.2, asumiendo que el suelo es horizontal de extensión infinita y que refleja la luz de forma isotrópica.

Para obtener la irradiación diaria media mensual sobre superficie inclinada $G_{dm}(\alpha, \beta)$ se sumaron las componentes horarias $G_h(\alpha, \beta)$, de la siguiente manera:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = \sum_{h=1}^{24} G_h(\alpha, \beta) \quad (22)$$

El valor de la irradiación sobre superficie inclinada diaria anual $G_{da}(\alpha, \beta)$ es aproximadamente igual al promedio de los valores de $G_{dm}(\alpha, \beta)$. Para determinar los ángulos y la máxima irradiación se repite el anterior procedimiento, variando los ángulos, desde la ecuación 10 a la ecuación 22. Después de conocer los ángulos, se calcularon las pérdidas angulares con el fin de seleccionar un ángulo que tenga una inclinación adecuada para el mantenimiento. Con el ángulo seleccionado se calculó la irradiación $G_{da}(\alpha, \beta)$ para cada

zona de las estaciones meteorológicas, estos valores se promediaron por región y se tomaron como la irradiación de cada municipio en la región.

Finalmente, se calculó la irradiación anual $G_a(\alpha, \beta)$ como el producto de $G_{da}(\alpha, \beta)$ por el número de días del año.

2.4 Cálculo de la energía efectiva E_{FV}

Para evaluar la energía efectiva que se puede generar por un sistema fotovoltaico E_{FV} se siguió la norma de la comisión electrónica internacional IEC 61724, la cual establece la siguiente ecuación [33]:

$$E_{FV} = \frac{G_a(\alpha, \beta) P_{pico} PR}{G_{STC}} \quad (23)$$

donde G_{STC} es la irradiación solar en condiciones estándar igual a 1 kW/m², $G_a(\beta, \alpha)$ es la irradiación en un año que se calculó en el apartado anterior, y PR es el Performance Ratio o rendimiento de la instalación. A continuación se explica una metodología para calcular el PR , la cual es propuesta por Mulcué Nieto & Mora López (2014), y se expresa, para países de bajas latitudes, en los que se incluye a Colombia, como:

$$PR = 0.0011 \left(A_1 \cdot e^{-2\left(\frac{\alpha - \alpha_0}{W}\right)^2} + A_2 \cdot e^{-2\left(\frac{\alpha + 90}{W}\right)^2} - \beta - 50 \right) + 1.117 \cdot PR_c \quad (24)$$

donde

$$A_1 = -1.1 \cdot |\varphi| + 60 \quad (25)$$

$$A_2 = -0.1 \cdot |\varphi| + 65 \quad (26)$$

$$W = -1.1 \cdot \varphi + 92 \quad (27)$$

$$\alpha_0 = -1.4 \cdot \varphi + 92 \quad (28)$$

$$PR_c = PR_{\max} + 0.0006 \cdot T_a - 0.017 \quad (29)$$

$$PR_{\max} = k_{sist} \cdot [1 + \gamma(1.12 \cdot T_a - 10)] \quad (30)$$

En las anteriores ecuaciones T_a es la temperatura ambiente media del lugar en °C; γ es el coeficiente de variación del punto de máxima potencia con la temperatura, para el silicio cristalino se puede usar $\gamma = -0.0044 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$; y el valor de k_{sist} es una constante que representa las diferentes pérdidas en un sistema, normalmente para un sistema con pérdidas promedio o

sistema regular (SR) es igual a 0.662, pero para un sistema óptimo (SO) que se considera en la mejores condiciones tiene un valor de 0.820.

El procedimiento para emplear la ecuación 24 es el siguiente: primero, se calcula el valor de PR_c con la ecuación 29. Luego se calcula el PR mediante la ecuación 24. Entonces si $PR > PR_c$ se toma como valor de rendimiento $PR = PR_c$. En caso contrario se deja igual al obtenido.

Para calcular la potencia pico (P_{pico}) que se puede instalar se midió, mediante fotografías reportadas por Google Earth, el área de los techos de las cabeceras municipales, de esta área se tomó un 30% como área disponible para instalar paneles solares.

