



POTENCIAL DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES PARA
GENERAR ELECTRICIDAD EN EL DEPARTAMENTO DEL PUTUMAYO

CARLOS FERNANDO LUNA CARLOSAMA

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE MANIZALES

FACULTAD DE INGENIERIA

MAESTRÍA EN INGENIERIA

MANIZALES

2019

POTENCIAL DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES PARA
GENERAR ELECTRICIDAD EN EL DEPARTAMENTO DEL PUTUMAYO

CARLOS FERNANDO LUNA CARLOSAMA

Proyecto de grado para optar al título de Magister en Ingeniería

Tutor

PHD. FRANCY NELLY JIMÉNEZ GARCÍA

DR. RICARDO MORENO CHUQUEN

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE MANIZALES

FACULTAD DE INGENIERÍA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA

MANIZALES

2019

DEDICATORIA

A Dios y a mi familia, en especial a mis padres por brindarme su ayuda incondicional

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme el entendimiento y la oportunidad de cumplir este gran logro.

A mi familia y mi novia por su amor, apoyo incondicional y darme ánimo para continuar

A la Universidad Autónoma de Manizales por su apoyo en el proceso de aprendizaje de la maestría y en el desarrollo del proyecto de investigación.

A la Dra. Francly Nelly Jiménez y al Dr. Ricardo Moreno Chuquen, por dar su voto de confianza a mí tema de investigación y por sus aportes día a día a mi proyecto de grado a través de su apoyo incondicional y valiosas enseñanzas.

A los jurados por el tiempo dedicado a este trabajo y sus recomendaciones con las cuales seguiré mejorando **mi** investigación.

A mis compañeros de maestría por haber sido un apoyo constante frente a los nuevos retos que se nos presentaban en el transcurrir de la maestría.

A la Gobernación del Departamento del Putumayo y el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación COLCIENCIAS por el apoyo recibido con el programa formación de capital humano de alto nivel para las regiones.

Y a todos aquellos que contribuyeron de una u otra forma a la culminación exitosa de este proceso

RESUMEN.

En Colombia el potencial en energía eólica y solar es considerado alto, sin embargo, el área de las zonas no interconectadas del país corresponde aproximadamente al 50% del territorio. En particular, en el departamento del Putumayo hay un bajo índice de cobertura eléctrica, por otro lado, se desconoce con exactitud el potencial energético solar y eólico. En esta investigación se determinó el potencial efectivo para la generación eléctrica en el departamento del Putumayo, a partir del recurso solar y eólico, considerando restricciones técnicas y geográficas. Para este fin se empleó información de múltiples bases de datos, tales como estaciones meteorológicas del IDEAM, y las bases remotas NREL y NASA

Se encontró que la región Amazónica en el Putumayo tiene la irradiación más alta y el potencial efectivo solar más alto con respecto a las otras regiones (Andina, y Andina-amazónica); sin embargo, los vientos son los más bajos de las 3 regiones. Por el contrario, en la región Andina los valores de irradiación y de potencial efectivo solar son los más bajos. Con respecto a la densidad de potencia eólica y la energía generada por una turbina, los valores más altos se dieron en la región Andina-amazónica, este valor es pequeño comparado con zonas de alto potencial de Colombia. Por otro lado, evaluando los costos de energía de la región y los costos de energía nivelados globales, se concluye que el potencial con sistemas fotovoltaicos resultaría factible para producir energía eléctrica de autogeneración y generación distribuida en los municipios del Putumayo.

Palabras Claves: Irradiación Solar, Angstrom, Energía Eólica, Weibull, Potencial Efectivo.

ABSTRACT

In Colombia, the potential in wind and solar energy is considered high, however, the area of the non-interconnected areas of the country corresponds to approximately 50% of the territory. In particular, in the department of Putumayo there is a low rate of electrical coverage, on the other hand, the solar and wind energy potential is unknown. In this investigation, the effective potential for electricity generation in the department of Putumayo was determined, based on solar and wind resources, considering technical and geographical restrictions. For this purpose, information from multiple databases, such as IDEAM weather stations, and remote NREL and NASA databases was used.

It was found that the Amazon region in Putumayo has the highest irradiation and the highest effective solar potential with respect to the other regions (Andean, and Andean-Amazonian); however, winds are the lowest of the 3 regions. On the contrary, in the Andean region the irradiation and effective solar potential values are the lowest. With respect to the wind power density and the energy generated by a turbine, the highest values were in the Andean-Amazon region, this value is small compared to areas of high potential in Colombia. On the other hand, evaluating the energy costs of the region and the global levelized energy costs, it is concluded that the potential with photovoltaic systems would be feasible to produce distributed self-generation and generation electricity in the municipalities of Putumayo.

Keywords: Solar Irradiation, Angstrom, Wind Energy, Weibull, Effective Potential

CONTENIDO

1	PRESENTACIÓN.....	17
2	ANTECEDENTES.....	19
3	ÁREA PROBLEMÁTICA Y PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN.....	22
4	JUSTIFICACIÓN.....	24
5	REFERENTE TEÓRICO.....	26
5.1	RECURSO SOLAR.....	26
5.2	RECURSO EÓLICO.....	26
6	REFERENTE NORMATIVO.....	28
7	REFERENTE CONTEXTUAL.....	29
8	OBJETIVOS.....	30
8.1	OBJETIVO GENERAL.....	30
8.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	30
9	METODOLOGÍA.....	31
9.1	METODOLOGÍA PARA ESTIMAR EL POTENCIAL DE ENERGÍA SEGÚN LA IRRADIACIÓN SOLAR.....	32
9.2	METODOLOGÍA PARA ESTIMAR EL POTENCIAL DE ENERGÍA EÓLICA	34
9.3	METODOLOGÍA PARA ESTIMAR EL POTENCIAL EFECTIVO DE ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA.....	36
10	RESULTADOS.....	39
10.1	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE ENERGÍA SOLAR EN EL DEPARTAMENTO DE PUTUMAYO.....	39

10.1.1	Datos De Brillo Solar De Las Estaciones Meteorológicas IDEAM.....	39
10.1.2	Irradiación Solar Global Horizontal Para Las Estaciones Del IDEAM Calculada Por El Método De Angstrom.....	43
10.1.3	Evaluación De La Irradiación Solar Global Horizontal Según Datos Del NREL	46
10.1.4	Evaluación De La Irradiación Global Según Datos De La NASA.....	49
10.1.5	Comparación De Resultados IDEAM NASA NREL	52
10.2	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE ENERGÍA EÓLICA EN EL DEPARTAMENTO DE PUTUMAYO	54
10.2.1	Datos Característicos Del Viento Reportados Por Las Estaciones Del IDEAM	54
10.2.2	Evaluación de la velocidad del viento de las estaciones del IDEAM	56
10.2.3	Evaluación De La Dirección Del Viento De Las Estaciones Del IDEAM ..	59
10.2.4	Evaluación De Las Características Del Viento De Los Datos Del IDEAM Con Respecto A Los Datos Reportados Por La NASA Y NREL	63
10.2.5	Densidad De Potencial Eólico De Las Estaciones IDEAM	65
10.3	RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL POTENCIAL EFECTIVO DE ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA	69
10.3.1	Energía Producida Por Sistemas Fotovoltaicos En El Putumayo.....	69
10.3.2	Energía Producida Por Sistemas Eólicos En El Putumayo	78
10.3.3	Potencial Efectivo De Energía Solar Y Eólica En El Departamento Del Putumayo	83
11	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	91

11.1	ANÁLISIS DE LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE ENERGÍA SOLAR EN EL DEPARTAMENTO DE PUTUMAYO.....	91
11.2	ANÁLISIS DE LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE ENERGÍA EÓLICA EN EL DEPARTAMENTO DE PUTUMAYO.....	92
11.3	ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL POTENCIAL EFECTIVO DE ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA.....	94
12	CONCLUSIONES.....	98
13	RECOMENDACIONES	100
14	REFERENCIAS	101
15	ANEXOS	107

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Estaciones del IDEAM con datos de hrs para la región del Putumayo	39
Tabla 2. hrs total mensual promedio para las estaciones del IDEAM entre los años de 1985 al 2012	41
Tabla 3. Promedio diario anual $G_{da}(0)$ de irradiación calculado de los datos del IDEAM	43
Tabla 4. Irradiación G_{da} por regiones según los datos calculados de las estaciones IDEAM	45
Tabla 5. Datos NREL, promedio de irradiación superficial para los años de 1998 al 2015	46
Tabla 6. Comparación de resultados de irradiación G_{da} por zonas del para el NREL en base a los datos del IDEAM	47
Tabla 7. Comparación de resultados de irradiación G_{da} por regiones para el NREL en base a los datos del IDEAM	48
Tabla 8. Evaluación de los datos de la NASA de irradiación solar global anual $G_{da}(0)$ en comparación con los datos del IDEAM.....	49
Tabla 9. Comparación de resultados de irradiación G_{da} por regiones del IDEAM y la NASA en comparación con los datos del IDEAM.....	51
Tabla 10. Estaciones del IDEAM y tipo de datos de características del viento	55
Tabla 11. Estaciones del IDEAM con datos de promedios mensuales de velocidad del viento	56
Tabla 12. Promedios anuales de velocidad del viento de las estaciones del IDEAM Putumayo a una altura de 10 m	57
Tabla 13. Promedios anuales de velocidad del viento de las estaciones del IDEAM Putumayo a una altura de 80 m	59
Tabla 14. Estaciones del IDEAM con valores medios mensuales de velocidad y dirección del viento	60
Tabla 15. Dirección de mayor frecuencia para las estaciones del IDEAM Putumayo.....	60
Tabla 16. Promedios mensuales de la velocidad del viento y la dirección de mayor frecuencia	64

Tabla 17. Promedios anuales de densidad del viento para las estaciones del IDEAM en el Putumayo a 10 m y 80 m de altura.	66
Tabla 18. Valores de densidad potencia eólica a 10 m y 80 m de altura usando el método Weibull y el método del promedio de potencias para las estaciones del IDEAM.....	67
Tabla 19. Error porcentual medio para los valores de densidad de potencia tomando como referencia los resultados de método probabilístico de Weibull.....	68
Tabla 20. Principales características del viento a 10 m de altura para las estaciones del Putumayo.....	69
Tabla 21. Promedio diario anual de irradiación sobre superficie inclinada y pérdidas con respecto al ángulo óptimo.....	70
Tabla 22. Producción de energía desde sistemas fotovoltaicos en el departamento del Putumayo con un sistema con un rendimiento con pérdidas en promedio.....	71
Tabla 23. Producción de energía desde sistemas fotovoltaicos en el departamento del Putumayo con un sistema óptimo.....	72
Tabla 24. Área techada y porcentaje disponible para los municipios del Putumayo según las medidas realizadas en imágenes disponibles en el software Google Earth Pro.	74
Tabla 25. Potencia pico y energía que se puede producir en cada región del Putumayo con una instalación óptima.....	75
Tabla 26. Área aproximada disponible para habitar en cada región según las medidas realizadas en el software Google Earth Pro.....	77
Tabla 27. Características de turbinas eólicas para bajas velocidades de vientos	78
Tabla 28. Características del viento en las instalaciones del IDEAM a 85 m de altura	79
Tabla 29. Energía del viento y energía generada con turbinas Siemens y Vestas para las zonas de las estaciones del IDEAM Putumayo a 85 m de altura	81
Tabla 30. Recopilación de los valores de energía producida por los sistemas solar y eólico en el departamento del Putumayo.....	83
Tabla 31. Consumo residencial de las zonas conectadas a la red eléctrica nacional y las ZNI en el Putumayo	85
Tabla 32. Consumo de energía eléctrica residencial por habitante el Putumayo	86
Tabla 33. Costos de energía en el Putumayo por empresa y municipio.....	88

Tabla 34. Costos nivelados de energía globales LCOE en el período comprendido entre 2010-2017.....	89
Tabla 35. Prefactibilidad de los sistemas eólicos y solares para la autosuficiencia residencial para ciudades colombianas en el año 2018	90
Tabla 36. Antecedentes de estudios realizados en Colombia sobre el potencial de energía solar y eólica.....	107
Tabla 37. Población total del Putumayo y sus municipios para los años del 2009 al 2019	112
Tabla 38. Población de las cabeceras municipales del Putumayo para los años del 2009 al 2019	113
Tabla 39. Coeficientes de regresión del modelo de Angstrom.....	121
Tabla 40. Días recomendados por Klein para cálculos de geometría solar	123
Tabla 41. Valores del exponente β_R y la rugosidad Z_0 para distintos terrenos.....	129
Tabla 42. Muestra de los datos de hbs al mes para la estación del IDEAM La Primavera	143
Tabla 43. hbs total mensual promedio para las estaciones del IDEAM entre los años de 1985 al 2012	144
Tabla 44. Resultado del método de Angstrom-Prescott de irradiación solar global sobre superficie horizontal para la estación del IDEAM la primavera	146
Tabla 45. Promedio diario mensual $G_{dm}(0)$ y anual $G_{da}(0)$ de irradiación calculado de los datos del IDEAM.....	147
Tabla 46. Promedios anuales de los parámetros usados en el cálculo de irradiación por el método de Angstrom para las estaciones del Putumayo	148
Tabla 47. Ubicación de las estaciones del IDEAM y de los datos recopilados del NREL	150
Tabla 48. Datos NREL, promedio de irradiación superficial para los años de 1998 al 2015	150
Tabla 49. Datos NASA de irradiación solar global sobre superficie horizontal, promedio diario mensual $G_{dm}(0)$ y diario anual $G_{da}(0)$	152
Tabla 50. Muestra de los valores medios de velocidad del viento proporcionados por la estación el Encano	153

Tabla 51. Promedios mensuales de velocidad del viento de las estaciones del IDEAM Putumayo a una altura de 10 m.	154
Tabla 52. Promedios mensuales y anuales de la velocidad del viento de las estaciones del IDEAM Putumayo a una altura de 80 m.	155
Tabla 53. Densidad del aire a 10 m de altura o sobre superficie.....	157
Tabla 54. Densidad de potencia eólica de la estación IDEAM El Encano a una altura de 10 m.....	157
Tabla 55. Densidad de potencia eólica a 10 m de altura de las estaciones del IDEAM usando el promedio de potencias.....	159
Tabla 56. Densidad del aire a 80 m de altura	160
Tabla 57. Densidad de potencia eólica a 80 m de altura de las estaciones del IDEAM usando el promedio de potencias.....	160
Tabla 58. Muestra de la velocidad y dirección del viento para la estación El Encano.....	162
Tabla 59. Frecuencias de la dirección y la velocidad del viento de la estación el Encano	163
Tabla 60. Frecuencias de la dirección y la velocidad del viento de la estación Villagarzón	164
Tabla 61. Frecuencias de la dirección y la velocidad del viento de la estación La Tagua .	165
Tabla 62. Frecuencias de la dirección y la velocidad del viento de la estación Puerto Leguizamo	165
Tabla 63. Frecuencias de la dirección y la velocidad del viento de la estación Puerto Asís	166
Tabla 64. Promedio anual de la velocidad del viento para la dirección de mayor frecuencia calculado con datos de la NASA para los años 1982 al 2016	167
Tabla 65. Promedios mensuales de velocidad del viento reportados por la NREL para los años 1982 al 2016.....	170
Tabla 66. Potencia pico y energía que se puede producir en cada región del Putumayo con una instalación de un sistema de rendimiento promedio.....	172
Tabla 67. Cálculo de energía generada para la zona de la estación del IDEAM Villagarzón	173

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Zonas del departamento del Putumayo y estaciones IDEAM.....	31
Figura 2. Metodología para estimar el potencial de energía por la radiación solar.....	33
Figura 3. Metodología para estimar el potencial de la energía eólica	35
Figura 4. Metodología para estimar el potencial de la energía solar	37
Figura 5. Zonas del departamento del Putumayo con datos de hrs reportadas por las estaciones del IDEAM.....	40
Figura 6. Promedio de las hrs al mes entre los años de 1985 al 2012 en las estaciones del IDEAM	42
Figura 7. Promedios anuales e intervalo de confianza IC95% de las hrs entre los años de 1985 al 2012	42
Figura 8. Promedio diario mensual de irradiación $G_{dm}(0)$ calculado de los datos del IDEAM	44
Figura 9. Promedio diario anual de irradiación $G_{da}(0)$ calculado de los datos del IDEAM..	45
Figura 10. Datos NREL, promedio diario mensual de irradiación superficial $G_{dm}(0)$	47
Figura 11. Datos NASA de promedio diario mensual de irradiación solar global $G_{dm}(0)$...	50
Figura 12. Comparación de resultados de las zonas IDEAM NASA NREL	52
Figura 13. Comparación de resultados de las regiones IDEAM NASA NREL	53
Figura 14. Estaciones del IDEAM con datos de promedios mensuales de velocidad del viento	55
Figura 15. Promedios mensuales de velocidad del viento de las estaciones del IDEAM Putumayo a una altura de 10 m	57
Figura 16. Promedios anuales de la velocidad del viento para las estaciones del IDEAM Putumayo a una altura de 10 m y 80 m	58
Figura 17. Rosas de viento estación IDEAM El Encano para los años de 1985 al 2012	61
Figura 18. Rosas de viento estación IDEAM Villagarzón para los años de 1981 al 2002...	61
Figura 19. Rosas de viento estación IDEAM La Tagua para los años de 1974 la 1989	62
Figura 20. Rosas de viento estación IDEAM Puerto Leguizamo para los años de 1978 a 1987	62

Figura 21. Rosas de viento estación IDEAM Puerto Asís para los años de 1978 a 1980	63
Figura 22. Comparación de bases de datos IDEAM, NASA, y NREL	65
Figura 23. Valores de densidad potencia eólica a 10 y 80 m de altura usando el método Weibull y el método del promedio de potencias para las estaciones del IDEAM.....	67
Figura 24. Área de los techos del municipio de Sibundoy	74
Figura 25. Zonas pobladas y aptas para instalaciones de sistemas fotovoltaicos en las regiones en del departamento del Putumayo	77
Figura 26. Curva de potencia de las turbinas estudiadas.....	80
Figura 27. Energía generada con turbinas Siemens y Vestas para las zonas de las estaciones del IDEAM Putumayo a 85 m de altura	82
Figura 28. División política administrativa del departamento del Putumayo	112
Figura 29. Movimiento de la tierra alrededor del sol	116
Figura 30. Incidencia de los rayos solares en función de la latitud	117
Figura 31. Rosas de viento de El Encano para los años de 1982 al 2016.....	167
Figura 32. Rosas de viento para las zonas entre Sibundoy y Villagarzón para los años de 1982 al 2016	168
Figura 33. Rosas de viento de La Tagua y Puerto Leguizamo para los años de 1982 al 2016.	168
Figura 34. Rosas de viento de Puerto Asis para los años de 1982 al 2016.....	169
Figura 35. Rosas de viento de El Encano para los años de 1998 al 2015.....	170
Figura 36. Rosas de viento de Sibundoy y Villagarzón para los años de 1998 al 2015.....	171
Figura 37. Rosas de viento de La Tagua y Puerto Leguizamo para los años de 1982 al 2015	171

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. Antecedentes de estudios realizados en Colombia sobre el potencial de energía solar y eólica.....	107
ANEXO 2. Contexto geográfico y poblacional del Putumayo.....	112
ANEXO 3. Referente teórico para evaluar el potencial de energía por irradiación solar ..	115
ANEXO 4. Referente teórico para evaluar el potencial de energía eólica	129
ANEXO 5. Metodología para solicitar y recopilar datos	138
ANEXO 6. Evaluación y estadísticas de los datos y los resultados	140
ANEXO 7. Datos de brillo solar total al mes de las estaciones IDEAM	143
ANEXO 8. Cálculos de irradiación solar mensual según los datos del IDEAM	146
ANEXO 9. Cálculos de irradiación solar mensual según los datos del NREL	150
ANEXO 10. Irradiación solar mensual según los datos de la NASA.....	152
ANEXO 11. Velocidad del viento de las estaciones IDEAM	153
ANEXO 12. Densidad del aire y del potencial eólico de las estaciones IDEAM	157
ANEXO 13. Dirección del viento de las estaciones IDEAM.....	162
ANEXO 14. Velocidad, dirección y rosas del viento según los datos de LA NASA	167
ANEXO 15. Velocidad, dirección y rosas del viento según los datos del NREL	170
ANEXO 16. Energía efectiva producida por sistemas solares y eólicos.....	172

1 PRESENTACIÓN

Los recursos energéticos son elementos vitales para el desarrollo sostenible, y pese a la importancia del recurso de energía eléctrica, según reporta el Banco Mundial, en el año 2017, 1060 millones de personas vivían sin electricidad (Banco mundial, 2018). Por otro lado, la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles tiene un impacto ambiental debido a las altas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) (IPCC, 2011, 2014). En 2014, el 67% del suministro de energía eléctrica provenía de fuentes fósiles, y el 33% de fuentes no fósiles (World Energy Council, 2017).

En el marco del acuerdo sobre cambio climático 2015, los países se comprometieron a reducir los GEI, para ello propusieron la descarbonización global de nuestro modelo energético (García, Barrera, Gómez, & Suárez, 2015). Por lo cual se han dado políticas e incentivos para acelerar los avances en energías renovables (ER) (Gabriel, 2016). Esto ha permitido el desarrollo de las tecnologías en ER; la energía eólica y la solar muestran la mayor tasa de crecimiento, mientras sus costos disminuyen (OECD & IEA, 2014).

En el caso de América Latina, las tecnologías para la producción de electricidad con centrales fotovoltaicas y centrales eólicas representan opciones competitivas en comparación con otras tecnologías (EPIA, 2014). Adicionalmente, la diversificación en el uso de recursos energéticos es clave para algunos países que dependen de la energía hidroeléctrica lo que lo hace vulnerable a fenómenos meteorológicos (World Energy Council, 2016a, 2017).

De acuerdo al trilema energético: sostenibilidad ambiental, seguridad y equidad energética (World Energy Council, 2017), Colombia enfrenta los siguientes retos: cobertura, calidad y fiabilidad de los servicios; la diversificación de la matriz de energía; y el sostenimiento del desarrollo económico sin aumentar las emisiones de CO₂. (World Energy Council, 2016b). Por otro lado, Colombia cuenta con una irradiación de 4.5 kWh/m²/día en promedio en el territorio nacional, superando el promedio mundial, y superando a países con alta difusión

de tecnologías fotovoltaicas como Alemania (UPME, 2015b). Por otro lado, Colombia es considerado uno de los países de mayor potencial en energía eólica de América del Sur, tiene vientos de 9 m/s a una altura de 50 m (Edsand, 2017).

A pesar de las riquezas en fuentes energéticas, de acuerdo con el Informe de Rendición Social de Cuentas 2016-2017 del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE) y el Sistema Único de Información (SUI), las zonas no interconectadas ZNI representan aproximadamente el 52% del territorio de Colombia (Superservicios, 2017). En el caso del departamento del Putumayo hay un índice de cobertura bajo (UPME, 2015a). Sumado a la falta de cobertura eléctrica y al potencial sin aprovechar de ER, para el Putumayo no se encuentran antecedentes de proyectos en ER. Se desconoce su potencial local tanto en radiación solar y potencia eólica; por lo tanto, el objetivo de esta investigación es determinar el potencial efectivo para el aprovechamiento con centrales de generación eólica y solar en el departamento del Putumayo. El factor de novedad de este trabajo es la evaluación del potencial de energía solar y eólica a partir de múltiples bases de datos y realizando precisiones través de la consideración de restricciones técnicas y geográficas.

2 ANTECEDENTES

Con el objetivo ayudar al desarrollo sectorial y de aprovechar los recursos de energías renovables, el IDEAM ha publicado los Atlas de Vientos y Energía Eólica, Atlas de Radiación Solar, y el Atlas Climatológico de Colombia (una edición en 2005, y otra en el 2018 con una mayor resolución espacial y temporal). Además, el IDEAM publica los atlas interactivos: climatológico de Colombia, de radiación solar, y de viento, en el cual se encuentran mapas del 2014 y 2015. En estos mapas se observa que la irradiación del departamento de Putumayo está en un rango de 3 a 3.5 kWh/m²/día, y la velocidad promedio del viento más probable a 10 m de altura en un rango de 1 a 6 m/s (IDEAM & UPME, 2018).

Además de los datos de entidades públicas como el IDEAM, algunos investigadores en el país han realizado trabajos relacionados con la determinación del potencial energético de distintas zonas geográficas. Con respecto al potencial y a la viabilidad económica se evaluaron el recurso solar, eólico y de biomasa teniendo en cuenta factores técnicos, económicos y regionales (Lezcano, Botero, & Velásquez, 2011; Quijano et al., 2012). Otros estudios hicieron un análisis técnico económico de los potenciales de sistemas híbridos de energía solar, eólicos, e hídricos (Y. González & Carvajal, 2016; Muñoz, Guerrero, & Ospino, 2014). Otros autores estudiaron la viabilidad técnico económica de los potenciales de sistemas PV (Ospina, 2010; Agudelo, Delgado, & Aristizabal, 2016; Gamboa & Hill, 2016).

Por otra parte se estudiaron las variables de los sistemas fotovoltaicos con el fin de analizar la producción energética de las zonas (Delgado & Aristizabal, 2017; Valverde & Aragon, 2013). En cuanto a las tecnologías de paneles solares se han realizado simulaciones de diferentes tecnologías fotovoltaicas calculando los potenciales en diferentes ciudades (Hernández, Arredondo, & Vallejo, 2014; Muñoz, Zafra, Acevedo, & Ospino, 2014). De otra parte, también se estudiaron la variación del brillo solar y la caracterización de la

radiación solar usando el modelo de Angstrom (Córdoba, Murillo, Palomino, & Banguero, 2005; Murillo, Valois, & Aragón, 2002; Guzmán, Baldión, Simbaqueva, & Chacón, 2013).

En cuanto a energía eólica algunos autores se dedicaron a estudiar el potencial del viento y del sol para generar electricidad (Ojeda, Candelo, & Silva, 2017; Access, Vergara, Rey, Osma, & Ordóñez, 2014; P. Vergara, Rey, Osma, & Ordóñez, 2014; Ulianov, 2011). Otros realizaron estudios del comportamiento del viento y el potencial generado por turbinas eólicas obteniendo las ubicaciones de mayor potencial y las direcciones del viento (Fajardo, Ramírez, & Rosero, 2015) y (L. Gonzáles, Rojas, & Varela, 2012) (Fabregas, Valencia, & Vanegas, 2017). En el ANEXO 1 se detallan las zonas de estudio, los métodos y los hallazgos encontrados por lo diferentes autores citados.

En relación con el Putumayo no hay publicaciones científicas dedicadas a estudiar las ER del departamento, tan solo se encuentran datos como parte de otros estudios. Entre estos trabajos se encuentra uno realizado en Colombia por Lezcano et al., (2011), en cual los autores muestran mapas a nivel nacional en los que se resaltan las zonas potenciales. Lograron una resolución espacial de 90 km por 90 km. En estos resultados se observa que el departamento del Putumayo, en comparación con otros departamentos, tiene bajo potencial solar, pero tiene una zona aproximada al 50% del territorio factible para producción de energía por biomasa y una zona aproximada al 10% del territorio factible para provecho del recurso eólico. Es importante notar que los estudios reseñados previamente han realizado estimaciones generales del potencial energético, sin embargo, no han considerado las restricciones técnicas y geográficas de las zonas de estudio para establecer un potencial efectivo de producción de electricidad.

Además de las investigaciones realizadas, tanto entidades públicas como privadas han invertido en proyectos para aprovechar los recursos renovables. En Yumbo Valle, EPSA tiene el laboratorio de energía solar más grande del país. Con respecto a los proyectos de energía eólica, el más representativo es el proyecto Jepírachi en la Guajira, el cual cuenta con más de 15 aerogeneradores de 1.3 MW cada uno (Edsand, 2017; EPM, 2008). En el caso del Putumayo se reporta que en sus fronteras en el poblado Solano opera una planta

fotovoltaica fuera de la red con 500 kWp, respaldada por una planta Diesel de 350 kVA (Klemas, 2016). En la frontera del Ecuador la empresa eléctrica de Quito lleva a cabo diferentes proyectos, como el de postes solares autónomos de alumbrado para proveer de iluminación pública a la provincia de Sucumbíos (Solarset, 2016).

3 ÁREA PROBLEMÁTICA Y PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN

Desde la explotación del petróleo en el siglo XIX, el sistema energético mundial ha usado combustibles fósiles, como consecuencia las emisiones de GEI de las últimas décadas han sido las más altas de la historia; las emisiones mundiales de CO₂ relacionadas con la energía crecieron un 1.4% en 2017 (OECD/IEA, 2018). Algunos países en América Latina han aprovechado los recursos hídricos para la producción de electricidad a través de centrales hidroeléctricas. En el caso de Colombia, un 70% de la energía eléctrica se obtuvo de fuentes hídricas y solo el 1% fue de fuentes no convencionales de ER, lo que hace al país vulnerable a fenómenos meteorológicos. Es así como se han dado algunas sequías por el fenómeno de El niño, que afectan el suministro energético (UPME & MinMinas, 2015). Con respecto a la cobertura energética, el Banco Interamericano de Desarrollo informó que alrededor del 60% del territorio nacional no estaba conectado a la red eléctrica (UPME, 2015b).

En el 2014 las zonas rurales del Putumayo tuvieron un índice de cobertura de 43.06% y las cabeceras municipales de 93.19%, y un total en el departamento de 70.19% (UPME, 2015a). La gobernación del Putumayo resaltó en su Plan de desarrollo del 2016 que los mayores problemas del departamento son la falta de cobertura de energía eléctrica en la zona rural, la baja calidad del servicio y el inconformismo por sus altos costos. Los anteriores problemas afectan significativamente el servicio de energía eléctrica en las sedes educativas rurales del departamento, lo cual ha generado que solamente el 20% de las sedes tengan acceso al servicio de internet (Gobernación del Putumayo, 2016).

En Colombia hay un alto potencial en energías renovables sin embargo la información respecto al potencial efectivo es muy limitado, dado que hay pocas consideraciones técnicas y geográficas. Entidades como el IDEAM publican datos en mapas energéticos a nivel nacional con resoluciones y escalas que dificultan la estimación de pequeñas zonas como los municipios, por lo cual se requiere avanzar en estimar el potencial energético de algunas zonas de Colombia e incluir restricciones técnicas y geográficas.

Según los antecedentes estudiados, en zonas apartadas del centro del país, como las ZNI del departamento del Putumayo, es escasa la información sobre el potencial de energía renovable. Aunque se tienen algunos datos, no hay suficiente información sobre los proyectos que se han ejecutado, y las tecnologías que se están usando. Por otro lado, se tienen datos del potencial en energías renovables a nivel nacional, los cuales se reportan en bases de datos por entidades como el IDEAM y la UPME. Tales datos se reportan a escalas nacionales haciendo difícil la estimación del potencial y la caracterización de pequeñas zonas como son los municipios. Por lo cual se requiere una metodología para precisar la información de los recursos solar y eólico, y además poder determinar la potencia por unidad de área o densidad de potencia de centrales de generación eólica y solar en el departamento del Putumayo considerando restricciones técnicas en cuanto a subestaciones disponibles y capacidad del sistema de distribución, así como restricciones geográficas.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, surge la pregunta de investigación: ¿Cuál es el potencial efectivo de generación de electricidad con centrales eólica y solar en el departamento del Putumayo?

4 JUSTIFICACIÓN

El suministro de energía es un elemento esencial para el desarrollo humano, por lo cual es un factor clave para el desarrollo de los países (Shyu, 2014). Todos los países del mundo se han vuelto dependientes de los combustibles fósiles, este modelo energético ha permitido grandes avances, pero al mismo tiempo ha deteriorado las condiciones naturales del planeta (Quijano, Botero, & Domínguez, 2012). Sin embargo, el Banco Mundial en el 2017, reportó que en el mundo 1060 millones de personas aún vivían sin electricidad (Banco mundial, 2018). Según el informe del IPSE (2017) en Colombia el 52% del territorio pertenecía a las ZNI (Superservicios, 2017). Y según el censo del 2005 del DANE de las 61.032 viviendas ocupadas en el departamento, solo el 66,7% tenían energía eléctrica (DANE, 2010).

A nivel nacional las leyes benefician el uso de ER, con incentivos y deducciones de impuestos. Estos beneficios se aclaran en la Ley 1715 del 2014, la cual tiene el objetivo de promover el desarrollo y la utilización de fuentes de energía no convencionales renovables en el sistema energético nacional (Congreso de Colombia, 2014). Las investigaciones en ER también son apoyadas por entidades como Colciencias, ya que buscan el desarrollo de la población como es el caso de esta investigación que es apoyada por el programa de Colciencias “formación de capital humano de alto nivel para la región del Putumayo” (COLCIENCIAS, 2016).

La gobernación de Putumayo también incentiva los proyectos de energías renovables no convencionales que minimicen el uso de combustibles fósiles y eviten las talas de bosques. En el plan de desarrollo del departamento del Putumayo se resalta la falta de cobertura eléctrica y el servicio de mala calidad, que han tenido un fuerte impacto en la educación de la población rural y otros sectores (Gobernación del Putumayo, 2016).

Los datos de densidad de potencia de plantas eólicas y solares de pequeñas zonas pueden beneficiar a diferentes instituciones, empresas y personas que deseen promover o invertir

en el uso de las ER. Por otro lado, al disponer de una metodología en ER se facilitaría seleccionar las tecnologías eficientes y adecuadas para generar diferentes proyectos en beneficio de las ZNI, de la población rural y de personas particulares que quieren economizar en lo relacionado con el servicio de energía.

La metodología que se plantea en este proyecto permite realizar la investigación con mínimos recursos, se analizan datos de fuentes secundarias, y se cuenta con el apoyo de un equipo de profesionales de la Universidad Autónoma de Manizales y la Universidad Autónoma de Occidente que investigan en diferentes temas de ER y ejecutan un macroproyecto con el objetivo de estudiar las ER en diferentes departamentos del país.

5 REFERENTE TEÓRICO

5.1 RECURSO SOLAR

Las radiaciones del sol llegan a la atmósfera terrestre en forma de radiación solar, directa, difusa, y reflejada (Carta, Calero, Colmenar, & Castro, 2009). El cálculo de irradiancia puede tener resultados limitados si no se emplean los datos y el modelo apropiado (Villicaña, Gutiérrez, Paredes, & Xiberta, 2015). Existen varios modelos para estimar la irradiación solar, uno de los más usados es el modelo de Angstrom y Prescott (Guzmán et al., 2013; Metwally, 2005). Este modelo fue presentado por Angstrom (1923) y más adelante fue modificado por Prescott en una forma más conveniente (Black, Bonython, & Prescott, 1953), con el cual se puede calcular la irradiación global sobre superficie horizontal usando datos de brillo solar. Como complemento a este modelo se pueden usar las ecuaciones de Gopinathan (1988) con las que se pueden calcular los coeficientes de la ecuación de Angstrom.

Un sistema de paneles solares puede aprovechar la irradiación para producir energía eléctrica, por lo cual, la comisión electrónica internacional IEC (1998) en su norma IEC 61724 describe las recomendaciones para el cálculo eléctrico como una relación de las variables de irradiación sobre superficie inclinada, la potencia pico a instalar, y el rendimiento de la instalación o performance ratio PR. En el ANEXO 3 se detalla en método de Angstrom- Prescott, los cálculos de la irradiación sobre la superficie del generador y su inclinación óptima, los cálculos de producción energética, y además se explica una metodología para calcular el PR propuesta por Mulcué Nieto & Mora López (2014).

5.2 RECURSO EÓLICO

Uno de los fenómenos más significativos en la explotación de la energía eólica es el incremento de la velocidad del viento con la altura; para cuantificar el perfil vertical de la velocidad del viento se puede usar la ley logarítmica o la ley potencial (Carta et al., 2009). Con el cálculo de las velocidades se puede evaluar la densidad de energía eólica y la energía producida por una turbina. Para la instalación de turbinas también es necesario

evaluar las direcciones de los vientos, las cuales se representan de forma útil con las rosas de vientos, mostrando la procedencia y la frecuencia de las velocidades en cada dirección.

Por lo general, la potencia del viento se evalúa sobre la unidad de área, a esta característica se denomina densidad de energía eólica. Esta energía del viento se estudia por términos estadísticos, ya que las frecuencias de la velocidad del viento se ajustan a la distribución de Weibull (Carta et al., 2009). Analizando la función de probabilidad de Weibull se puede obtener la densidad de energía eólica. Cabe resaltar que esta densidad de potencia depende tanto de la velocidad del viento como de la densidad del aire del lugar evaluado, por lo cual para mayor precisión se debe evaluar la densidad del aire del lugar y a la altura estudiada.

La energía eólica que se puede aprovechar depende tanto de la probabilidad de que ocurra el viento como de la potencia que la turbina genera en esa velocidad del viento en un determinado rango de tiempo. La eficiencia de la turbina depende de la energía generada de la potencia del viento, teóricamente por el límite de Betz la máxima energía que las turbinas pueden obtener del viento es del 59.3%. (Ehrlich, 2013). En el ANEXO 4 se indican los detalles de los cálculos para obtener la energía eólica de una determinada zona.

6 REFERENTE NORMATIVO

Con la Ley 629 de 2000 Colombia se adhirió al Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático que tiene el objetivo de reducir las emisiones de GEI. Luego, se dio La Ley 697 del 2001 sobre Uso Racional de Energía con el propósito de avanzar hacia la utilización de fuentes renovables y, posteriormente, la Ley 788 del 2002 que exime del impuesto a las ventas de energía con fuentes renovables. En el 2010 con la Resolución MME 18-0919 nació el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía PROURE y en el 2013, con la Ley 1665, se aprobó el estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables IRENA.

En el 2014 se aprobó la Ley 1715, que desarrolla una política para la integración de las energías renovables. Algunos de los avances que ha tenido la Ley 1715 de 2014 son: Decreto 2469 de 2014, establece lineamiento de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. Decreto 2492 de 2014, define disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda. Decreto 1623 de 2015, establece una expansión de cobertura del servicio de energía eléctrica. Resolución UPME 281 de 2015, define el límite máximo de autogeneración a pequeña escala. Decreto 2143 de 2015, reglamenta los incentivos tributarios. Resolución UPME 045 de 2016, define los procedimientos para certificación a proyectos FNCER para acceder a incentivos tributarios. La Resolución UPME 143 de 2016, registro de proyectos FNCER en la UPME. Resolución 030 de 2018, determina aspectos técnicos y comerciales para permitir la integración de autogeneradores de energía a pequeña escala.

7 REFERENTE CONTEXTUAL

El departamento del Putumayo está situado en el sur del país entre la cordillera Andina y la región de la Amazonía, se enmarca dentro de las coordenadas 00°37'S 077°16'W y 01°30'N 073°49'W. La superficie cubre 25968 km² y limita por el Norte con los departamentos de Nariño y Cauca, por el Este con el Departamento del Caquetá, por el Sur con el departamento del Amazonas y las repúblicas de Perú y Ecuador, y por el Oeste con el departamento de Nariño. El departamento está dividido en 13 municipios: Mocoa, ciudad capital, Colón, Sibundoy, San Francisco, Santiago, Villagarzón, Puerto Guzmán, Puerto Caicedo, Puerto Asís, Puerto Leguízamo, Orito, San Miguel y Valle del Guamuéz; 2 corregimientos y 56 inspecciones de policía (Gobernación del Putumayo, 2016). En la Figura 28 del ANEXO 2 se puede detallar la división política del departamento del Putumayo.

La UPME reporta un índice de cobertura eléctrica para el departamento del 43.06% para las zonas rurales y de 93.19% para las cabeceras municipales (UPME, 2015a). Según el Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas DANE (2010) en el 2005 se censaron 69570 viviendas, de las cuales el 66.7% tenían conexión eléctrica. En el 2005 la población total del departamento del Putumayo fue de 237197 personas, y se proyectó para el 2019 en 363967 habitantes, donde el 50.3% corresponde a población urbana, y el 49.7% pertenece a población rural (DANE, 2010). En la Tabla 37 y la Tabla 38 del ANEXO 2 se puede observar la distribución de la población en los municipios para los años del 2009 al 2019.

8 OBJETIVOS

8.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar el potencial efectivo de generación eléctrica de centrales eólica y solar en el departamento de Putumayo considerando restricciones técnicas y geográficas a partir de la información de múltiples bases de datos

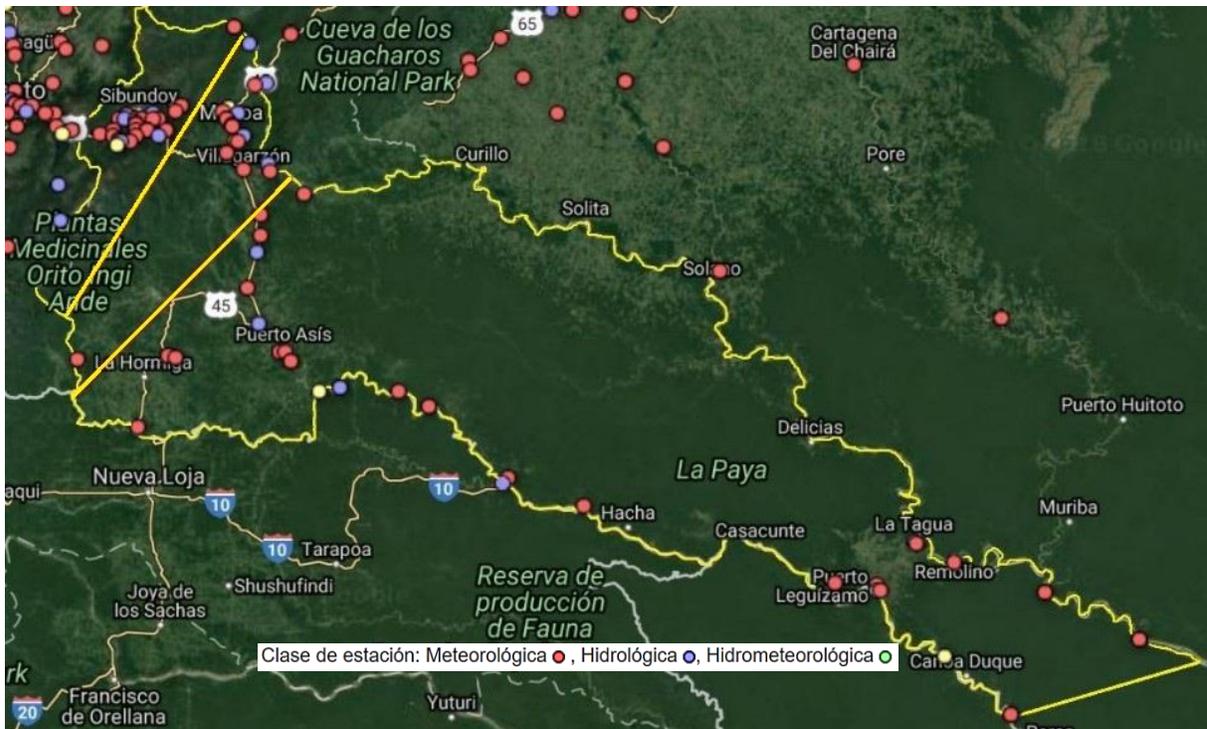
8.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Estimar el potencial de energía solar en el departamento de Putumayo a partir de la información de múltiples bases de datos.
2. Estimar el potencial de energía eólica en el departamento de Putumayo a partir de la información de múltiples bases de datos.
3. Proponer una metodología para el cálculo del potencial efectivo de energía solar y eólica en que se incluyan restricciones técnicas y geográficas del departamento del Putumayo.