3. Resultados y discusión

El IDEAM proporcionó datos de temperatura (Tem) promedio mensual y de brillo solar total mensual de 10 estaciones meteorológicas ubicadas en diferentes regiones del Putumayo y sus fronteras. En la Tabla 1, se observan los nombres de las estaciones de cada region, así como las coordenadas y el promedio de temperatura de la serie de los promedios mensuales que reporta el IDEAM.

Tabla 1. Estaciones del IDEAM con datos de brillo solar entre el año 1985 al 2102 para el Putumayo

Región	Nombre de la estación	Latitud (°)	Altitud (m)	Temperatura promedio °C
Andina	El encano	1.16	2830	11.67
	Michoacán	1.198	2100	15.73
	Primavera	1.168	2067	15.53
Andina amazónica	Mocoa	1.157	650	23.01
	Villagarzón	1.034	440	24.32
Amazónica	P. Umbría	0.839	362	24.96
	Valparaíso	1.195	270	25.88
	T. Esquina	0.738	219	25.65
	Tagua	-0.06	153	25.76
	Leguizamo	-0.18	147	25.68

Como se explicó en la metodología, con los datos de brillo solar proporcionados por el IDEAM, se calcularon los promedios de irradiación mensual diaria $G_{dn}(0)$.

Como se puede observar en la Figura 1, todas las estaciones tienen la mismas tendencia en el transcurso del año, las de la Amazonía con mayor irradiación solar y las de la región Andina con menor irradiación solar.

Además, se observan 3 grupos de valores de irradiación que corresponden a las 3 regiones del Putumayo. El comportamiento de los valores de irradiación se debe a que la irradiación depende de la altitud y la latitud de la zona, como se observa en las ecuaciones de Angstrom-Prescott y las ecuaciones propuesto por Gopinathan.

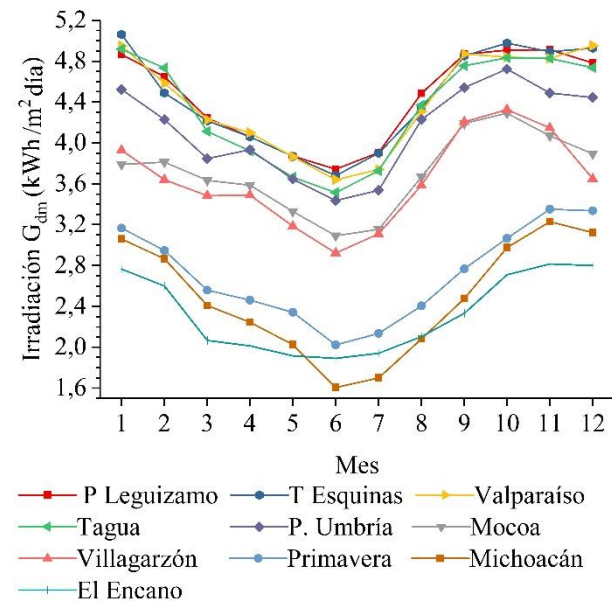


Figura 1. Promedio diario mensual de irradiación $G_{dn}(0)$ calculado por el método de Ångstrom-Prescott usando los datos de brillo solar del IDEAM. Fuente: elaboración propia.

Tomando los anteriores valores de irradiación $G_{dn}(0)$ se calculó la irradiación $G_{di}(0)$ de cada estación del IDEAM. De igual manera tomando los datos de irradiación $G_{dn}(0)$ de la NASA y del NREL se calcularon respectivamente los valores de irradiación $G_{di}(0)$ para cada zona de las estaciones del IDEAM. Como se puede observar en la Figura 2, los valores de irradiación del IDEAM de las estaciones que se encuentran en la región Amazónica son los de mayor magnitud, decreciendo hacia la región Andina que tiene los menores valores de irradiación. Un comportamiento similar se puede observar en la mayoría de datos de irradiación del NREL, mayor irradiación en la zona Amazónica y menor irradiación en la zona Andina. Por el contrario, se puede observar en los datos de la NASA, que la región Amazónica presenta los menores valores de irradiación.