9 METODOLOGÍA

Esta investigación es de enfoque cuantitativo con un alcance correlacional ya que se determina la potencia efectiva de centrales de generación eólica y solar en el departamento del Putumayo a partir de la información del potencial de radiación y viento, y además teniendo en cuenta restricciones técnicas y geográficas, lo que establece una correlación entre variables. La unidad de trabajo comprende las zonas del de Putumayo. Al occidente se encuentra la zona Andina, en seguida al oriente el piedemonte Andino-amazónico, y al extremo oriente la llanura Amazónica, la zona más grande del mapa, ver Figura 1.

Figura 1. Zonas del departamento del Putumayo y estaciones IDEAM



Fuente: Modificado del IDEAM (2014)

9.1 METODOLOGÍA PARA ESTIMAR EL POTENCIAL DE ENERGÍA SEGÚN LA IRRADIACIÓN SOLAR

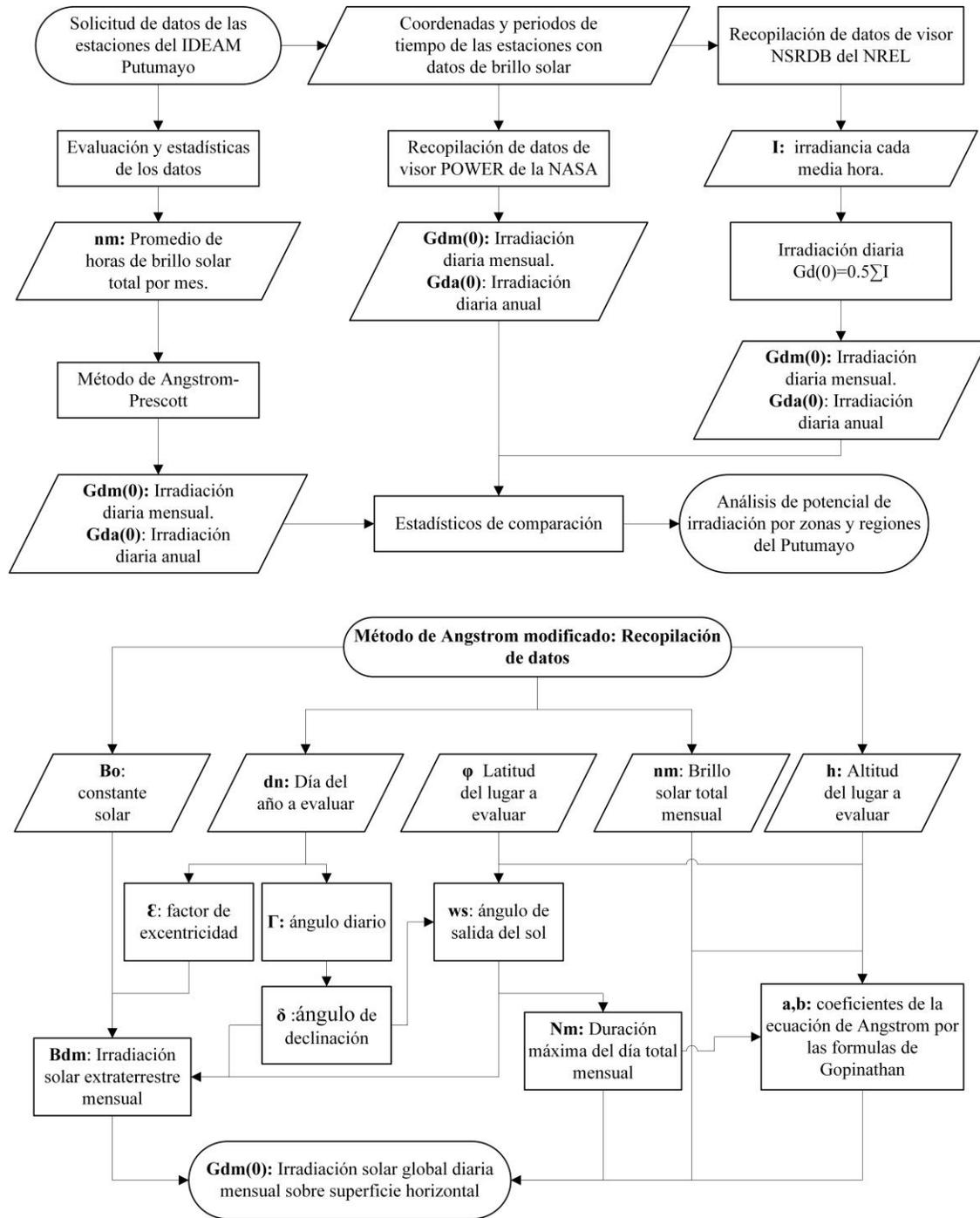
Para estimar el potencial de energía por la irradiación solar en el departamento de Putumayo se solicitó y se recopiló información de variables meteorológicas de las bases de datos del IDEAM, la NASA y el NREL. En el ANEXO 5 se describe la metodología para recopilar y solicitar datos. A continuación, se describe la metodología usada. Para mayor entendimiento se realiza un diagrama del proceso, ver Figura 2.

De las solicitudes de datos realizadas al IDEAM, se obtuvieron datos de horas brillo solar total al mes (n_m) de algunas estaciones del Putumayo y sus fronteras. Estos datos se analizaron estadísticamente y luego aplicando el método de Angstrom, según la ecuación 5 del ANEXO 3, se calcula la irradiación solar mensual sobre la superficie horizontal $G_{dm}(0)$, y con estos datos se calcula irradiación solar anual sobre la superficie horizontal $G_{da}(0)$.

En la recopilación de datos del NREL, para cada zona de estudio en las que se encuentran las estaciones del IDEAM, se encontraron datos de irradiancia (I) con un periodo de media hora, estos datos se integran diariamente para obtener la irradiación solar diaria sobre la superficie horizontal $G_d(0)$. Se realiza un análisis estadístico y con este se calculan los promedios de irradiación solar diaria mensual $G_{dm}(0)$ y diaria anual $G_{da}(0)$. De igual manera se recopila los datos de la NASA, esta fuente proporcionó datos del promedio de irradiación solar diaria mensual $G_{dm}(0)$ y del promedio de irradiación diaria anual $G_{da}(0)$.

Al obtener los valores de irradiación para cada zona de estudio se procede a realizar un análisis gráfico y estadísticas de los resultados, según se describe en el ANEXO 6.

Figura 2. Metodología para estimar el potencial de energía por la radiación solar



Fuente: Propia

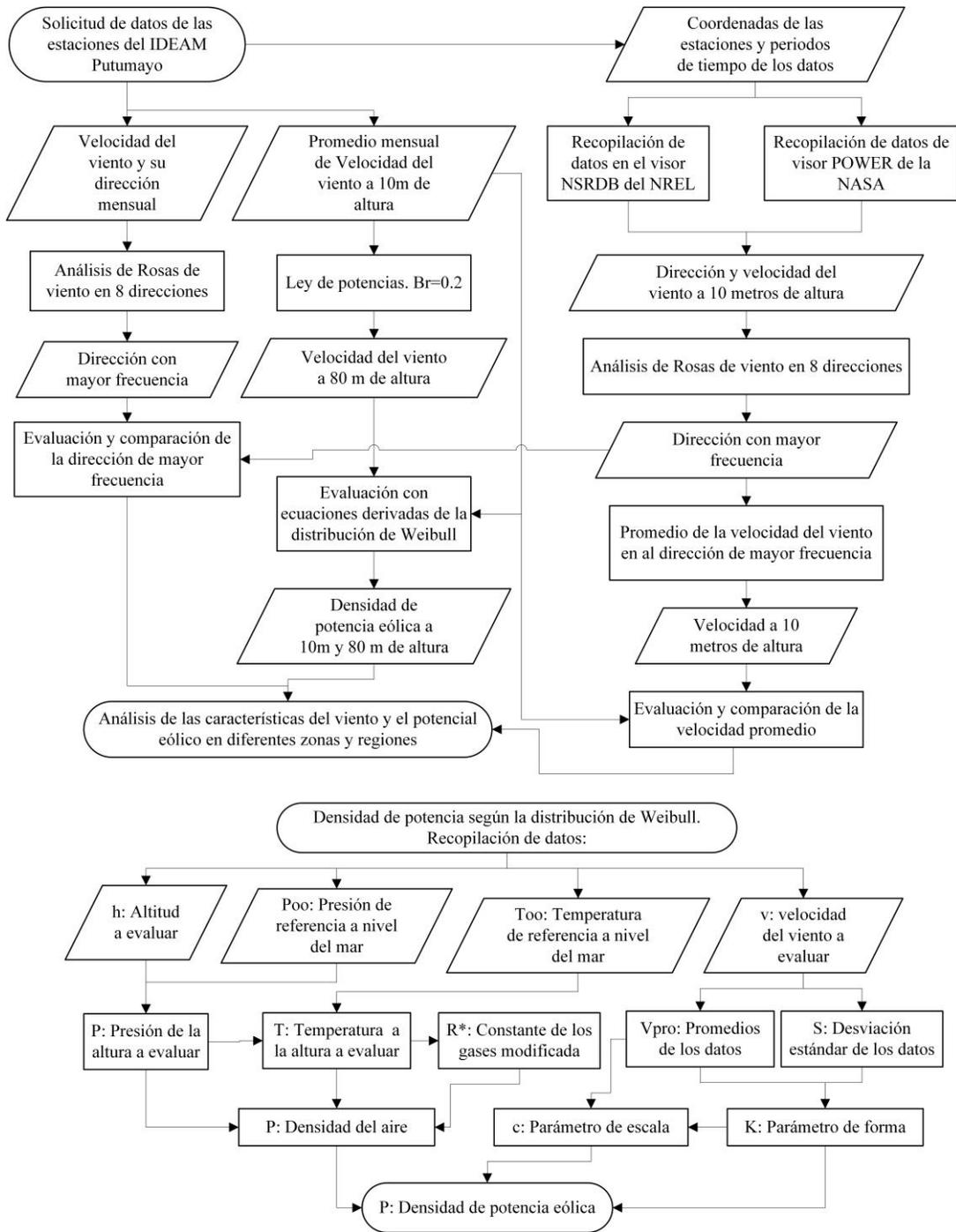
9.2 METODOLOGÍA PARA ESTIMAR EL POTENCIAL DE ENERGÍA EÓLICA

Al igual que en la metodología para estimar el potencial de energía solar, en la metodología para estimar el potencial de energía eólica se solicitó y se recopiló información de variables meteorológicas de las bases de datos del IDEAM, la NASA y el NREL. A continuación, se describe la metodología usada. Para mayor entendimiento se realiza un diagrama del proceso, ver Figura 3. El IDEAM proporcionó datos de velocidad del viento y dirección del viento a 10 m de altura de algunas estaciones del Putumayo y sus fronteras. Usando los datos de velocidad y el método de potencias para el cálculo de velocidades a diferentes alturas, se evaluó la velocidad del viento a 80 m de altura. Igualmente usando los datos de las direcciones del viento se emplearon las rosas de viento para evaluar la dirección de mayor frecuencia de donde soplan los vientos.

De la misma manera que se evaluaron los datos del IDEAM, se evalúan los datos del NREL y de la NASA a 10 m de altura, primero se realizó las rosas de viento y luego se evaluó la velocidad promedio en la dirección de mayor frecuencia. Los resultados de la velocidad del viento y las direcciones se evaluaron gráficamente, y se compararon con valores de alto potencial del viento de las zonas de la Guájira.

Validados los datos del IDEAM, se evalúa la densidad de potencia de las velocidades del viento a 10 y 80 m de altura, para esto se usan las ecuaciones derivadas de la distribución de Weibull explicadas en el ANEXO 4, ver ecuación 55. En los cálculos se tuvo en cuenta la variación de la densidad del aire en los diferentes lugares, (los cálculos se describen en el ANEXO 4). Una vez obtenida la densidad de potencia de los lugares se realiza su análisis y comparación con valores de alto potencial del viento de las zonas de la Guájira.

Figura 3. Metodología para estimar el potencial de la energía eólica



Fuente: Propia

9.3 METODOLOGÍA PARA ESTIMAR EL POTENCIAL EFECTIVO DE ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA

Con el objetivo de estimar el potencial efectivo de energía eólica y solar para el Putumayo se usaron los valores de vientos y de irradiación evaluados anteriormente y se recopilieron otros datos de las estaciones del IDEAM. A continuación, se describe el proceso para alcanzar el objetivo, y para mayor entendimiento en la Figura 4 se indica el proceso.

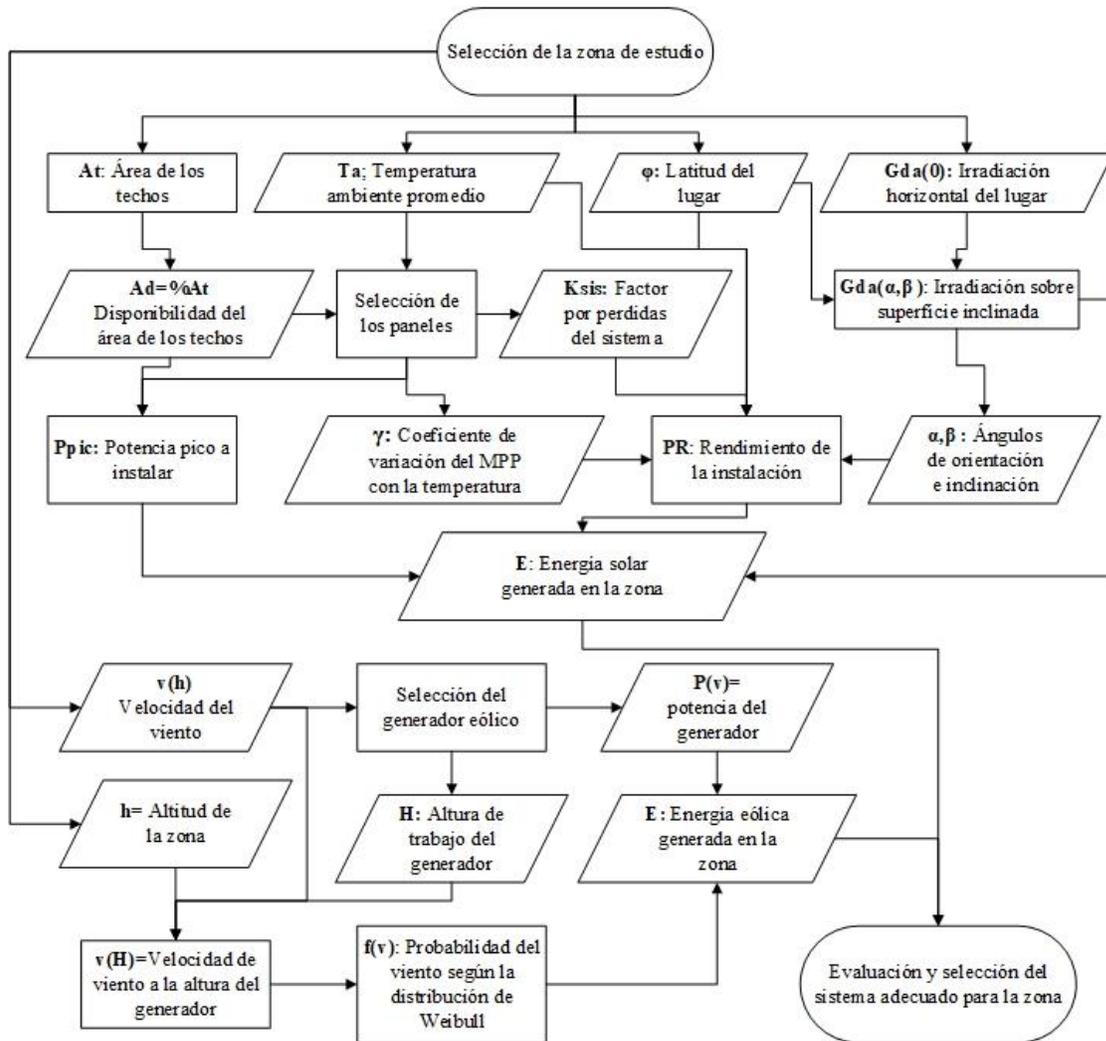
Para evaluar la energía solar que se puede generar por municipio del Putumayo, se midió el área de los techos de las cabeceras municipales (A_t), y de esta área se supone un 30% como el área disponible (A_d) para instalar paneles solares. En el área disponible se calcula el número de paneles y la potencia pico que se puede instalar (P_{pic}). Con los datos de irradiación $G_{da}(0)$ y la latitud (φ) de cada zona, usando el procedimiento explicado en el ANEXO 3, se analizó el ángulo óptimo de inclinación y orientación de los paneles (β, α), y se seleccionaron los ángulos adecuados para minimizar las pérdidas por inclinación que a la vez son adecuados para el mantenimiento. Con la inclinación y orientación seleccionados se calculó la irradiación global sobre superficie inclinada $G_{da}(\alpha, \beta)$ de cada zona y región. Los datos que se promediaron en cada región se usaron como el valor de irradiación de cada municipio.

Para calcular el rendimiento de la instalación (PR) se tuvo en cuenta su variación con la temperatura de ambiente del lugar (T_a), la inclinación y orientación de los paneles (β, α), el coeficiente de variación del punto máximo de potencia con la temperatura MPP (γ) de los paneles, y el factor de pérdidas de sistema instalado (ksis). La metodología del cálculo del PR se explica en el ANEXO 3. Con la potencia pico (P_{pic}) de cada municipio, el PR y la irradiación promedio $G_{da}(\alpha, \beta)$ de la región a la que pertenece el municipio se calculó el potencial efectivo de energía solar que se puede generar en cada municipio.

Para estimar la energía eólica se debe evaluar la energía generada por una turbina que tenga las características aptas para las velocidades de viento de las zonas de estudio. Entre las características principales de las turbinas están la altura de la góndola del generador (H), la velocidad de viento de arranque del generador (v_a), y la potencia generada ($P(v)$) según la

curva de potencia-velocidad. Para evaluar la energía generada en H, se debe calcular las velocidades a esa altura usando el método de potencias, una vez obtenida la velocidad $V(H)$, se calcula los parámetros de forma y escala de Weibull y con estos se calcula la probabilidad de cada velocidad $f(v)$. Con la probabilidad de viento $f(v)$ y la potencia generada por la turbina en cada velocidad $P(v)$, se calcula la energía generada.

Figura 4. Metodología para estimar el potencial de la energía solar



Fuente: Propia

Una vez calculada la energía generada por los sistemas solares en el área de techo disponible de cada municipio, se calcula el número de paneles necesarios, y se compara con

un numero de turbinas para generar la misma energía en la misma zona. Esta comparación permite evaluar cuál de las dos tecnologías es conveniente. Por otra parte, teniendo los valores de energía generada en cada municipio, se hace una comparación del consumo de energía que reportan en cada municipio. Al igual se hace una comparación del costo de la energía de cada municipio con los costos nivelados de energía LCOE de los sistemas solares y eólicos.

10 RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados de los análisis obtenidos para cada uno de los objetivos con el fin de determinar el potencial efectivo de generación de energía eléctrica desde los recursos eólico y solar en el departamento de Putumayo, considerando restricciones técnicas y geográficas, y a partir de la información de múltiples bases de datos.

10.1 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE ENERGÍA SOLAR EN EL DEPARTAMENTO DE PUTUMAYO

10.1.1 Datos De Brillo Solar De Las Estaciones Meteorológicas IDEAM

Los datos reportados por el IDEAM que se usaron con el objetivo de estimar el potencial de energía solar son las horas de brillo solar (hbs) total de cada mes de la serie de años de cada estación. En la Tabla 1 se describe la ubicación de cada estación, la región a la que pertenece, y el rango de años de la serie de datos.

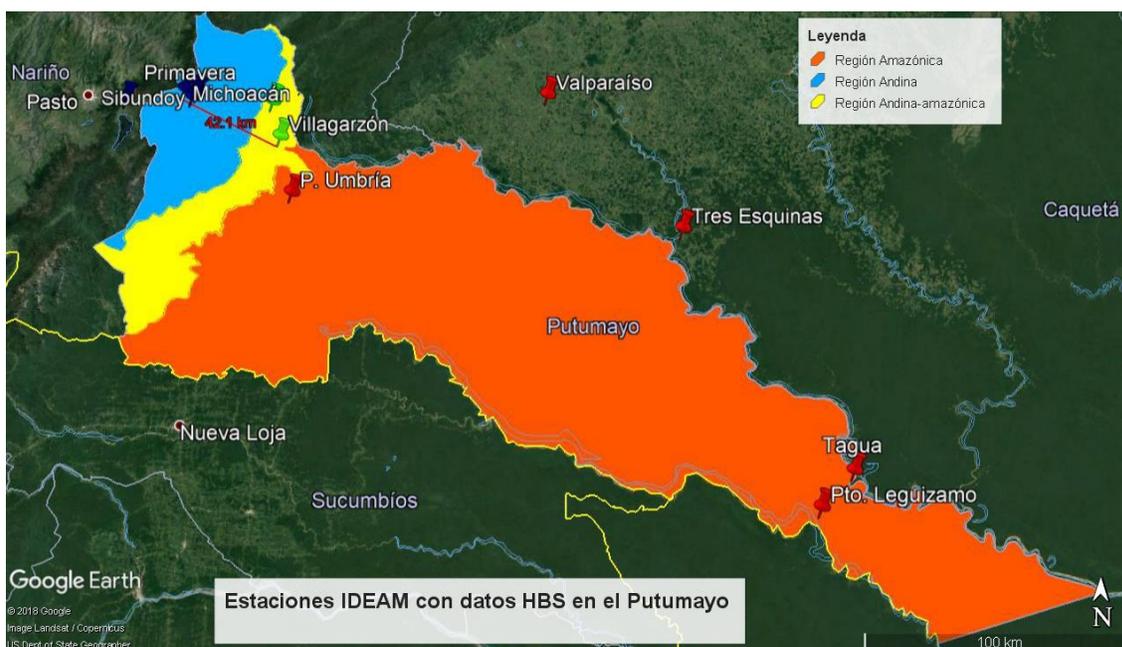
Tabla 1. Estaciones del IDEAM con datos de hbs para la región del Putumayo

Región	Nombre de la estación	Latitud (°)	Longitud (°)	Altitud (m)	Años de la serie
Andina	El encano	1.16	-77.161	2830	1985-2017
	Michoacán	1.198	-76.961	2100	1978-2017
	Sibundoy	1.183	-76.917	2100	1968-1996
	La primavera	1.168	-76.933	2067	1984-2014
Andina- amazónica	Mocoa Acueducto	1.157	-76.652	650	1985-2017
	Villagarzón	1.034	-76.619	440	1969-2017
Amazónica	Puerto Umbría	0.839	-76.57	362	1986-2012

Valparaíso	1.195	-75.704	270	1969-2017
Tres Esquina	0.738	-75.236	219	1977-2015
Tagua	-0.061	-74.665	153	1974-2017
Puerto Leguizamo	-0.181	-74.776	147	1978-2017

En la Figura 5 se observan las estaciones del IDEAM que reportan datos *hbs* para el Putumayo y sus fronteras. Las estaciones de las fronteras del Putumayo se tomaron para tener mayor cobertura del departamento. Las estaciones se pueden agrupar en 3 regiones: la zona color naranja indican la región Amazónica, la zona color amarillo indican la región Andina-amazónica, y la zona azul indican la región Andina.

Figura 5. Zonas del departamento del Putumayo con datos de hbs reportadas por las estaciones del IDEAM



Fuente: Modificado en Google Earth

Se analizaron los valores del promedio de hbs para las estaciones que tienen datos entre los años de 1985 al 2012, por lo cual los datos de la estación Sibundoy no se analizaron ya que

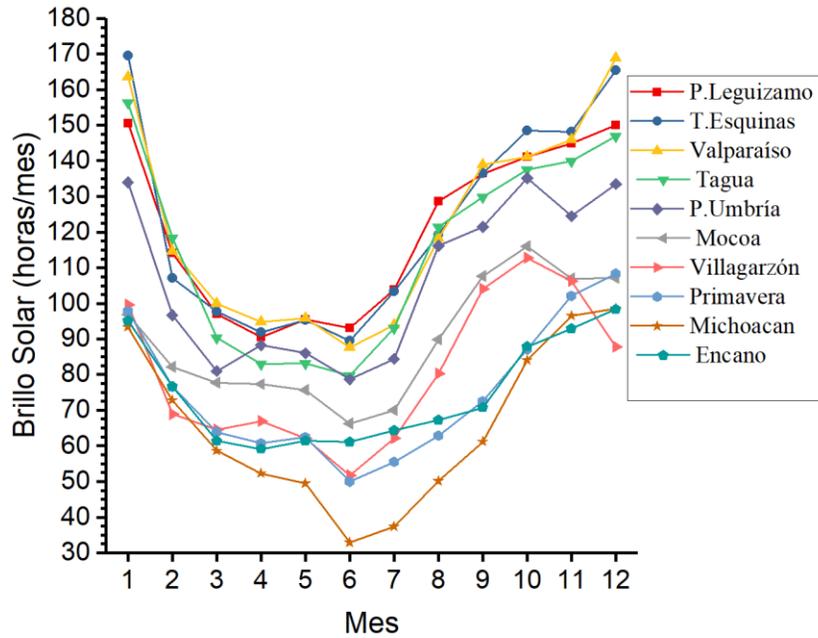
no entran en el rango y además hay dos estaciones cercanas que dan información de la zona. En la Tabla 2 se registran el análisis de los datos de *hbs*, según la metodología descrita, se obtuvo el promedio anual de *hbs* total al mes con un intervalo de confianza IC del 95%, además se dan los valores del error estándar EE y las desviación estándar S.

Tabla 2. *hbs* total mensual promedio para las estaciones del IDEAM entre los años de 1985 al 2012

Estación	hbs total al mes (Horas/mes)									
	Enca no	Micho acán	Prima vera	Mocoa	Villag arazón	Umbrí a	Valpar aíso	Esquin as	Tagua	Leguiz amo
Promedio	74.7	65.6	75.0	89.5	80.6	106.7	121.9	122.7	114.9	120.5
Máx.	98.3	98.6	108.4	116.0	112.8	135.2	168.8	169.6	156.2	150.5
Mín.	59.2	32.9	49.9	66.3	51.7	78.7	87.5	89.4	79.8	90.5
S	14.9	23.0	19.5	16.9	20.8	22.8	28.8	29.5	27.8	23.8
EE	4.3	6.6	5.6	4.9	6.0	6.6	8.3	8.5	8.0	6.9
IC95%	8.4	13.0	11.0	9.6	11.8	12.9	16.3	16.7	15.7	13.5

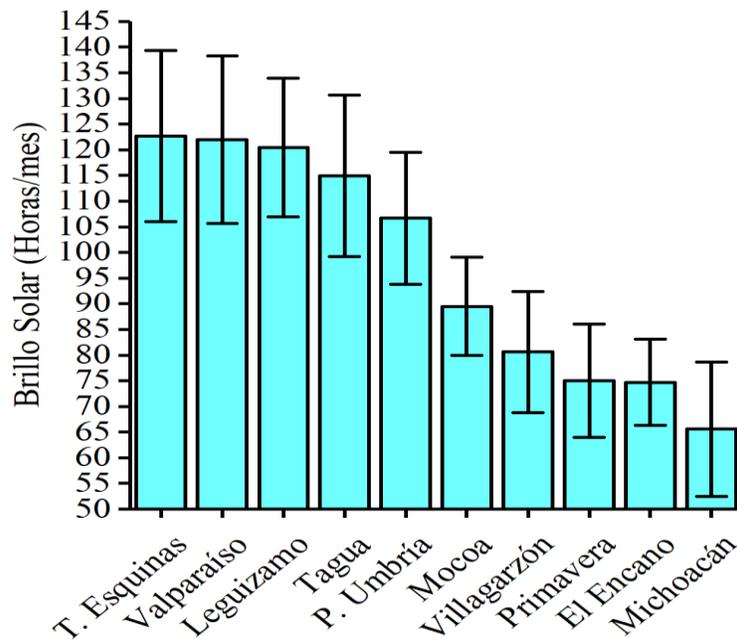
En el Anexo 7 se puede consultar los valores *hbs* de cada mes. En la Figura 6 se puede observar el comportamiento mensual de las *hbs* para cada una de las estaciones del IDEAM Putumayo, y en la Figura 7 se observa el comportamiento de promedio anual de las *hbs*.

Figura 6. Promedio de las hrs al mes entre los años de 1985 al 2012 en las estaciones del IDEAM



Fuente: Propia

Figura 7. Promedios anuales e intervalo de confianza IC95% de las hrs entre los años de 1985 al 2012



Fuente: Propia

En los anteriores datos se puede observar que a mitad de año hay menos brillo solar, correspondiendo a los meses de invierno, esto se puede evidenciar en la Figura 6. Por otro lado, se observa que hay una diferencia de promedios de alrededor de 57 hbs por mes entre la estación con el mayor valor de irradiación, Tres Esquinas perteneciente a la región de la Amazonia, y la estación con el menor valor de irradiación, Michoacán perteneciente a la región Andina.

10.1.2 Irradiación Solar Global Horizontal Para Las Estaciones Del IDEAM Calculada Por El Método De Angstrom

Aplicando el método Angstrom a los datos de hbs reportados por el IDEAM, presentados en el ANEXO 7, se calculó la irradiación sobre superficie horizontal, tanto el promedio mensual $G_{dm}(0)$, y el promedio anual $G_{da}(0)$. En la Tabla 3 se registran los promedios de irradiación anual $G_{da}(0)$ y sus estadísticas.

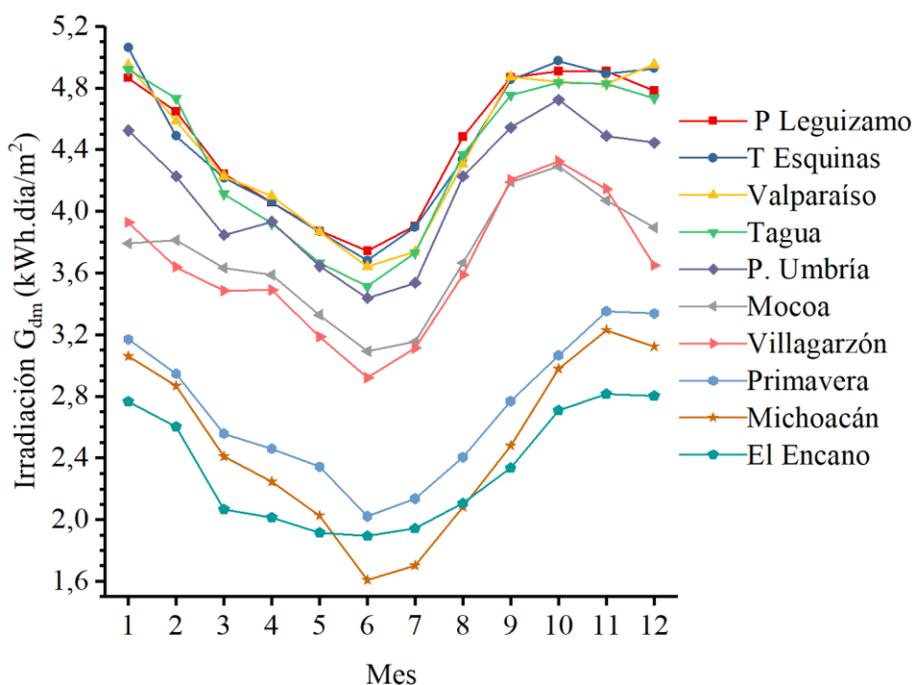
Tabla 3. Promedio diario anual $G_{da}(0)$ de irradiación calculado de los datos del IDEAM

Irradiación solar global sobre superficie horizontal (kWh. día / m ²)										
Mes	Encano	Michoacán	Prima vera	Mochoa	Villagarzón	P. Umbría	Valparaíso	T. Esquinas	Tagua	Leguizamo
Medio	2.330	2.48	2.714	3.71	3.64	4.13	4.41	4.44	4.34	4.44
Máximo	2.82	3.23	3.35	4.29	4.32	4.72	4.95	5.06	4.92	4.91
Mínimo	1.89	1.61	2.02	3.09	2.92	3.44	3.64	3.68	3.51	3.74
S	0.38	0.56	0.46	0.38	0.45	0.44	0.49	0.49	0.53	0.45
EE	0.11	0.16	0.13	0.11	0.13	0.13	0.14	0.14	0.15	0.13
IC95%	0.22	0.32	0.26	0.22	0.25	0.25	0.28	0.28	0.30	0.26

Para mayor entendimiento del comportamiento mensual se reporta la Figura 8, donde se puede observar el comportamiento mensual de irradiación para cada estación, y la Figura 9 en la que se puede observar el promedio anual de cada estación. En el ANEXO 8 se pueden detallar los resultados del cálculo de irradiación de cada mes, los coeficientes del método de Angstrom a y b, y otros valores usados en este método.

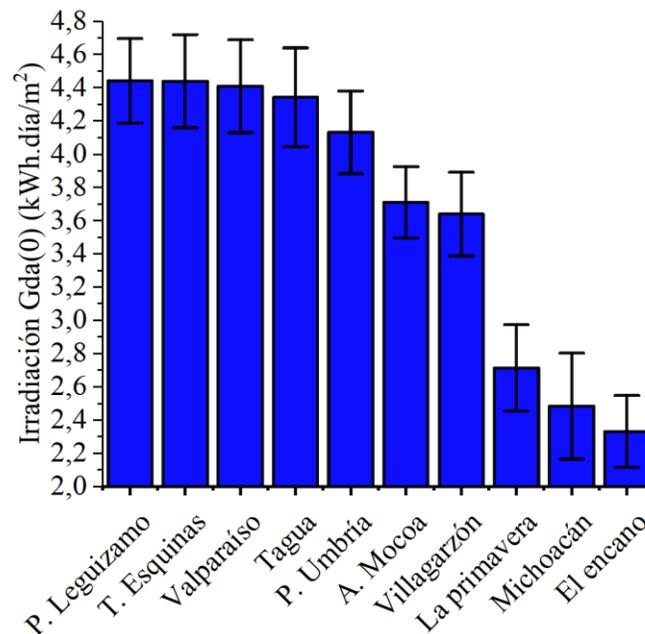
En la Tabla 4 se registran los valores de irradiación solar para cada una de las 3 regiones del Putumayo, para esto se promediaron los valores de irradiación agrupando las estaciones por regiones como se indicó en la Tabla 1 y la Figura 5.

Figura 8. Promedio diario mensual de irradiación $G_{dm}(0)$ calculado de los datos del IDEAM



Fuente: Propia

Figura 9. Promedio diario anual de irradiación $G_{da}(0)$ calculado de los datos del IDEAM



Fuente: Propia

Tabla 4. Irradiación G_{da} por regiones según los datos calculados de las estaciones IDEAM

Región	G_{da} Región (kWh.día/m ²)
Amazónica	4.35
Andino-amazónica	3.67
Andina	2.60

Cada región tiene condiciones climáticas diferentes. La región Amazónica se encuentra a una altura entre 147 y 362 msnm y su irradiación promedio diaria anual es de 4.35 kWh.día/m². La región Andino-amazónica se encuentra a una altura entre 440 msnm y 650 msnm y su irradiación promedio diaria anual es de 3.67 kWh.día/m². La región Andina se encuentra a una altura entre 2067 msnm y 2830 msnm y su irradiación promedio diaria anual es 2.60 kWh.día/m². Según los anteriores datos los promedios máximos de

irradiación diaria anual se encuentran en la región Amazónica en la que la estación Puerto Leguizamo tiene un promedio de 4.44 kWh.día/m², mientras los valores mínimos se encuentran en la región Andina donde la estación el Encano tiene un promedio de 2,33 kWh.día/m².

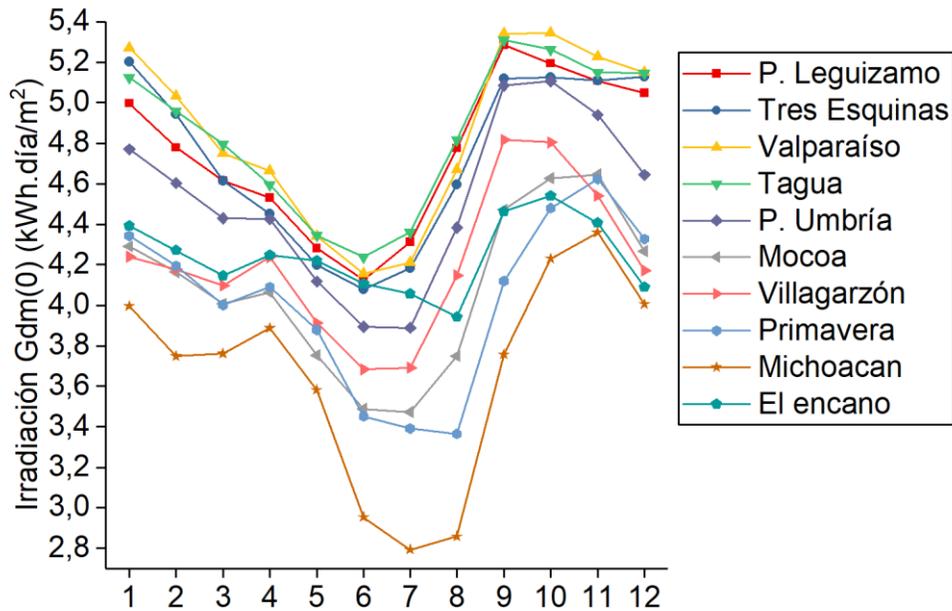
10.1.3 Evaluación De La Irradiación Solar Global Horizontal Según Datos Del NREL

La base de datos del NREL reporta valores de irradiancia solar sobre superficie horizontal cada media hora entre los años de 1998 al 2015, con una resolución espacial de 4 km por 4 km. Los datos que se recopilieron son de lugares cercanos a las coordenadas de las estaciones del IDEAM. Los valores de irradiancia se integran diariamente para calcular la irradiación diaria global sobre superficie horizontal $G_d(0)$, y luego calcular el promedio diario mensual $G_{dm}(0)$ y el promedio diario anual $G_{da}(0)$. Estos valores se registran en la Tabla 5 y su comportamiento mensual se puede observar en la Figura 10 (En el ANEXO 9 se pueden consultar los valores de irradiación de cada mes, además se reporta la ubicación de los datos del NREL).

Tabla 5. Datos NREL, promedio de irradiación superficial para los años de 1998 al 2015

Irradiación solar global sobre superficie horizontal $G_{da}(0)$ (kWh. día / m ²)										
Zona	Leguizamo	Tres Esquinas	Valparaíso	Tagua	Umburá	Mocóa	Villagarzón	Primavera	Michoacán	El Encano
Promedio	4.75	4.73	4.85	4.84	4.52	4.08	4.21	4.02	3.66	4.24
Máximo	5.29	5.20	5.34	5.31	5.11	4.65	4.82	4.62	4.36	4.54
Mínimo	4.12	4.08	4.16	4.24	3.89	3.47	3.68	3.37	2.79	3.94
S	0.39	0.43	0.44	0.38	0.42	0.40	0.37	0.43	0.52	0.18
EE	0.11	0.12	0.13	0.11	0.12	0.12	0.11	0.12	0.15	0.05

Figura 10. Datos NREL, promedio diario mensual de irradiación superficial $G_{dm}(0)$



Fuente: Propia

Los valores de irradiación de los promedios anuales y de los promedios por región se evaluaron con diferentes estadísticos tomando como referencia los valores calculados con datos del IDEAM. Se evaluó el error de sesgo medio *ESM*, el error porcentual medio *EPM*, la raíz cuadrada del error cuadrático medio *RECM* y un estadístico *t* que relaciona los anteriores estadísticos. En el ANEXO 6 se muestran las ecuaciones usadas para calcular cada uno de los estadísticos, y en las Tablas 6 y 7 se pueden observar los resultados obtenidos.