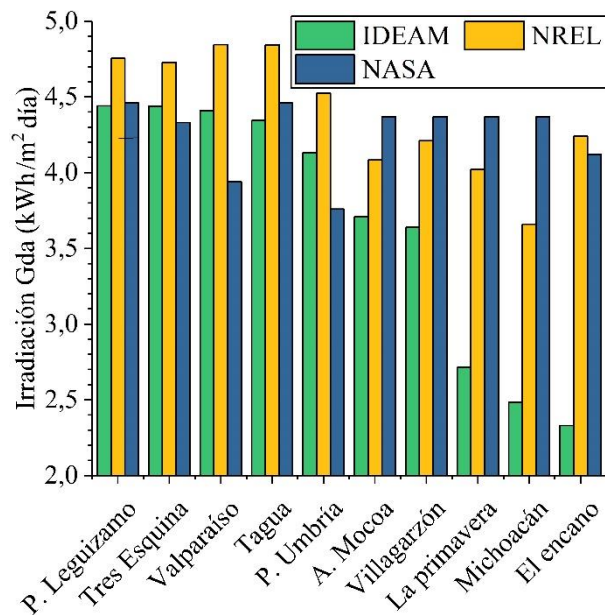


Figura 2. Promedio diario anual de irradiación $G_{da}(0)$ para las zonas de las estaciones del IDEAM usando diferentes bases de datos. Fuente: elaboración propia.

Para un mejor análisis del comportamiento de irradiación $G_{da}(0)$ entre regiones, se calculan los promedios de irradiación $G_{da}(0)$ por región como se observa en la Tabla 2 y la Tabla 3. Además, se indican los estadísticos y los valores de irradiación para las bases de datos remotas del NREL y la NASA.

Tabla 2. Comparación por regiones de los valores de irradiación G_{da} del IDEAM y la NASA

Regiones	Amazónica	Andina-amazónica	Andina
IDEAM $G_{da}(0)$ (kWh/m ² día)	4.35	3.67	2.51
NASA $G_{da}(0)$ (kWh/m ² día)	4.19	4.37	4.29
ESM (kWh/m ² día)	-0.16	0.70	1.78
EPM %	3.79	-18.95	-71.27
RECM (kWh/m ² día)	0.28	0.70	1.78

Los altos errores de las bases de datos remotas en la región Andina y Andina-amazónica se deben a su resolución espacial, ya que estas abarcan áreas de 4 km

por 4 km para el NREL y de 55 km por 55 km para la NASA, por lo cual, en estas regiones montañosas no pueden tener precisión en pequeñas zonas.

Tabla 3. Comparación por regiones de los resultados de irradiación G_{da} del IDEAM y el NREL

Regiones	Amazónica	Andina amazónica	Andina
IDEAM $G_{da}(0)$ (kWh/m ² día)	4.35	3.67	2.51
NREL $G_{da}(0)$ (kWh/m ² día)	4.74	4.15	3.97
ESM (kWh/m ² día)	0.39	0.47	1.47
EPM %	-8.90	-12.87	-59.19
RECM (kWh/m ² día)	0.39	0.48	1.50

En base a los datos de irradiación $G_{da}(0)$ se evaluaron diferentes combinaciones de los ángulos α y β para calcular la irradiación $G_{da}(\alpha, \beta)$ óptima para cada estación, encontrando que los ángulos de inclinación β absolutos están entre 2° a 5.5°, y los ángulos de orientación α son igual a 0° para las instalaciones al norte de la línea ecuatorial, e igual a 180° para las instalaciones al sur de la línea ecuatorial.

Por cuestiones de mantenimiento de los sistemas se seleccionó un ángulo β de 10° ya que además a este ángulo el promedio de pérdidas angulares de irradiación es menor al 1%. Con la inclinación de 10° se calculó el promedio de irradiación $G_{da}(\alpha, \beta)$ para cada estación y con estos valores se calculó el promedio para cada región. Tomando los ángulos de orientación e inclinación seleccionados para cada estación se calculó el PR para cada estación y con estos PR se obtuvieron los promedios para cada región (Ver valores en la Tabla 4).