Tabla 6. Comparación de resultados de irradiación G_{da} por zonas del para el NREL en base a los datos del IDEAM

ESTACION	IDEAM G_{da}	NREL G_{da}	ESM	EPM %	RECM	Estadístico <i>t</i>
	(kWh.día/m ²)	(kWh.día/m ²)				

P. Leguizamo	4.44	4.75	0.31	-7.28	0.33	9.40
Tagua	4.34	4.84	0.50	-12.09	0.53	9.33
Tres Esquina	4.44	4.73	0.29	-6.80	0.31	9.75
Valparaíso	4.41	4.85	0.44	-10.18	0.45	14.92
P. Umbría	4.13	4.52	0.39	-9.71	0.41	10.10
Villagarzón	3.64	4.21	0.57	-16.18	0.58	14.40
A. Mocoa	3.71	4.08	0.37	-10.17	0.39	10.43
La primavera	2.71	4.02	1.31	-49.95	1.32	22.50
Michoacán	2.48	3.66	1.18	-50.79	1.21	14.80
El encano	2.33	4.24	1.91	-85.76	1.93	20.82

Tabla 7. Comparación de resultados de irradiación G_{da} por regiones para el NREL en base a los datos del IDEAM

Datos	Irradiación IDEAM		Irradiación NREL		Comparación IDEAM NREL			
	G_{da}	IC 95%	G_{da}	IC 95%	ESM	EPM %	RECM	Estadístico t
Región Amazónica	4.35	0.11	4.74	0.12	0.39	-8.90	0.39	9.99
Andina-amazónica	3.67	0.07	4.15	0.12	0.47	-12.87	0.48	4.81
Andina	2.51	0.22	3.97	0.33	1.47	-59.19	1.50	6.50

Al igual que los resultados de los cálculos con datos del IDEAM, los cálculos con datos del NREL muestran que la región Amazónica tiene el promedio mayor de irradiación y la región Andina tiene el menor promedio de irradiación. La región Andina y la Andino-amazónica son montañosas, por lo cual en cortas distancias hay diferentes alturas y pisos térmicos. Por lo anterior y debido a la resolución de los datos del NREL, los valores de irradiación no muestran relación con la ubicación y la altura, por ejemplo, el Encano que está a una altura de más de 2000 msnm tiene un clima frío y muestra un valor de irradiación mayor a la región Mocoa que está a una altura de 600 msnm y tiene un clima templado. Lo anterior se puede evidenciar en los errores estadísticos de estas regiones que se reportan en la Tabla 7 y se analizan a continuación.

Para los valores de irradiación en la región Amazónica el ESM muestra que los valores se sobrestimaron para todas las zonas, algunos EPM de las zonas no son aceptables ya que son mayores al 10%, y en general el EPM de la región no es aceptable. Al evaluar la irradiación en la región Andina, el ESM indica que los valores están sobrestimados, las zonas y las regiones presentan EPM críticos. De igual forma, según el ESM los valores de irradiación para la zona Andino-amazónica están sobreestimados y los EPM son críticos.

10.1.4 Evaluación De La Irradiación Global Según Datos De La NASA

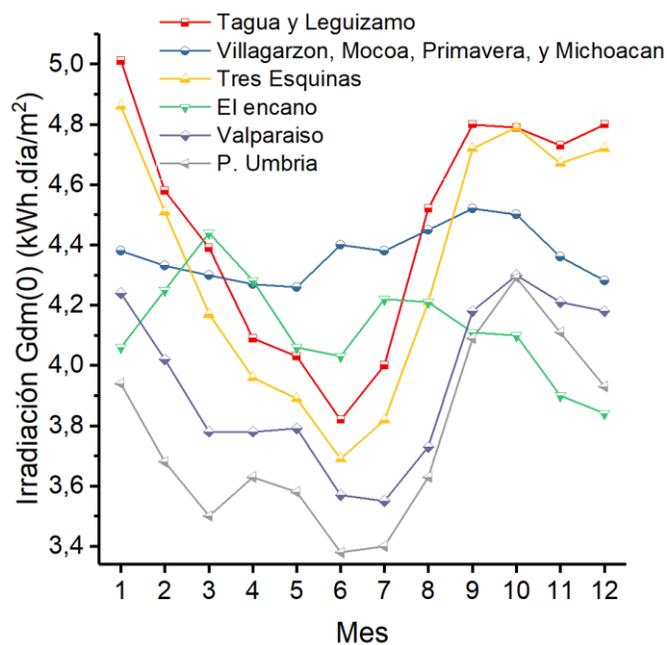
La NASA reporta datos de promedios diarios mensuales y anuales con una resolución de 0.5° por 0.5° (aproximadamente 55 km por 55 km) en el periodo de años del 1981 al 2017. Los datos de irradiación solar global sobre superficie horizontal de promedios diarios mensuales $G_{dm}(0)$ y diarios anuales $G_{da}(0)$, tomados de la base de datos del proyecto POWER de la NASA, se muestran en la Figura 11 y se evalúan en la Tabla 8 (en el ANEXO 10 se puede detallar los valores de irradiación de cada mes).

Tabla 8. Evaluación de los datos de la NASA de irradiación solar global anual $G_{da}(0)$ en comparación con los datos del IDEAM

Zona	IDEAM G_{da} (kWh.día/m ²)	NASA G_{da} (kWh.día/m ²)	ESM	EPM %	RECM	Estadístico t
------	---	--	-----	-------	------	---------------

P. Leguizamo	4.44	4.46	0.02	-0.65	0.11	0.69
Tagua	4.34	4.46	0.12	-3.20	0.20	2.50
Tres Esquina	4.44	4.33	-0.10	2.20	0.14	3.99
Valparaíso	4.41	3.94	-0.46	10.10	0.52	6.57
P. Umbría	4.13	3.76	-0.37	8.59	0.41	6.58
Villagarzón	3.64	4.37	0.73	-21.62	0.83	6.19
A. Mocoa	3.71	4.37	0.66	-18.90	0.74	6.46
La primavera	2.71	4.37	1.66	-65.39	1.71	12.34
Michoacán	2.48	4.37	1.89	-85.31	1.96	11.46
El encano	2.33	4.12	1.79	-81.90	1.86	12.69

Figura 11. Datos NASA de promedio diario mensual de irradiación solar global $G_{dm}(0)$



Fuente: Propia

Se puede observar algunas zonas con datos iguales debido a la resolución espacial de los datos de la NASA. En el mapa del Putumayo, Figura 5, se puede observar una recta de 42.1 km que cubre más de una estación donde los datos de la NASA son iguales. En la Tabla 9 se evalúan los promedios diarios anuales $G_{da}(0)$ para cada una de las 3 regiones estudiadas.

Tabla 9. Comparación de resultados de irradiación G_{da} por regiones del IDEAM y la NASA en comparación con los datos del IDEAM

Base de datos	IDEAM G_{da} (kWh.día/m ²)		NASA G_{da} (kWh.día/m ²)		Comparación IDEAM NASA			
	G_{da}	IC95%	G_{da}	IC95%	ESM	EPM%	RECM	Estadístico t
Amazónica	4.35	0.11	4.19	0.28	-0.16	3.79	0.28	1.45
Andina- amazónica	3.67	0.07	4.37	0.00	0.70	-18.95	0.70	20.00
Andina	2.51	0.22	4.29	0.16	1.78	-71.27	1.78	26.65

Según los datos reportados por la NASA la región Andino-amazónica tiene el promedio mayor de irradiación con 4.37 kWh.día/m² y, por el contrario, según los cálculos con los datos del IDEAM el menor valor de irradiación lo tiene la región Amazónica con 4.19 kWh.día/m². La diferencia de los anteriores resultados se debe a la resolución espacial de los datos de la NASA que abarca grandes áreas.

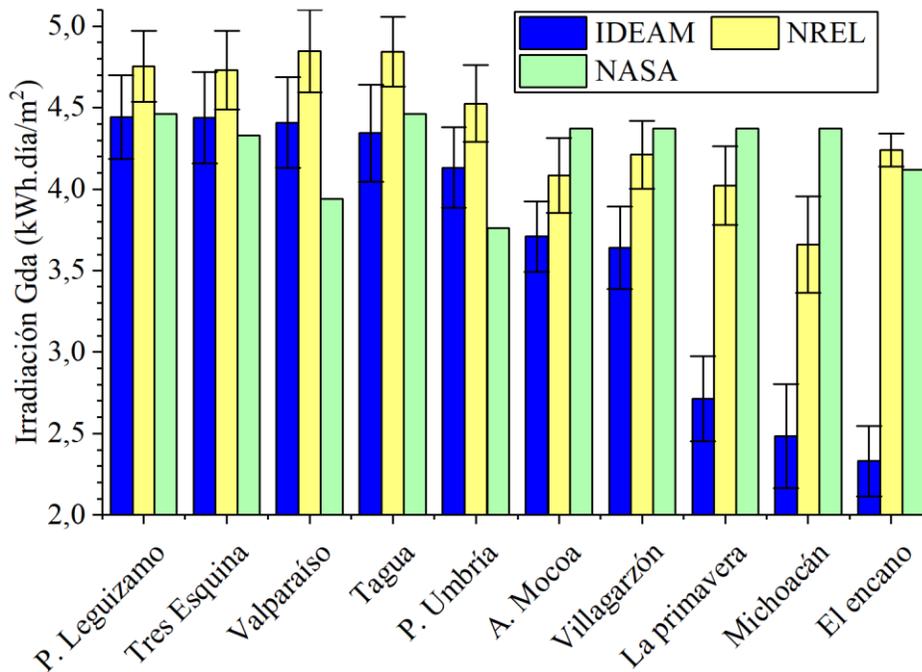
Los valores de irradiación de los promedios anuales se evaluaron con diferentes estadísticos tomando como referencia los valores cálculos con datos del IDEAM. Evaluando la región Amazónica el ESM muestra que los valores de irradiación diaria anual se subestimaron, los EPM de las zonas son aceptables ya que la mayoría de los valores son menores al 10% y el EPM de la región es menor al 4%. Al evaluar la región Andina el ESM indica que los valores de irradiación están sobrestimados, y las zonas y las regiones presentan EPM

críticos; además según el ESM los valores de irradiación para la región Andino-amazónica están sobreestimados y los EPM son críticos.

10.1.5 Comparación De Resultados IDEAM NASA NREL

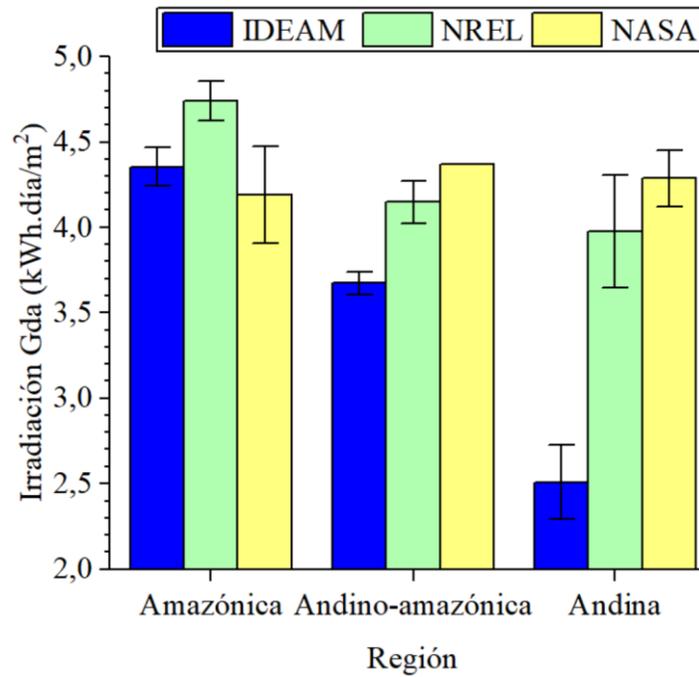
Con el fin de realizar una comparación de los valores de irradiación, en las Figura 12 y 13 se pueden observar los promedios de irradiación diaria anual G_{da} para cada zona de ubicación de las estaciones del IDEAM y para las regiones del Putumayo. Los valores de irradiación del IDEAM se ordenaron de mayor a menor, este orden coincide con el orden de ubicación geográfica de las zonas y regiones, el valor mayor de irradiación para el IDEAM se encuentra en el oriente del Putumayo y el valor de menor irradiación se encuentra en el occidente, todos los valores de mayor irradiación se encuentran en la zona Amazónica y los de menor irradiación en la zona Andina.

Figura 12. Comparación de resultados de las zonas IDEAM NASA NREL



Fuente: Propia

Figura 13. Comparación de resultados de las regiones IDEAM NASA NREL



Fuente: Propia

Se puede observar que los valores de irradiación del NREL para las regiones tienen el mismo comportamiento que los valores de irradiación del IDEAM, por el contrario, los resultados de la NASA muestran que hay mayor irradiación en la región Andina y menor irradiación en la región Amazónica

Según los resultados de los estadísticos presentados de la Tabla 6 a la Tabla 9, tomando como referencia los valores de irradiación calculados con datos del IDEAM, se analiza que según el ESM en la región Amazónica los valores del NREL están más lejos que los valores de la NASA, los valores de irradiación de la NASA se subestimaron, por el contrario, los valores de irradiación del NREL se sobrestimaron tanto para la región como para las zonas. La región Amazónica presenta los EPM con menor valor, en el caso del NREL algunos EPM de las zonas son aceptables, pero no lo es para la región. Según el RECM y el

estadístico t los valores de la NASA son más precisos y se ajustan de mejor manera que los datos del NREL a los datos del IDEAM.

Evaluando los valores de irradiación en la región Andina se observan comportamientos similares a la región Andina-amazónica. el ESM indica que los valores de las dos bases de datos, NREL y NASA, están sobrestimados, y los de la NASA están más alejados. Todas las zonas y las regiones presentan EPM críticos. Según el RECM los valores del NREL tienen mayor precisión que los de la NASA, de igual forma según el estadístico t, los datos del NREL se ajustan mejor a los datos del IDEAM que los de la NASA.

10.2 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE ENERGÍA EÓLICA EN EL DEPARTAMENTO DE PUTUMAYO

10.2.1 Datos Característicos Del Viento Reportados Por Las Estaciones Del IDEAM

Con el objetivo de estimar el potencial de energía eólica en el departamento del Putumayo se solicitó al IDEAM los datos característicos de viento de las estaciones meteorológicas del Putumayo y sus fronteras. En la Figura 14 se muestra la ubicación de las estaciones en las 3 regiones del Putumayo. Y en la En Tabla 10 se registra las coordenadas de las estaciones y el tipo de dato característico del viento. Los datos que se obtuvieron corresponden a promedios mensuales de velocidad del viento, y datos de la dirección de donde proviene el viento con su velocidad media mensual, estos datos son tomados sobre la superficie o a 10 m de altura

Figura 14. Estaciones del IDEAM con datos de promedios mensuales de velocidad del viento



Fuente: Modificado en Google Earth

Tabla 10. Estaciones del IDEAM y tipo de datos de características del viento

Nombre Estación	Latitud (°)	Longitud (°)	Elevación m.s.n.m	Promedio mensual de velocidad	Dirección y velocidad media mensual
El Encano	1.16	-77.16	2830	x	x
Sibundoy	1.18	-76.92	2100	x	
Villagarzón	1.03	-76.62	440	x	x
Puerto Asís	0.5	-76.5	254	x	x
Tagua	-0.06	-74.67	153	x	x
Leguizamo	-0.18	-74.78	147	x	x

10.2.2 Evaluación De La Velocidad Del Viento De Las Estaciones Del IDEAM

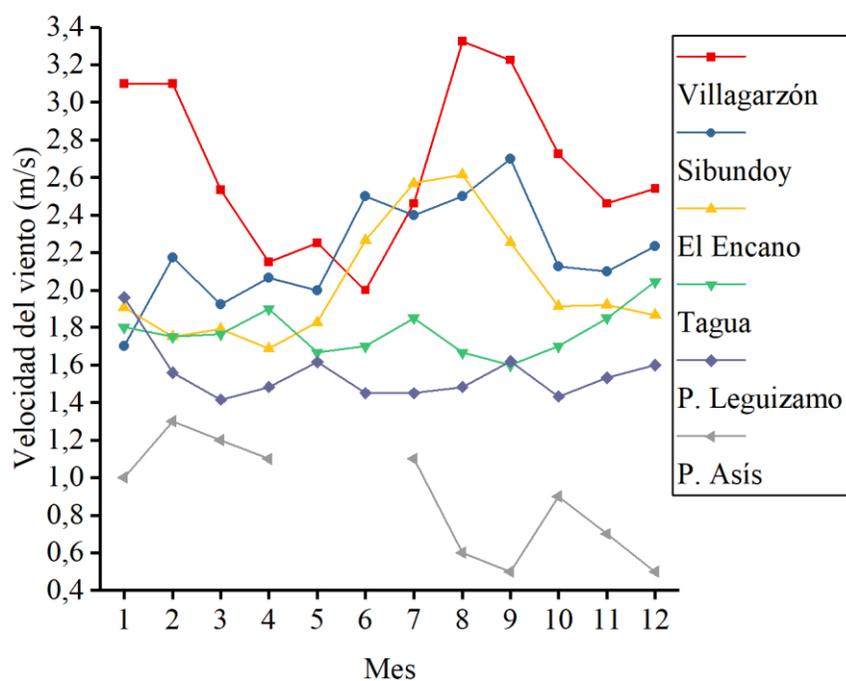
Para evaluar la velocidad del viento se analizan los valores de velocidad media mensual reportados por el IDEAM. En la Tabla 11 se registra el periodo de años y meses de los datos. El IDEAM reporta un valor promedio por mes, en el caso de la estación Puerto Asís se registran 11 datos en 2 años, y en la estación el Encano 179 datos en 24 años.

Tabla 11. Estaciones del IDEAM con datos de promedios mensuales de velocidad del viento

Nombre Estación	Años de la serie	Años con datos	Meses con datos
El Encano	1985-2012	24	179
Sibundoy	1983-1996	9	35
Villagarzón	1981-2002	8	48
Puerto Asís	1977-1980	2	11
Tagua	1974-1989	10	40
Puerto Leguizamo	1978-1987	10	69

Los datos de cada estación se analizan realizando promedios mensuales interanuales, y luego el promedio de estos meses se toma como el promedio anual de la estación. En la Figura 15 se muestra el comportamiento del promedio mensual.

Figura 15. Promedios mensuales de velocidad del viento de las estaciones del IDEAM Putumayo a una altura de 10 m



Fuente: Propia

En la Tabla 12 se registra el promedio anual y sus estadísticas. En el ANEXO 11 se registran las tablas de velocidad del viento reportados por el IDEAM y los valores de velocidad de cada mes a alturas de 10 m.

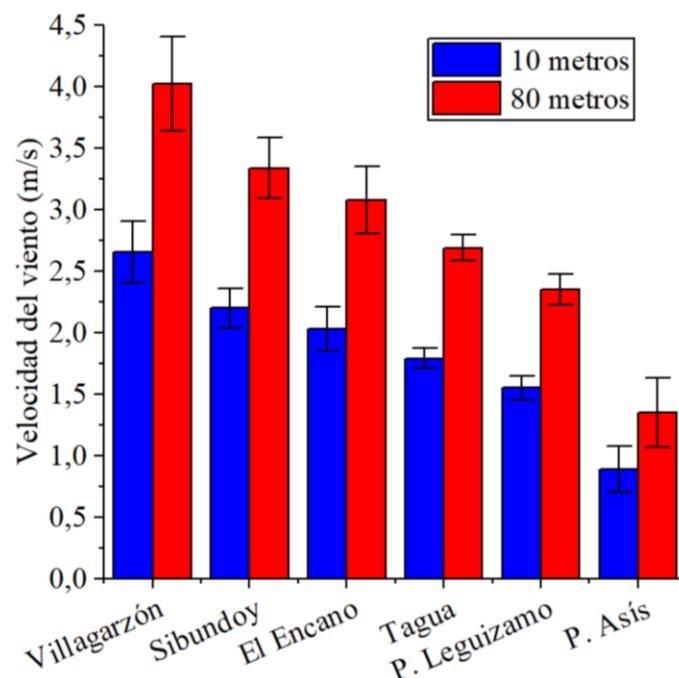
Tabla 12. Promedios anuales de velocidad del viento de las estaciones del IDEAM Putumayo a una altura de 10 m

Estaciones	Velocidad del viento (m/s)					
	Villagarzón	Sibundoy	El Encano	Tagua	P. Leguizamo	P. Asís
Promedio	2.66	2.20	2.03	1.77	1.55	0.89
Máximo	3.33	2.70	2.61	2.04	1.96	1.30
Mínimo	2.00	1.70	1.69	1.60	1.42	0.50
S	0.44	0.28	0.32	0.12	0.15	0.30

EE	0.13	0.08	0.09	0.04	0.04	0.09
IC95%	0.25	0.16	0.18	0.07	0.08	0.18

Debido a que la velocidad del viento aumenta con su altura y los generadores eólicos se aprovechan de este fenómeno es necesario evaluar la velocidad del viento a alturas superiores, por lo cual se interpolan las velocidades del viento de 10 m de altura a una altura de 80 m, para este cálculo se usa la ley de potencias, dada por la ecuación 44 del ANEXO 4, seleccionando un exponente β_R de 0.2. Los resultados de la evaluación de las velocidades a 80 m de altura y las velocidades a 10 m de altura se muestran en la Figura 16, y en la Tabla 13. En el ANEXO 11 se registran los promedios mensuales de velocidad del viento a 80 m de altura más su análisis estadístico.

Figura 16. Promedios anuales de la velocidad del viento para las estaciones del IDEAM Putumayo a una altura de 10 m y 80 m



Fuente: Propia

Tabla 13. Promedios anuales de velocidad del viento de las estaciones del IDEAM Putumayo a una altura de 80 m

Estaciones	Velocidad del viento (m/s)					
	Villagarzón	Sibundoy	El Encano	Tagua	P. Leguizamo	P. Asís
Promedio	4.03	3.34	3.08	2.69	2.35	1.35
Máximo	5.04	4.09	3.96	3.10	2.97	1.97
Mínimo	3.03	2.58	2.56	2.43	2.15	0.76
S	0.67	0.43	0.48	0.19	0.22	0.45
EE	0.19	0.12	0.14	0.05	0.06	0.14
IC95%	0.38	0.24	0.27	0.11	0.13	0.28

El mayor valor de velocidad está registrado en la estación de Villagarzón, con un valor de 2.66 m/s a 10 m de altura y de 4.03 m/s a 80 m de altura. En comparación con zonas de alto potencial eólico de Colombia, como lo es la Guajira, los valores de velocidad de viento del Putumayo son bajos, las velocidades del viento en zonas potenciales de la Guajira a 10 m de altura llegan a 10 m/s a y 80 m de altura llegan a 14 m/s (IDEAM & UPME, 2017).

10.2.3 Evaluación De La Dirección Del Viento De Las Estaciones Del IDEAM

Otro de los datos característicos del viento que reporta el IDEAM son los promedios mensuales de velocidad del viento con su dirección. El IDEAM proporciona un solo valor por cada mes de cada año de la serie de tiempo de cada estación. Las estaciones del Putumayo que tienen información de la dirección del viento se recopilan en la Tabla 14, en esta se puede observar que las estaciones tienen entre 11 y 210 datos.

Tabla 14. Estaciones del IDEAM con valores medios mensuales de velocidad y dirección del viento

Nombre Estación	Años de la serie	Años con datos	Meses con datos
El Encano	1985-2012	26	210
Villagarzón	1981-2002	13	53
Puerto Asís	1977-1980	2	11
Tagua	1974-1989	10	40
Puerto Leguizamo	1978-1987	10	71

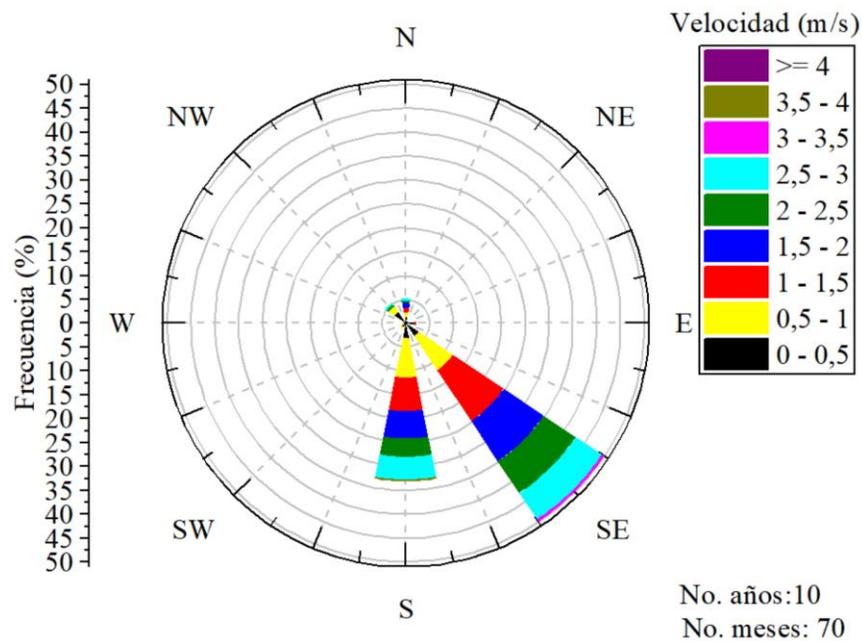
Para aprovechar la energía eólica es necesario evaluar la dirección de mayor frecuencia del viento, por lo cual se analizó las frecuencias de la velocidad y la dirección del viento, y con estas se realizó las rosas de viento. Las direcciones reportadas por el IDEAM son: norte N, noreste NE, este E, sureste SE, sur S, suroeste SW, oeste W, y noroeste NW.

En la Tabla 15 se recopilan las direcciones con mayores frecuencias para cada estación que reportó el IDEAM Putumayo, y desde la Figura 17 hasta la Figura 21 se reporta las rosas de viento. En el ANEXO 13 se indica una muestra de los datos originales reportados por el IDEAM, también se muestran los valores medios de velocidad y dirección del viento, y los resultados de las frecuencias de todas las velocidades y direcciones de los datos reportados.

Tabla 15. Dirección de mayor frecuencia para las estaciones del IDEAM Putumayo

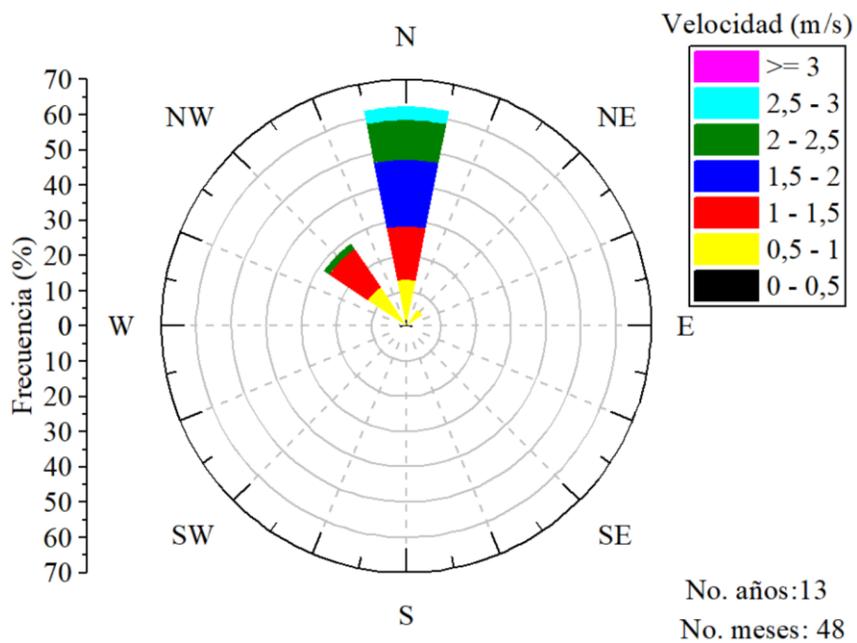
Estaciones	Villagarzón	Encano	Tagua	Leguizamo	P. Asís
Dirección del viento	N	S	NE	NE	S
Frecuencia %	62.3	50.0	42.5	28.2	45.5

Figura 17. Rosas de viento estación IDEAM El Encano para los años de 1985 al 2012



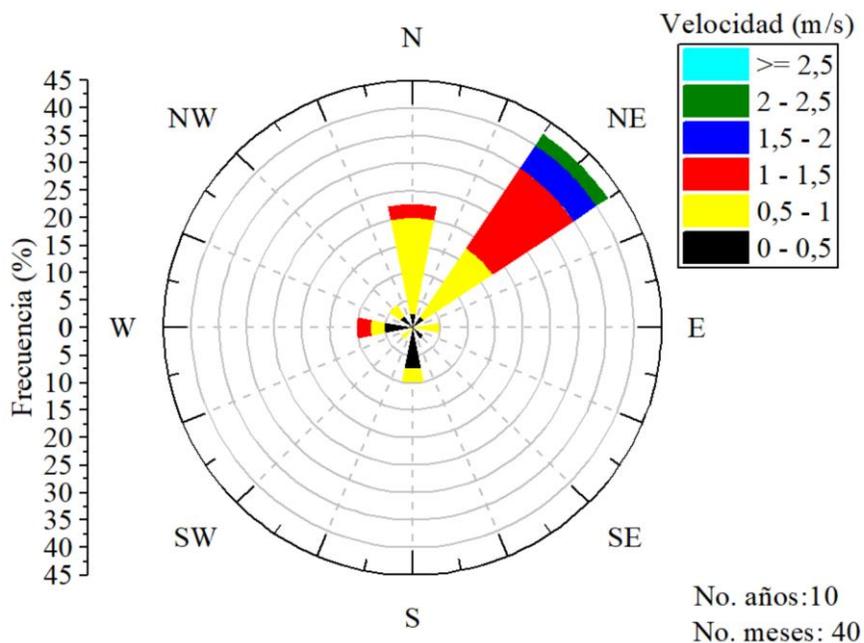
Fuente: Propia

Figura 18. Rosas de viento estación IDEAM Villagarzón para los años de 1981 al 2002



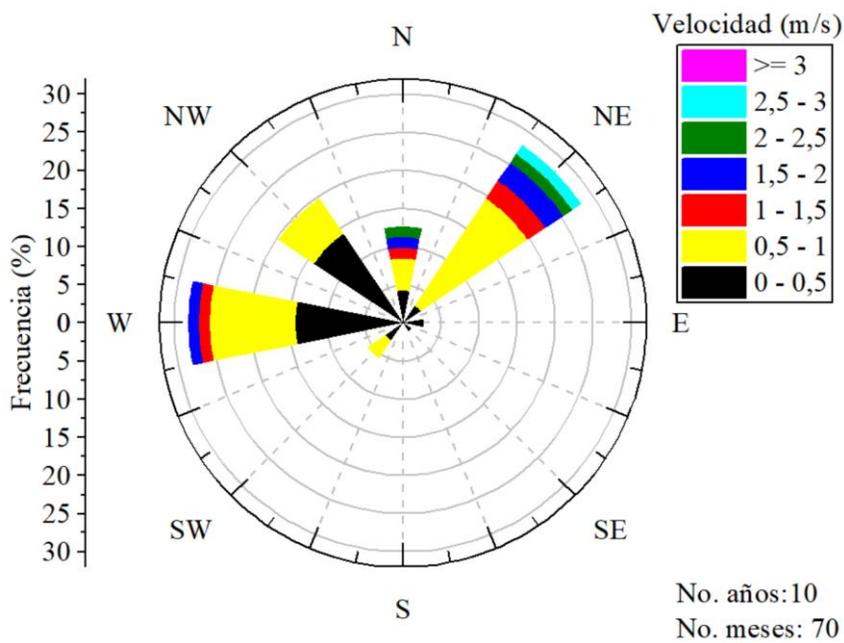
Fuente: Propia

Figura 19. Rosas de viento estación IDEAM La Tagua para los años de 1974 la 1989



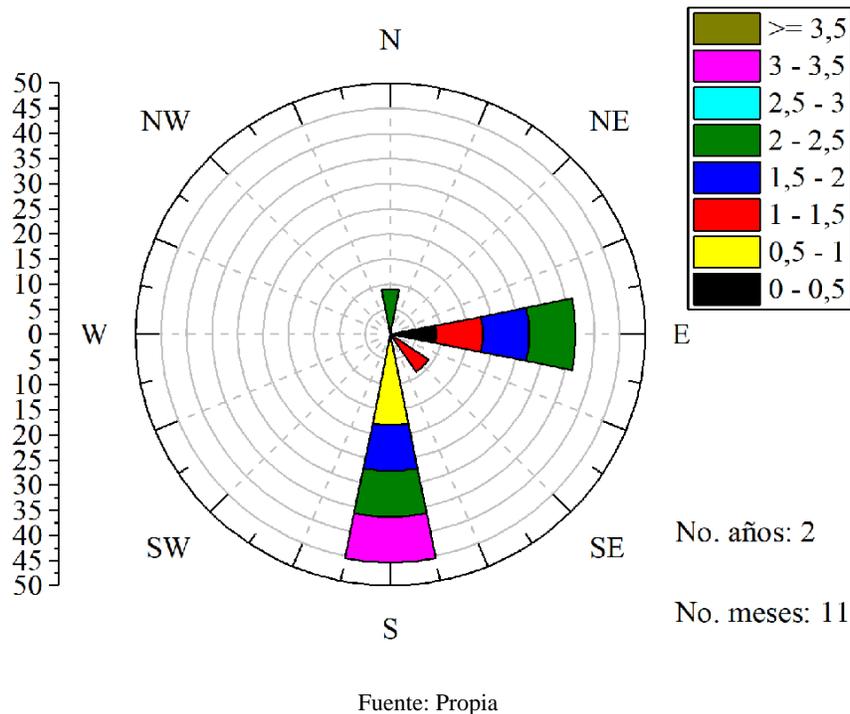
Fuente: Propia

Figura 20. Rosas de viento estación IDEAM Puerto Leguizamo para los años de 1978 a 1987



Fuente: Propia

Figura 21. Rosas de viento estación IDEAM Puerto Asís para los años de 1978 a 1980



10.2.4 Evaluación De Las Características Del Viento De Los Datos Del

IDEAM Con Respecto A Los Datos Reportados Por La NASA Y NREL

Para evaluar los datos de viento calculados con los reportes de las estaciones meteorológicas del IDEAM se analizaron las fuentes de datos de las estaciones remotas NASA y el NREL. El NREL en el visor de datos NSRDB reporta promedios de velocidad y dirección del viento cada media hora entre los años de 1998 al 2015 con una resolución espacial de 4 km por 4 km. La NASA en el visor de datos POWER reporta promedios de velocidad y dirección del viento cada día entre los años de 1982 al 2016 con una resolución espacial de 5° latitud por 5° de longitud, aproximadamente 55 km por 55 km.

En la Tabla 16 se reportan las direcciones con mayor frecuencia y el promedio de velocidades en esa dirección. El IDEAM reporta un archivo de datos con velocidad promedio mensual y en otro archivo reportan la dirección y la velocidad promedio mensual en esa dirección. En el caso del NREL y la NASA, cada base de datos reporta un solo archivo con la dirección y la velocidad promedio de la dirección, por lo cual en la Tabla 16

se reporta la velocidad promedio en la dirección de mayor frecuencia, tomando los valores de velocidad en un barrido de 22.5 grados a cada lado de la dirección. En el ANEXO 14 se reportan las rosas de viento para los datos de la NASA y en el ANEXO 15 se reportan las rosas de viento para los datos del NREL.

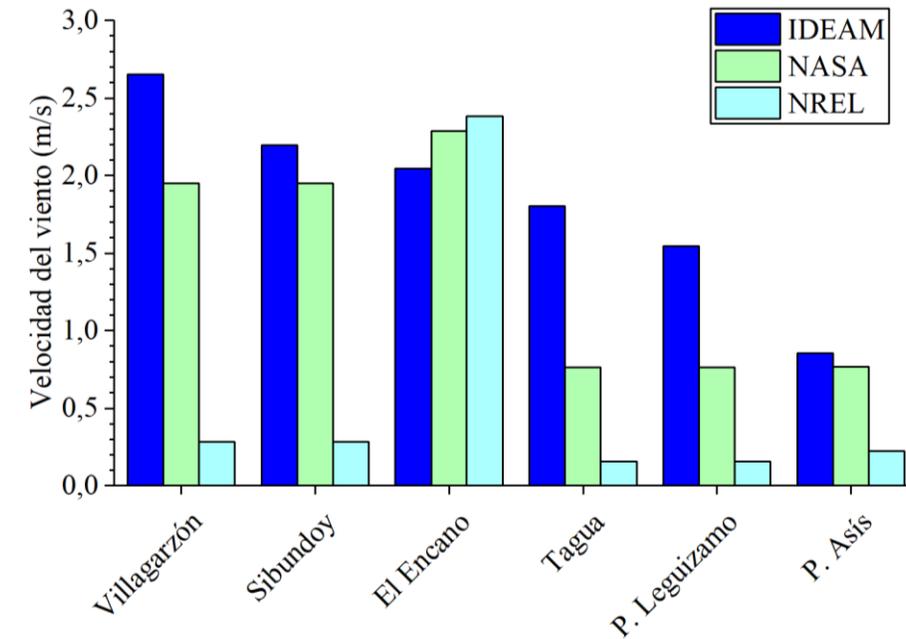
Según los la Tabla 16 se observa que las zonas que se ubican en la región Amazónica tienen vientos que soplan entre noreste y el sur, las zonas que se ubican en la región Andina tienen vientos que soplan entre el sur y el sureste, y en el caso de Villagarzón que se ubica en la región Andino-amazónica el viento sopla ente el norte y el sureste.

Tabla 16. Promedios mensuales de la velocidad del viento y la dirección de mayor frecuencia

Fuente	IDEAM		NASA		NREL	
	Velocidad (m/s)	Dirección	Velocidad (m/s)	Dirección	Velocidad (m/s)	Dirección
Villagarzón	2.65	N	1.95	SE	0.28	SE
Sibundoy	2.19	-	1.95	SE	0.28	SE
El Encano	2.04	S	2.28	SE	2.38	SE
La Tagua	1.80	NE	0.76	NE	0.15	S
Pto. Leguizamo	1.54	NE	0.76	NE	0.15	S
Pto. Asís	0.85	S	0.77	E	0.22	SE

En la Figura 22 se grafican los valores de velocidad calculados con las diferentes bases de datos para cada zona.

Figura 22. Comparación de bases de datos IDEAM, NASA, y NREL



Fuente: Propia

Como se puede observar las velocidades reportadas por el IDEAM son de mayor magnitud, y cercanas a las velocidades reportadas por la NASA, por el contrario, los valores reportados por el NREL son muy bajos. También se observa que para los datos de la NASA y el NREL se repiten algunos datos, esto se debe a que por la resolución espacial de estas bases se abarcan áreas con las mismas condiciones climáticas. En las tres bases de datos se puede observar que la región Amazónica presenta los menores valores de velocidad del viento.

10.2.5 Densidad De Potencial Eólico De Las Estaciones IDEAM

El cálculo de la densidad de potencia eólica de cada estación se realizó con los datos de promedios mensuales de velocidad del viento reportados por el IDEAM mediante dos procedimientos. Una forma de realizar el cálculo fue usar el promedio de la densidad de potencia (ver ecuación 49 del ANEXO 4), que resulta de calcular la densidad de potencia de cada velocidad y luego se realizan los promedios mensuales interanuales, y por último se calcula el promedio de estos meses que representa el promedio anual de cada estación. El

segundo procedimiento se realizó por el método probabilístico de la distribución de Weibull (ver ecuación 55 del ANEXO 4), para la cual se debe usar el promedio de velocidad y la desviación estándar de todos los datos, estos no se analizaron por meses ya que hubo estaciones que solo reportaban un valor por mes en toda la serie.

Para determinar la densidad de potencia se calculó la densidad del viento de cada lugar como un promedio anual, teniendo en cuenta que varía con la humedad, la presión, la altura y la temperatura. La metodología para el cálculo de la densidad del aire se indica en el ANEXO 4. En la Tabla 17 se muestran los valores de densidad a diferentes alturas, y en el ANEXO 12 se registran los valores de las variables a diferentes alturas las cuales se usaron para el cálculo de la densidad del aire.

Tabla 17. Promedios anuales de densidad del viento para las estaciones del IDEAM en el Putumayo a 10 m y 80 m de altura.

Nombre de la estación	Elevación de la zona (m)	Temperatura ambiente (°C)	Densidad (kg/m ³)	Temperatura ambiente a 80m (°C)	Densidad a 80m (kg/m ³)
El encano	2830	11.667	0.884	10.089	0.881
Sibundoy	2100	15.769	0.948	14.294	0.944
Villagarzón	440	24.317	1.114	23.855	1.105
Puerto Asís	254	25.292	1.134	24.926	1.125
Tagua	153	25.758	1.145	25.508	1.135
Pto. Leguizamo	147	25.685	1.146	25.543	1.136

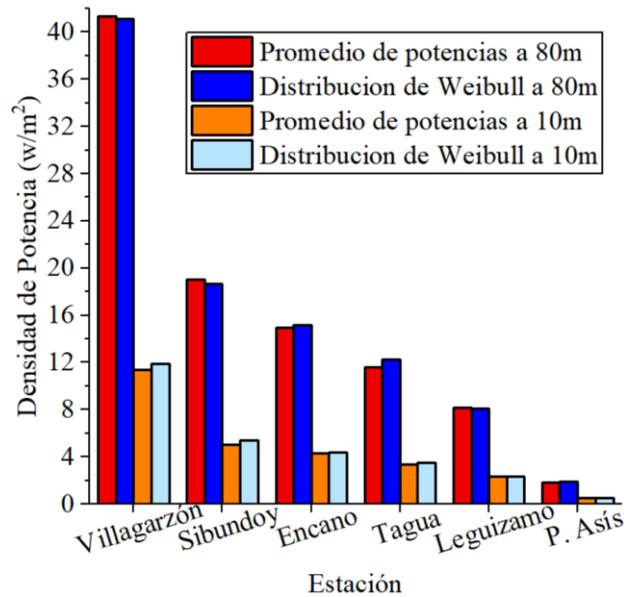
En la Figura 23 y la Tabla 18 se reportan los valores del promedio anual de densidad de potencia eólica para cada estación usando los dos métodos: promedios de potencias y probabilístico de Weibull, a las alturas de 10 m y 80 m. En el ANEXO 12 se presentan los

valores de densidad de potencia para cada mes y las estadísticas para cada método de cálculo.