Tabla 4. Irradiación al año $G_a(\alpha, 10)$, y promedio por región del PR para un SO y un SR

Región	PR SO	PR SR	$G_a(\alpha, 10)$ (kWh/m ² año)
Amazonia	0.75	0.61	1904
Andina-amazónica	0.76	0.61	1541
Andina	0.79	0.64	982

Según la metodología para el cálculo del PR propuesta por Mulcué Nieto & Mora López (2014), se toma una

constante k_{sist} para representar las pérdidas de los sistemas óptimos SO y de los sistemas regulares SR. Esta constante o pérdidas de los sistemas afecta el PR y este se puede ver reflejado en las pérdidas de energía, en esta investigación se encontró que el PR de un sistema regular tiene alrededor del 19% de pérdidas con respecto al sistema óptimo. Las variables ángulos de orientación e inclinación de los sistemas también afectan el PR, estos ángulos se evaluaron y se dejaron constantes, al igual la variable temperatura de la zona también afecta el PR, en los anteriores datos se puede observar que en general el valor del PR disminuye para las zonas de altas temperaturas como la Amazonía. Por otra parte el PR depende del coeficiente de variación del punto de máximo potencia con la temperatura γ que es una característica de la tecnología usada y para el silicio cristalino es de $-0.0044\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$.

Para calcular la potencia pico, se midió el área de los techos de las cabeceras municipales de todo el departamento del Putumayo, como se puede observar en la Figura 3 para el municipio de Sibundoy, los techos están resaltados en rojo. Usando el 30% de área disponible de los techos y el área que ocupan paneles de 250Wp (1645 mm x 997 mm) se calcula la potencia pico para cada región como una suma de la potencia pico de cada municipio, ver valores en la Tabla 5.

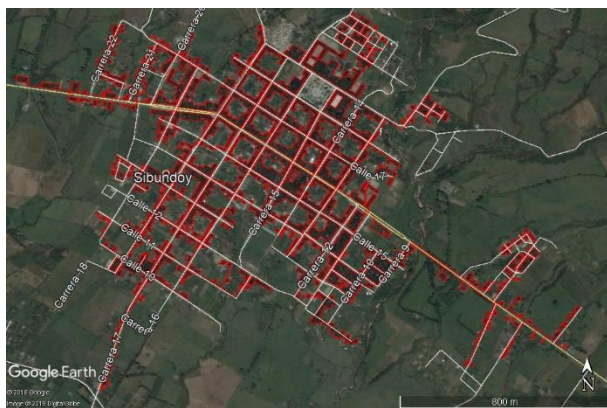


Figura 3. Área de los techos del municipio de Sibundoy. Fuente: Modificado en Google Earth

Para el cálculo de la energía generada en cada región se tomó la potencia pico del sistema, la irradiación al año con las orientaciones correspondientes a cada zona y una inclinación de los paneles a 10 grados $G_a(\alpha, 10)$, se toma el PR óptimo por lo cual según lo descrito anteriormente las pérdidas del sistema k_{sist} son de 0.820, y por otra parte según la tecnología usada el coeficiente de variación del punto de máximo potencia con la

temperatura γ para el silicio cristalino es de $-0.0044\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$. Como se puede observar en la Tabla 5, en el Putumayo, se pueden generar 277.7 GWh/año. Por otro lado, según el reporte del SUI en el año 2016 en el Putumayo se consumieron un total 67.0 GWh/año, este consumo es aproximadamente el 24% de lo que se puede generar.

Tabla 5. Potencia pico, energía potencial que se puede generar y porcentaje que representa el consumo de energía con respecto al potencial que se puede generar.

Región	Potencia Pico (MWp)	Energía Generada (MWh/año)	Consumo en el año 2016 (%)
Andina	31.09	24119	33.38
Andina-amazónica	57.20	66778	28.04
Amazónica	130.61	186768	21.56
Total	218.89	277665	24.14

Fuente: Datos de consumo de energía tomados del SUI.

4. Conclusiones

Los valores de irradiación solar del Putumayo tomados de las bases de datos remotas del NREL y la NASA, al compararlos con los valores calculados con datos de las estaciones meteorológicas del IDEAM, muestran EPM aceptables en la región Amazónica, pero no son aceptables en las regiones Andina y Andina-amazónica. Esto se debe a que las resoluciones espaciales de las bases de datos remotas son muy grandes, abarcando grandes áreas como si tuvieran un mismo valor de irradiación, y en estas regiones montañosas hay variedad de climas en distancias menores a las de la resolución espacial.

Usando menos del 30% del área disponible de los techos de las cabeceras municipales del Putumayo, para instalar sistemas de paneles solares, se puede generar un potencial efectivo de electricidad con el que se puede cubrir toda la demanda de energía eléctrica del departamento, por lo cual se concluye que el potencial con sistemas fotovoltaicos resultaría adecuado para producir energía eléctrica de autogeneración y generación distribuida en los municipios del Putumayo.

En esta investigación se combinan algunos modelos ampliamente usados por diferentes investigadores, con los que se logró calcular la energía eléctrica que un sistema solar fotovoltaico puede generar. Para el cálculo solar fotovoltaico se tuvieron en cuenta las características de la tecnología, los datos de brillo solar, la altitud, la

temperatura ambiente y la latitud del lugar. Como se puede observar, se emplearon modelos matemáticos que involucran las diferentes variables que afectan a los sistemas y se obtuvieron resultados de forma ágil y con buena precisión.

Agradecimientos

Los autores agradecen a la Gobernación del Departamento del Putumayo y el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación COLCIENCIAS por la financiación recibida del programa formación de capital humano de alto nivel para las regiones. Así mismo, al Servicio Nacional de Aprendizaje SENA y a la Universidad Autónoma de Manizales por todo el apoyo en el proceso de aprendizaje y el desarrollo de esta investigación a través del programa de Maestría en Ingeniería.

Referencias

- [1] Banco mundial, “Energía,” 2018. [Online]. Available: <http://www.bancomundial.org/es/topic/energy/overview>
- [2] Superservicios, “Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2017 Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible,” 2017.
- [3] UPME, “Consultas Estadísticas SIEL,” *Cobertura eléctrica*, 2015. [Online]. Available: <http://www.siel.gov.co/Inicio/CoberturadelSistemaInterconectadoNacional/ConsultasEstadisticas/tabid/81/Default.aspx>.
- [4] IPCC, “Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático,” 2011.
- [5] IPCC, “Mitigación del cambio climático,” 2014.
- [6] UPME, *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Bogotá D.C., 2015.
- [7] IDEAM and UPME, “Atlas de Colombia,” 2018. [Online]. Available: <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/atlas-de-colombia>
- [8] R. Quijano, S. Botero, J. Domínguez, “MODERGIS application: Integrated simulation platform to promote and develop renewable sustainable energy plans, Colombian case study,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 7, pp. 5176–5187, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.05.006
- [9] D. Lezcano, S. Botero, H. Velásquez, “Estudio Exergético para identificar y evaluar potencialidades en energías renovables en el territorio Colombia, para planeamiento energético en periodos futuros,” 2011.
- [10] Y. González, H. Carvajal, “Electrificación sostenible de zonas interconectadas del pacífico Colombiano, por medio de Clusters prototipo de sistemas híbridos solar-eólico-híbridos-diesel optimizados con homer,” Universidad Javeriana, 2016.
- [11] Y. Muñoz, J. Guerrero, A. Ospino, “Evaluation of a hybrid system of renewable electricity generation for a remote area of Colombia using homer software,” *Tecciencia*, vol. 9, no. 17, pp. 45–54, 2014, doi: 10.18180/tecciencia.2014.17.6
- [12] A. Ospina, “Análisis del potencial energético solar en la región caribe para el diseño de un sistema fotovoltaico,” *Inge CUC*, vol. 6, no. 6, 2010.
- [13] H. Agudelo, L. Delgado, A. Aristizabal, “Evaluación del potencial de generación fotovoltaica en la ciudad de Quibdó, Chocó,” *Elementos*, vol. 6, pp. 109–123, 2016, doi: 10.15765/e.v6i6.839
- [14] Y. A. Gamboa, A. Hill, “Gestión de sistemas fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica en las zonas no interconectadas (En comunidades menores a 500 habitantes) en el pacífico Colombiano,” Universidad Pontificia Bolivariana, 2016.
- [15] L. Delgado, A. J. Aristizabal, “A method for modelling photovoltaic modules under non-standard conditions of solar radiation and ambient temperature in Quibdó, Colombia,” *Int. J. Ambient Energy*, pp. 1–5, 2017, doi: 10.1080/01430750.2017.1318781
- [16] A. Valverde, S. M. Aragon, “Evaluación de la radiación solar en la ciudad de Ibagué mediante la adecuación de un panel fotovoltaico como fuente de adquisición de datos,” *Sodebras*, vol. 8, no. 85, p. 21, 2013.
- [17] J. Hernández, C. A. Arredondo, W. A. Vallejo, “Technical Potential of some Colombian Cities for the Development of Grid Connected PV Systems through Virtual Instrumentation,” in *2014 IEEE 40^a Conferencia de Especialistas Fotovoltaicos (PVSC)*, 2014, pp. 1430–1435, doi: 10.1109 / PVSC.2014.6925185
- [18] Y. Muñoz, D. Zafra, V. Acevedo, A. Ospino, “Analysis of energy production with different photovoltaic technologies in the Colombian geography,”