Tabla 18. Valores de densidad potencia eólica a 10 m y 80 m de altura usando el método Weibull y el método del promedio de potencias para las estaciones del IDEAM

Densidad de potencia eólica (W/m ²)							
Método	Altura (m)	Villagarzón	Sibundoy	Encano	Tagua	Leguizamo	P. Asís
Promedio de densidad de potencias	10	11.39	5.06	4.31	3.35	2.34	0.53
	80	41.35	19.05	14.96	11.58	8.19	1.83
Distribución de Weibull	10	11.90	5.39	4.37	3.54	2.34	0.54
	80	41.11	18.71	15.16	12.22	8.08	1.87

Figura 23. Valores de densidad potencia eólica a 10 y 80 m de altura usando el método Weibull y el método del promedio de potencias para las estaciones del IDEAM



Fuente: Propia

Con el fin de establecer una comparación entre los valores de densidad de potencia obtenidos por ambos métodos se calcularon los porcentajes de error medio tomando como referencia los valores del método de distribución de Weibull. En los resultados obtenidos, que se presentan en la Tabla 19, se observan diferencias mínimas entre ambos métodos. Es de anotar que, al aumentar la altura de evaluación de los vientos los valores de errores porcentuales disminuyeron en la mayoría de los casos.

Tabla 19. Error porcentual medio para los valores de densidad de potencia tomando como referencia los resultados de método probabilístico de Weibull

Estaciones	Error porcentual medio a 10 m de altura (%)	Error porcentual medio a 80 m de altura (%)
Villagarzón	4.26	-0.57
Sibundoy	6.15	-1.86
Encano	1.30	1.30
Tagua	5.45	5.27
Leguizamo	0.12	-1.36
P. Asís	1.92	1.91

El mayor valor de densidad de potencia se obtuvo para la estación Villagarzón; según el método de Weibull a 10 m de altura se tiene una densidad de potencia de 11.90 W/m^2 , y a 80 m de altura se tiene una densidad de potencia de 41.11 W/m^2 . Los anteriores valores son bajos comparándolos con los de zonas de alto potencial eólico en Colombia como lo es la Guajira, allí la densidad de potencia a 80 m de altura llega a 1728 W/m^2 (IDEAM & UPME, 2017).

En la Tabla 20 se resumen las principales características de los vientos del Putumayo analizadas con los datos del IDEAM y las fórmulas derivadas del método probabilístico de

Weibull. Para la presentación de los datos se seleccionó este método ya que es el más usado, y las diferentes fórmulas que de él se derivan permiten realizar los cálculos de una manera sencilla y ágil.

Tabla 20. Principales características del viento a 10 m de altura para las estaciones del Putumayo

Estaciones	Villagarzón	Sibundoy	Encano	Tagua	Leguizamo	P. Asís
Velocidad promedio de los datos (m/s)	2.65	2.19	2.043	1.80	1.54	0.85
Dirección del viento	N		S	NE	NE	S
Frecuencia %	62.3		50.0	42.5	28.2	45.5
Desviación estándar de los datos (m/s)	0.58	0.35	0.47	0.25	0.30	0.35
Velocidad más probable (m/s)	2.77	2.29	2.13	1.88	1.61	0.80
Velocidad de Máxima Energía (m/s)	3.07	2.42	2.39	1.95	1.75	1.20
Parámetro de forma k	5.16	7.25	4.92	8.64	5.98	2.61
Parámetro de escala c (m/s)	2.88	2.34	2.23	1.91	1.66	0.96
Densidad de potencia (w/m ²)	11.90	5.39	4.37	3.54	2.34	0.54

10.3 RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL POTENCIAL EFECTIVO DE ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA

10.3.1 Energía Producida Por Sistemas Fotovoltaicos En El Putumayo

Para calcular la energía producida por sistemas fotovoltaicos en las zonas y las regiones del Putumayo, se emplearon los promedios diarios anuales de irradiación sobre superficie

horizontal $G_{da}(0)$ de cada zona, y se calcularon el ángulo óptimo de inclinación β y la orientación α de los paneles para maximizar los valores de irradiación sobre la superficie inclinada $G_{da}(\alpha, \beta)$. En la Tabla 21 se registran los ángulos de inclinación óptimos β_{opt} y el valor de irradiación usando diferentes inclinaciones. En los cálculos, se tuvo en cuenta una orientación α igual a 0° para las estaciones con latitud positiva (panel inclinado al sur) y una orientación α igual a 180° para las latitudes negativas (panel inclinado al norte).

Tabla 21. Promedio diario anual de irradiación sobre superficie inclinada y pérdidas con respecto al ángulo óptimo

Nombre de la estación	Latitud (°)	Angulo Optimo β_{opt} . (°)	$G_{da}(\alpha, \beta_{opt})$ (kWh.día/m ²)	$G_{da}(\alpha, 5)$ (kWh.día/m ²)	$G_{da}(\alpha, 10)$ (kWh.día/m ²)	$G_{da}(\alpha, 15)$ (kWh.día/m ²)
P. Leguizamo	-0.18	-2.00	5.399	5.379	5.321	5.233
T. Esquina	0.74	3.00	5.399	5.397	5.368	5.309
Valparaíso	1.20	3.50	5.357	5.356	5.331	5.276
Tagua	-0.06	-2.50	5.247	5.228	5.168	5.079
P. Umbría	0.84	2.50	4.924	4.921	4.894	4.840
Mocoa	1.16	2.50	4.295	4.292	4.269	4.224
Villagarzón	1.03	2.50	4.197	4.195	4.173	4.130
Primavera	1.17	4.50	2.949	2.949	2.941	2.918
Michoacán	1.20	5.50	2.674	2.674	2.669	2.652
El encano	1.16	4.00	2.472	2.472	2.464	2.445
Promedios (kWh.día/m ²)			4.291	4.286	4.260	4.211
% Pérdidas			0.00	0.119	0.732	1.884

Según los anteriores resultados se puede observar que sobre la superficie inclinada a un ángulo óptimo los valores de irradiación son máximos, y teniendo como referencia estos valores se puede observar que a diferentes inclinaciones hay pérdidas de irradiación. Los ángulos óptimos de inclinación están entre 2° y 5.5° , pero en la práctica debido al mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas se recomienda usar un mayor ángulo de inclinación; por lo tanto, para el análisis energético de las zonas del Putumayo se seleccionó un ángulo de inclinación de 10° ya que a este ángulo las pérdidas por inclinación no superaron el 1% con respecto a los ángulos óptimos.

Para el cálculo de la energía producida por el sistema fotovoltaico se usó el procedimiento descrito en la metodología y el marco teórico. En primer lugar, se calculó el PR (rendimiento de la instalación del sistema), según se describe el ANEXO 3, esta variable depende de la temperatura ambiente T_a del lugar, el ángulo inclinación β y orientación α , el coeficiente de variación del punto máximo de potencia con la temperatura γ (para el silicio cristalino γ se puede tomar como $-0.0044 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$) y un factor resultante por las pérdidas del sistema k_{sis} , este valor es de 0.662 para un sistema regular con pérdidas promedio, y es de 0.820 para un sistema óptimo (Mulcué Nieto & Mora López, 2014). Para los cálculos se evalúa una instalación de 1 kWp, en la Tabla 22 se reportan los cálculos para un sistema con pérdidas promedio y en la tabla 23 se reporta los cálculos para un sistema óptimo.

Tabla 22. Producción de energía desde sistemas fotovoltaicos en el departamento del Putumayo con un sistema con un rendimiento con pérdidas en promedio

Zonas	Temperatura ambiente T_a ($^\circ\text{C}$)	Irradiación al año $G_a(\alpha, \beta)$ ($\text{kWh}/\text{m}^2 \text{ año}$)	PR en la zona	Energía ($\text{kWh}/\text{año}$)	Promedio de Energía ($\text{kWh}/\text{año}$)	Región
P. Leguizamo	25.68	1942.24	0.606	1176.51	1153.83	Amazonia
T. Esquina	25.65	1959.48	0.606	1187.13		

Valparaíso	25.88	1945.88	0.605	1177.68		
Tagua	25.76	1886.39	0.606	1142.30		
P. Umbría	24.96	1786.32	0.608	1085.51		
Mocoa	23.01	1558.31	0.613	955.05	941.67	Andino- amazónica
Villagarzón	24.32	1523.31	0.609	928.29		
Primavera	15.53	1073.34	0.633	679.18	624.47	Andina
Michoacán	15.73	974.26	0.632	615.96		
El encano	11.67	899.24	0.643	578.27		
Potencia Pico (kWp)						1
Factor resultante por pérdidas en promedio de en una instalación						k_{sis} 0.662
Coeficiente de variación del punto máximo de potencia con la temperatura ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)						γ -0.0044

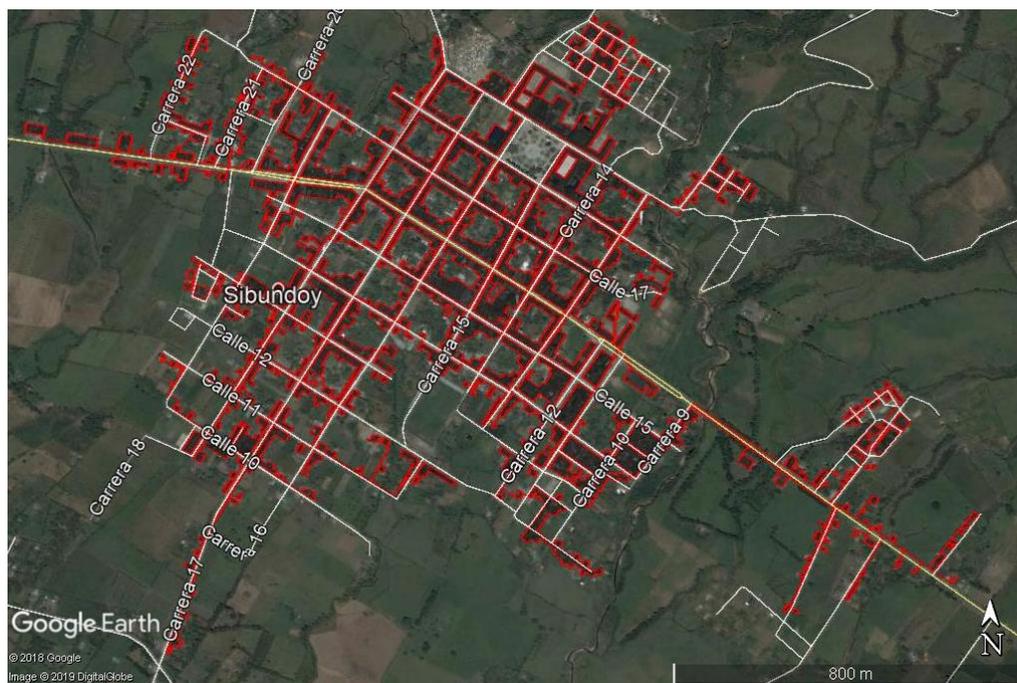
Tabla 23. Producción de energía desde sistemas fotovoltaicos en el departamento del Putumayo con un sistema óptimo

Zonas	Temperatura ambiente T_a ($^{\circ}\text{C}$)	Irradiación al año $G_a(\alpha, \beta)$ (kWh/m ² año)	PR en la zona	Energía (kWh/año)	Promedio de Energía (kWh/año)	Región
P. Leguizamo	25.68	1942.24	0.751	1458.04	1429.96	Amazonia
T. Esquina	25.65	1959.48	0.751	1471.22		
Valparaíso	25.88	1945.88	0.750	1459.45		
Tagua	25.76	1886.39	0.750	1415.63		

P. Umbría	24.96	1786.32	0.753	1345.45		
Mocoa	23.01	1558.31	0.760	1184.18	1167.45	Andino- amazónica
Villagarzón	24.32	1523.31	0.755	1150.72		
Primavera	15.53	1073.34	0.786	843.25	775.47	Andina
Michoacán	15.73	974.26	0.785	764.74		
El encano	11.67	899.24	0.799	718.43		
Potencia Pico (kWp)					1	
Factor resultante por pérdidas en una instalación óptimo					0.820	
Coefficiente de variación del punto máximo de potencia con la temperatura (°C ⁻¹)						-0.0044

En el anterior análisis se calculó el promedio de producción energética de cada zona y el promedio de la región con una instalación de 1 kWp, que puede ser cubierto por 4 paneles solares comerciales de 250 Wp, que ocuparían un área aproximada de 6.56 m². Para calcular la producción energética en el área disponible de cada zona y de las regiones se debe medir esta área. Normalmente en las instalaciones domiciliaria se aprovecha el área del techo, por lo cual se midió dicha área de las cabeceras municipales mediante las imágenes del software Google Earth y se tomó un 30% como disponible para instalar paneles solares. En la Figura 24 se muestra las mediciones realizadas a la cabecera del municipio de Sibundoy y en la Tabla 24 se presentan las mediciones de área de los techos, el área disponible para cada cabecera municipal y el área total para cada región.

Figura 24. Área de los techos del municipio de Sibundoy



Fuente: Modificado en Google Earth

Tabla 24. Área techada y porcentaje disponible para los municipios del Putumayo según las medidas realizadas en imágenes disponibles en el software Google Earth Pro.

Municipios	Año de la imagen	Área de los Techos (km ²)	Área disponible (m ²)	Área disponible (m ²)	Región
Santiago	2006	0.080	23915	203942	Andina
Colon	2011	0.143	42807		
Sibundoy	2006	0.332	99722		
San Francisco	2006	0.125	37498		
Mocoa	2017	0.869	260737	375258	Andina-amazónica
Villagarzón	2016	0.382	114521		

Puerto Guzmán	2017	0.122	36489	856805	Amazónica
Puerto Caicedo	2016	0.133	39945		
Orito	2017	0.627	188166		
Puerto Asís	2016	1.151	345356		
Valle del Guamuez	2017	0.424	127204		
San Miguel	2017	0.142	42546		
Puerto Leguizamo	-	0.257	77099		
Total		4.8	1436005	1436005	Total

Ya que el área de un panel de 250 Wp, con dimensiones de 1640 mm por 992 mm, es de 1.64 m², se puede calcular el número de paneles necesarios para cubrir el área disponible en cada región. Con esta información, con un PR promedio y una irradiación anual promedio para cada región se obtienen la potencia pico instalada y la energía producida. En la Tabla 25 se presenta la producción de energía en una instalación óptima y en el ANEXO 16 se registran los valores de producción para una instalación de un sistema promedio.

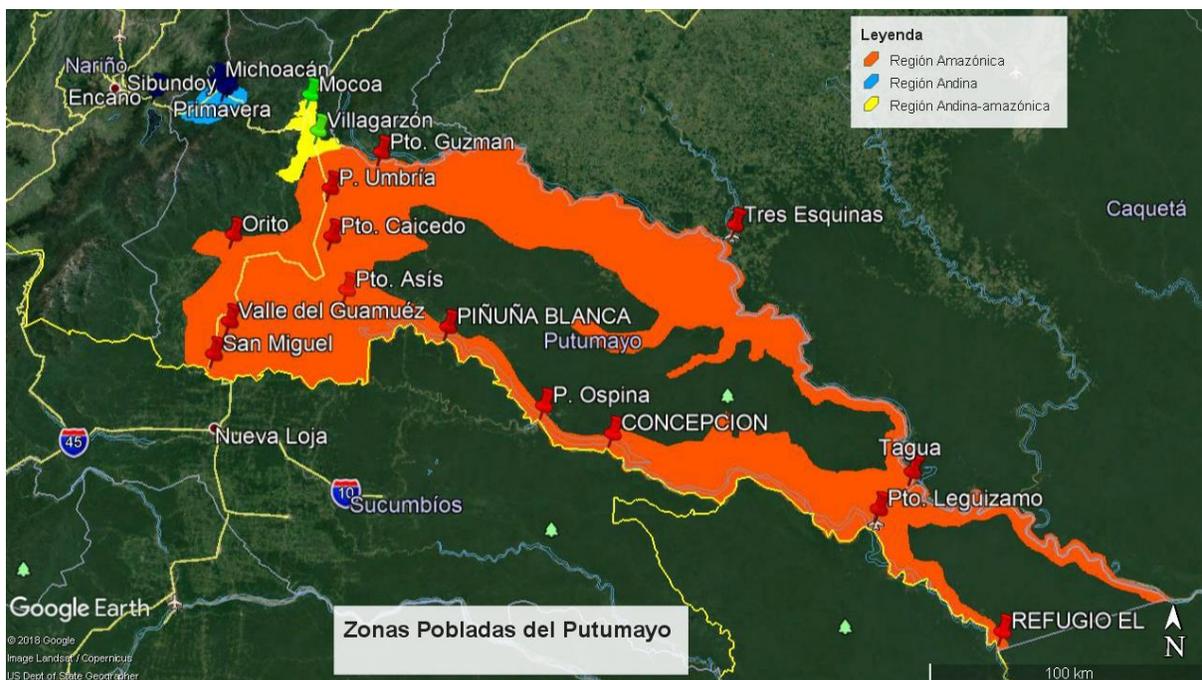
Tabla 25. Potencia pico y energía que se puede producir en cada región del Putumayo con una instalación óptima

Región	Municipios	Potencia Pico en el Área disponible (MWp)	PR	Irradiación al año $G_o(\alpha, \beta)$ (kWh/m ² año)	Energía producida (MWh/año)	Energía producida Total (MWh/año)
Andina	Santiago	3.645	0.790	982.3	2828.3	24119
	Colon	6.525	0.790	982.3	5062.5	

	Sibundoy	15.201	0.790	982.3	11793.5	
	San Francisco	5.716	0.790	982.3	4434.6	
Andina-amazónica	Mocoa	39.745	0.758	1540.8	46398.6	66778
	Villagarzón	17.457	0.758	1540.8	20379.3	
Amazónica	P. Guzmán	5.562	0.751	1904.1	7953.9	186768
	P. Caicedo	6.089	0.751	1904.1	8707.2	
	Orito	28.683	0.751	1904.1	41016.9	
	Puerto Asís	52.644	0.751	1904.1	75281.5	
	Valle del Guamuez	19.390	0.751	1904.1	27728.3	
	San Miguel	6.485	0.751	1904.1	9274.3	
	Leguizamo	11.752	0.751	1904.1	16806.2	
Total		218.895				277665

El área de los techos disponibles de las cabeceras municipales del Putumayo es de aproximadamente 1.4360 km², mientras para toda la población habitada es de aproximadamente 12619 km² de una superficie total del departamento de 24885 km² (Gobernación del Putumayo, 2016). En la Figura 25 y la Tabla 26 se reportan las áreas habitadas del Putumayo según mediciones hechas en Google Earth Pro.

Figura 25. Zonas pobladas y aptas para instalaciones de sistemas fotovoltaicos en las regiones en del departamento del Putumayo



Fuente: Modificado en Google Earth

Tabla 26. Área aproximada disponible para habitar en cada región según las medidas realizadas en el software Google Earth Pro.

Región	Área habitada y sin restricciones (Km ²)	Altura (m.s.n.m)
Andina (En el mapa en color azul)	224	2060-2830
Andina-amazónica (En el mapa en color amarillo)	225	440 y 650
Amazonia (En el mapa en color naranja)	12170	147 y 362
Total	12619	

Del total de energía producida por sistemas solares fotovoltaicos empleando las áreas de los techos disponibles del Putumayo, aproximadamente el 67% se produce en la región Amazónica, el 24% en la región Andino-amazónica y 9% en la región Andina. Se debe tener en cuenta que los cálculos presentados en la Tabla 25 son para una instalación óptima, y que los valores para una instalación regular que tiene un rendimiento con pérdidas en promedio tienen aproximadamente un 19% de pérdidas con respecto a la instalación óptima.

10.3.2 Energía Producida Por Sistemas Eólicos En El Putumayo

Para evaluar la energía eólica que se puede generar en el departamento del Putumayo se seleccionaron dos turbinas eólicas para bajas velocidades del viento, debido a que se encontraron promedios de velocidades de hasta de 2.65 m/s (ver Tabla 12). Las turbinas seleccionadas son las Siemens SWT-3.2-113 y la Vestas V112/3075 que trabajan con una velocidad mínima de 2.5 m/s y sus características se pueden observar en la Tabla 27.

Tabla 27. Características de turbinas eólicas para bajas velocidades de vientos

Fabricante	Siemens (Alemania)	Vestas (Dinamarca)
Turbina eólica	SWT-3.2-113	V112/3075
Potencia	3 200 kW	3 075 kW
Diámetro	113 m	112 m
Área de barrido	10 029 m ²	9 852 m ²
Densidad de potencia	3.14 m ² /kW	3.21 m ² /kW
Número de palas	3	3
Altura mínima de la góndola	79,5 m	84 m
Altura máxima de la góndola	142 m	119 m

Velocidad mínima del viento	2,5 m/s	2,5 m / s.
Velocidad nominal del viento	13,5 m/s	13 m / s
Velocidad máxima del viento	22 m/s	25 m / s.

Según las características de las turbinas, las alturas mínimas de las góndolas son 79.5 m para la Siemens y de 84 m para la Vestas, por lo cual se evalúa la energía que producen estas turbinas a 85 m de altura. Para el cálculo en primer lugar se interpolan las velocidades del viento de 10 m de altura a de 85 m usando la ley de potencias dada por la ecuación 44 del ANEXO 4, seleccionando un exponente β_R de 0.2. Los resultados de la evaluación de las velocidades a 85 m de altura y sus características se describen en la Tabla 28.