- in *The International Congress of Mechanical Engineering and Agricultural Sciences 2013*, 2014, pp. 1–9, doi: 10.1088/1757-899X/59/1/012012
- [19] W. Murillo, G. Valois, G. Aragón, “Caracterización de la radiación solar global en Quibdo, años 1998-2000,” *Rev. – Univ. Tecnológica del Chocó*, vol. 7, no. 15, pp. 6–13, 2002.
- [20] S. Córdoba, W. Murillo, R. Palomino, E. Banguero, “Caracterización del brillo solar en quibdo (1979-2003),” *Rev. Inst. Univ. Tecnológica del Choco*, vol. 22, pp. 12–18, 2005.
- [21] O. Guzmán, J. Baldión, O. Simbaqueva, C. Chacón, “Coeficientes para estimar la radiación solar global a partir del brillo solar en la zona cafetera colombiana,” *Cenicafé*, vol. 64, no. 1, pp. 60–76, 2013.
- [22] A. Angstrom, “Solar and terrestrial radiation,” *Sol. Atmos. Radiat.*, pp. 121–126, 1923, doi: 10.1002/qj.49705021008.
- [23] J. . Black, C. . Bonython, J. Prescott, “Solar radiation and the duration of sunshine,” pp. 231–235, 1953, doi: 10.1002/qj.49708034411
- [24] J. W. Spencer, “Fourier Series Representation of the Position of the Sun,” *Search*, vol. 2, no. 5, p. 172, 1971.
- [25] K. Gopinathan, “A general formula for computing the coefficients of the correlation connecting global solar radiation to sunshine duration,” *Sol. Energy*, vol. 41, no. 6, pp. 499–502, 1988, doi: 10.1016/0038-092X(88)90052-7.
- [26] B. B. Y. H. Liu, R. C. Jordan, “The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct , Diffuse and Total Solar Radiation,” *Sol Energy*, 1960.
- [27] J. K. Page, “Methods for the estimation of solar energy on vertical and inclined surfaces,” in *Solar Energy Conversion*, University of Waterloo, Ed. Elsevier, 1979, pp. 37–99, doi: 10.1016/B978-0-08-024744-1.50008-5
- [28] L. F. Mulcué Nieto, L. Mora López, “A new model to predict the energy generated by a photovoltaic system connected to the grid in low latitude countries,” *Sol. Energy*, vol. 107, no. September, pp. 423–442, 2014, doi: 10.1016/j.solener.2014.04.030
- [29] M. Collares-Pereira and A. Rabl, “The average distribution of solar radiation correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values,” *Sol Energy*, vol. 22, no. i, pp. 155–164, 1979, doi: 10.1016/0038-092X(79)90100-2
- [30] J. E. Hay, “A revised method for determining the direct and diffuse components of the total short - wave radiation,” *Atmosphere (Basel)*, vol. 14, no. November 2014, pp. 278–287, 1976, doi: 10.1080/00046973.1976.9648423
- [31] J. E. Hay, “Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces,” *Sol. Energy*, vol. 23, pp. 301–307, 1979, doi: 10.1016/0038-092X(79)90123-3
- [32] M. Nieto, “Desarrollo de herramientas para el dimensionado y simulación de sistemas fotovoltaicos en Colombia,” Universidad Internacional de Andalucía, 2014.
- [33] IEC, “Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis,” *Int. Electrotech. Comm.* 61724-1998, 1998.