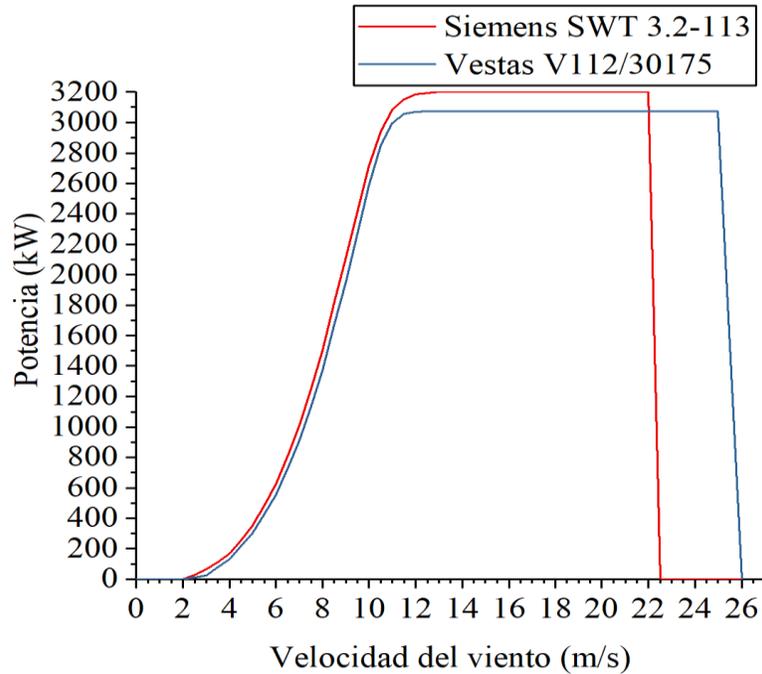
Tabla 28. Características del viento en las instalaciones del IDEAM a 85 m de altura

Estación	Velocidad (V) Promedio (m/s)	V más probable (m/s)	V de máxima energía (m/s)	Desviación Estándar S (m/s)	Parámetro de forma k	Parámetro de escala c (m/s)	Densidad de Potencia (W/m ²)
Villagarzón	4.07	4.24	4.71	0.90	5.16	4.42	42.86
Sibundoy	3.37	3.52	3.71	0.54	7.25	3.59	19.75
El Encano	3.13	3.26	3.66	0.72	4.92	3.42	15.51
La Tagua	2.77	2.88	3.00	0.38	8.64	2.93	12.00
Leguizamo	2.37	2.48	2.68	0.46	5.98	2.55	8.49
Pto. Asís	1.31	1.23	1.84	0.54	2.61	1.48	1.90

Para obtener la energía generada por las turbinas a 85 m de altura, se calcula las probabilidades de las velocidades del viento $f(v)$ a esta altura usando el método de

distribución de Weibull (ver ecuación 50), cada probabilidad del viento se multiplica por la potencia de la turbina a la velocidad del viento evaluada y el periodo de tiempo, 8760 horas en un año (ver ecuación 58). La potencia de las turbinas para cada velocidad de viento se puede observar en la gráfica de potencia de las turbinas, ver Figura 26.

Figura 26. Curva de potencia de las turbinas estudiadas



Fuente: Modificado de https://www.thewindpower.net/turbines_manufacturers_es.php

Los resultados de la energía generada por las dos turbinas de estudio para todas las zonas de las estaciones del IDEAM Putumayo se recopilan en la Tabla 29.

Tabla 29. Energía del viento y energía generada con turbinas Siemens y Vestas para las zonas de las estaciones del IDEAM Putumayo a 85 m de altura

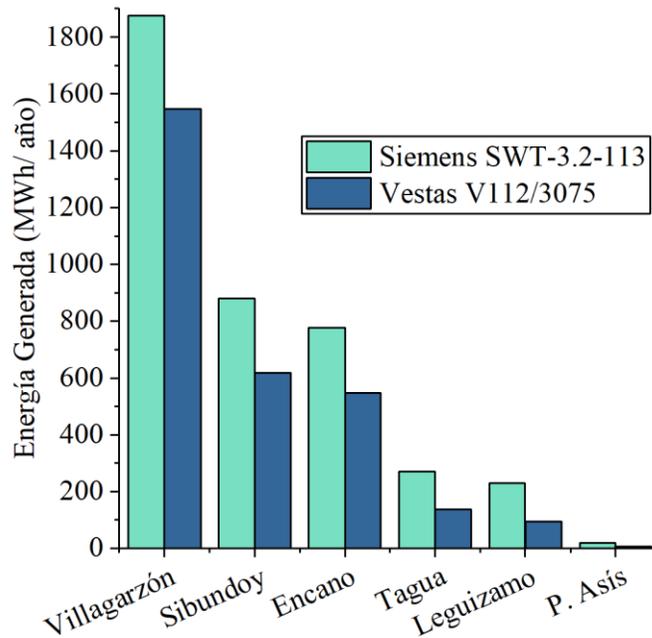
Zona de la estación	Densidad de Potencia eólica (W/m ²)	Turbina Siemens SWT-3.2-113			Turbina Vestas V112/3075		
		Energía Viento (MWh/año)	Energía Generada (MWh/año)	Eficiencia (%)	Energía Viento (MWh/año)	Energía Generada (MWh/año)	Eficiencia (%)
Villagarzón	42.9	3765.4	1874.1	49.8	3699.0	1546.8	41.8
Sibundoy	19.8	1735.2	879.9	50.7	1704.6	617.4	36.2
El Encano	15.5	1362.3	776.0	57.0	1338.3	546.6	40.8
La Tagua	12.0	1054.4	270.0	25.6	1035.8	137.3	13.3
Pto. Leguizamo	8.5	745.6	229.0	30.7	732.4	94.5	12.9
Pto. Asís	1.9	167.0	19.9	11.9	164.1	8.0	4.8
Referencia, la Guajira	1728.0	151808.0	62241.3	41.0	149133.0	61144.5	41.0

Otros datos que se recopilan son los valores de energía del viento en el área de barrido de cada turbina en un año, y la eficiencia de las turbinas que depende del valor de energía del viento y la energía que produce la turbina (ver ecuación 59). Además, se registran los cálculos de la energía que podrían producir las turbinas con los vientos de alta densidad energética de las zonas de la Guajira, suponiendo que estas turbinas trabajaran con una eficiencia del 41%, un valor menor a la eficiencia de las turbinas que generaron más energías en el Putumayo. En el ANEXO 16 se muestran los detalles del cálculo de energía generada en la estación Villagarzón.

En la Figura 27 se puede observar los resultados de energía generada por las dos turbinas en cada zona de las estaciones del IDEAM Putumayo. Las zonas con mayor generación

eléctrica son las regiones Andina y Andina-amazónica, por el contrario, la generación eléctrica con turbinas eólicas en la Amazonia es casi nula.

Figura 27. Energía generada con turbinas Siemens y Vestas para las zonas de las estaciones del IDEAM Putumayo a 85 m de altura



Fuente: Propia

Entre las zonas evaluadas del Putumayo, una turbina generaría mayor electricidad en Villagarzón, pero a pesar de ser la mejor zona del Putumayo sus valores son muy bajos, si lo comparamos con los valores de referencias de la Guajira, mostrados en la Tabla 29, la energía que se alcanza a generar la turbina Siemens SWT-3.2-113 en Villagarzón apenas alcanza un 3% de la energía que generaría la misma turbina en la Guajira. Debido a la baja velocidad del viento no es adecuado hacer instalaciones de turbinas eólicas en el Putumayo ya que no se aprovecha toda la productividad que pueden tener estas turbinas, tal como se observa en las curvas de la potencia de las turbinas, los vientos del Putumayo solo generarían bajas potencias, ver Figura 26.

10.3.3 Potencial Efectivo De Energía Solar Y Eólica En El Departamento Del Putumayo

En la Tabla 30 se recopila los valores de la energía producida por los sistemas de paneles solares sobre el área de techos disponibles y la energía producida por la turbina Siemens SWT-3.2-113 en las zonas de estudio del Putumayo. Además, se registran el número de paneles de 250 Wp que necesita el sistema solar para producir el total de energía en los techos de cada municipio, el número de aerogeneradores para alcanzar la energía producida por el sistema solar, y la relación entre el número de paneles por aerogenerador para producir la misma energía en las zonas de estudio.

Tabla 30. Recopilación de los valores de energía producida por los sistemas solar y eólico en el departamento del Putumayo

Región	Municipios	Área disponible para el sistema solar (m ²)	Numero de Paneles de 250 Wp en el área	Energía producida con los paneles (MWh/año)	Energía producida con turbinas siemens SWT-3.2-113 (MWh/año)	Numero de turbinas por sistema solar	Numero de Paneles por aerogenerador
Andina	Santiago	23915	14582	2828			
	Colon	42807	26101	5062			
	Sibundoy	99722	60804	11793	879.91	13	4537
	San Francisco	37498	22864	4435			
Andia-amazónica	Mocoa	260737	158979	46399			
	Villagarzón	114521	69827	20379	1874.12	11	6421

Amazón	Pto. Guzmán	36489	22248	7954			
ica	Pto. Caicedo	39945	24355	8707			
	Orito	188166	114731	41017			
	Pto. Asís	345356	210575	75282	19.85	3792	56
	Valle del Guamuez	127204	77561	27728			
	San Miguel	42546	25942	9274			
	Pto. Leguizamo	77099	47010	16806	229.05	73	641
	Total, para el departamento	1436005	875578	277665			

Si se toma como referencia los valores de energía eólica producida por turbinas en zonas de alto potencial como la Guajira, se puede decir que la energía eólica producida en el Putumayo es muy baja. En el mejor de los casos estudiados una turbina Siemens SWT-3.2-113 en la zona de Villagarzón puede producir 1874.12 MWh/año, se necesitarían 11 de estas turbinas para alcanzar el valor de energía producido por los sistemas solares instalados en los techos disponibles de la cabecera municipal. Para un valor de producción de energía eléctrica en la misma zona se necesitarían 6421 paneles de 250 Wp por cada turbina Siemens SWT-3.2-113. Otro caso de estudio interesante es la zona de Puerto Asís ya que tiene el menor valor de producción de energía eólica, en este caso se necesitan 56 paneles de 250 Wp por cada turbina Siemens SWT-3.2-113. Ver los valores para cada zona en la Tabla 30.

De los valores obtenidos en la Tabla 30 se pueden calcular algunos datos interesantes, por ejemplo: en promedio para el departamento del Putumayo con un sistema solar óptimo con

paneles de 250 Wp se puede producir 193 kWh por metro cuadrado al año; además, se generaría 317 kWh por panel al año.

Según el sistema único de información de servicios públicos domiciliarios (SUI) de Colombia, el total de consumo residencial de energía en el Putumayo para el año 2016 fue de 67036 MWh/año, y en el 2018, sin tomar en cuenta los datos de las ZNI, fue de 69911 MWh/año (ver Tabla 31); este último valor indica que en el Putumayo en el 2018 se consumía el 25% de la producción de energía que se podría instalar con los sistema solares propuestos para el departamento en este trabajo (Ver en la Tabla 30 la producción total del Putumayo, 277665 MWh/año).

Tabla 31. Consumo residencial de las zonas conectadas a la red eléctrica nacional y las ZNI en el Putumayo

Consumo residencial de energía por año (MWh/año)				
Año	2015	2016	2017	2018
Santiago	1141	1168	1206	1180
Colon	1222	1216	1266	1271
Sibundoy	4242	4328	4361	4386
San Francisco	1363	1341	1341	1288
Mocoa	14442	13905	14265	15522
Villagarzón	4713	4820	5223	5643
Pto. Guzmán	1412	1523	1749	2014
Pto. Caicedo	2008	2120	2245	2499
Pto. Asís	14919	15354	15877	17027
Orito	8032	7884	8356	8991

San Miguel	1792	1996	2172	2475
Valle del Guamuez	6021	6631	6983	7615
Pto. Guzmán ZNI	1098	1100		
Pto. Leguizamo ZNI	3475	3651	4073	
Total, Consumo Putumayo	65879	67036	69117	69911

Fuente: Sistema único de información SUI. Consultado en <http://www.sui.gov.co>

Según el censo de población del DANE (2010), en el 2018 el Putumayo estaba habitada por 358896 personas, y según el reporte de SUI estas personas consumían 69911 MWh/año (ver Tabla 31). Teniendo en cuenta los reportes del DANE y el SUI en la Tabla 32 se reporta el consumo por habitante de cada municipio y el promedio del consumo de los municipios del Putumayo. Según estos datos en el 2018 en promedio una persona en cada municipio del Putumayo consumió 213 kWh de energía eléctrica residencial al año. El anterior valor es menor a la producción promedio de energía por panel en el Putumayo, (317 kWh por panel al año). La anterior relación demuestra que al tener un panel de 250 Wp por persona en el Putumayo se cubriría todo el consumo de energía del departamento.

Tabla 32. Consumo de energía eléctrica residencial por habitante el Putumayo

Año	Consumo por habitante (kWh/hab)			
	2015	2016	2017	2018
Santiago	109	111	113	110
Colon	221	219	226	225
Sibundoy	300	304	305	305
San Francisco	192	188	187	179
Mocoa	343	324	326	348

Villagarzón	223	227	245	264
Pto. Guzmán	106	110		
Pto. Caicedo	138	145	153	170
Pto. Asís	248	253	258	274
Orito	153	147	152	160
Valle del Guamuez	35	38	41	46
San Miguel	227	245	252	269
Pto. Leguizamo	225	237	265	
Promedio	194	196	210	213

Según se ha descrito en la justificación de este proyecto, se evidenció en el plan de desarrollo del departamento del Putumayo que la energía eléctrica en el departamento tiene altos costos y hay una mala prestación del servicio (Gobernación del Putumayo, 2016). Según datos analizados del SUI, en la Tabla 33 se registra el promedio de los costos de la energía eléctrica por municipio en el Putumayo, el promedio del departamento y el país. Los valores presentados para las zonas conectadas a la red eléctrica nacional son promedios anuales desde el 2015 al 2019, para las ZNI de Pto. Guzmán hasta el 2016, y para las ZNI de Pto. Leguizamo hasta el 2017. Para el último año se promedió el costo de los 3 primeros meses del año. Se puede observar que el costo promedio de las zonas conectadas a la red nacional del Putumayo en el año 2018 y 2019 está por encima del costo promedio de Colombia. De igual manera entre el 2015 y 2017, se observa que los promedios de costos del Putumayo son mayores a los promedios nacionales. Otra situación crítica que se observa es que el costo para las ZNI del Putumayo duplica al promedio de las demás zonas del Putumayo del resto del país.

Tabla 33. Costos de energía en el Putumayo por empresa y municipio

Valor facturado del costo por kWh consumido (\$/kWh)						
Empresa	Municipio	2015	2016	2017	2018	2019
Empresa de energía del Valle de Sibundoy EMEVASI S.A E.S. P	Santiago	466.4	520.4	562.6	596.3	622.1
	Colon	466.3	520.9	562.8	596.3	620.0
	Sibundoy	463.9	523.9	562.4	596.1	621.1
	San Francisco	466.1	522.7	562.7	596.0	621.4
Empresa de energía del Putumayo EEP S.A E.S.P	Mocoa	411.3	535.1	529.8	604.5	630.4
	Villagarzón	411.8	534.9	530.1	604.9	630.5
	Pto. Guzmán	412.1	535.4	530.5	605.1	630.3
	Orito	412.3	535.2	530.6	605.4	630.4
Electrificadora del Caquetá S.A E.S.P	Pto. Guzmán	453.9	539.4	536.0	582.1	612.9
Empresa de energía del bajo Putumayo EEBP S.A E.S.	Orito	486.5	504.3	534.6	575.3	594.8
	Pto. Asís	487.1	503.9	534.3	574.4	594.5
	Pto. Caicedo	486.9	503.9	534.2	574.3	594.4
	San Miguel	487.0	504.7	534.6	575.2	594.6
	Valle del Guamuez	487.0	504.5	534.5	575.0	594.7
Empresa solidaria de servicios públicos agua viva de Puerto Guzmán E.S.P.	Pto. Guzmán ZNI	1252.0	1259.5			

Empresa de servicios públicos domiciliarios de Puerto Leguízamo E.S.P.	Pto. Leguízamo ZNI	935.9	895.8	1019.2		
Promedio costo por consumo para el Putumayo		536.7	590.3	573.3	590.1	613.7
Promedio de costo por consumo para Colombia solo para las zonas del SIN		416.4	486.5	487.8	514.9	537.5

Fuente: Sistema único de información SUI. Consultado en <http://www.sui.gov.co>

Si se comparan los promedios de los costos de la energía eléctrica en Colombia y en el Putumayo, con los LCOE costos nivelados de energía eléctrica globales publicados por la agencia internacional de energías renovables IRENA (2018), los promedios están por encima de los LCOE de los sistemas solares fotovoltaicos y los sistemas eólicos en tierra (Ver el LCOE global en la Tabla 34). Por otro lado, según la publicación de León Vargas, García Jaramillo, & Krejci, (2019) sobre prefactibilidad de los sistemas eólicos y solares para la autosuficiencia residencial en cuatro localidades urbanas de Colombia teniendo en cuenta la variación al considerar los incentivos de la ley 1715 (ver Tabla 35), los costos de energía promedio del Putumayo y de Colombia están por encima de los costos de los sistemas fotovoltaicos y por debajo de los costos de los sistemas eólicos. Según los datos analizados, es favorable instalar sistemas solares debido a su bajo costo, por el contrario, debido a los altos costos de los sistemas eólicos estos no son favorables. De igual manera en el Putumayo, los vientos de baja velocidad subirían los costos de los sistemas eólicos, por el contrario, los altos potenciales de irradiación bajarían los costos de los sistemas solares fotovoltaicos.

Tabla 34. Costos nivelados de energía globales LCOE en el período comprendido entre 2010-2017.

Promedios LCOE	Solar Fotovoltaica	Generadores eólicos en tierra
Año	\$/kWh	\$/kWh
2010	1099.23	244.27

2011	854.96	244.27
2012	671.75	244.27
2013	549.62	244.27
2014	488.55	213.74
2015	396.94	213.74
2016	366.41	213.74
2017	305.34	183.21
Mínimos del 2017	152.67	122.14
Máximos del 2017	1068.70	854.96

Nota: Datos modificados de IRENA (2018) con una tasa de cambio del peso colombiano para el 2016 de \$3053.42 por dólar estadounidense.

Tabla 35. Prefactibilidad de los sistemas eólicos y solares para la autosuficiencia residencial para ciudades colombianas en el año 2018

Ubicación	Costos de la energía con sistemas eólicos		Costos de la energía con sistemas fotovoltaico solar	
	Con incentivos \$/kWh	Sin incentivos \$/kWh	Con incentivos \$/kWh	Sin incentivos \$/kWh
Bogotá	4003.84	5243.87	328.22	429.81
Cúcuta	1495.75	1958.13	301.95	395.13
Manizales	25851.55	33841.71	315.26	412.64
Pasto	1408.17	1842.54	323.67	423.50

Nota: León Vargas, García Jaramillo, & Krejci, (2019), modificado con una tasa de cambio del peso colombiano para el 2016 de \$3502.92 por Euro

11 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

11.1 ANÁLISIS DE LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE ENERGÍA SOLAR EN EL DEPARTAMENTO DE PUTUMAYO

Para evaluar el potencial de energía por irradiación solar se analizaron 10 estaciones del IDEAM que reportaron datos de hrs total mensual en el Putumayo. Se evaluaron los promedios mensualmente, y se observó la misma tendencia en todos los datos, a principio de año se observan altos valores de brillo solar que disminuyen hasta la mitad del año y luego vuelven a subir hasta el final de año. De igual manera se evaluaron los promedios interanuales de brillo solar y se compararon entre las diferentes estaciones. En las dos evaluaciones se observa que las estaciones que se encuentran en la zona Amazónica tienen valores de brillo solar más altos, y lo más bajos se encontraron en la región Andina. La estación Tres Esquinas presenta el valor máximo con 123 hrs al mes y la estación Michoacán presenta el valor mínimo con 66 hrs al mes.

Usando el método de Angstrom-Prescott y los datos de brillo solar, latitud y altitud de la zona de las estaciones, se calcularon los promedios diarios mensuales de irradiación solar sobre superficie horizontal $G_{dm}(0)$. Se evaluó el comportamiento mensual de irradiación $G_{dm}(0)$ y el promedio anual de irradiación $G_{da}(0)$, se observó el mismo comportamiento explicado para el brillo solar, hay más irradiación al final y al principio de año, y por el contrario a mitad de años los valores de irradiación son más bajos. Las estaciones que se encuentran en la zona Amazónica tienen valores de brillo solar más altos, y las que se encuentran en la región Andina tienen los valores más bajos de irradiación. La estación Pto. Leguizamo y Tres Esquinas presentaron valores de irradiación $G_{da}(0)$ máximos de 4.44 kWh.día/m², y la estación el Encano presentó el valor de irradiación $G_{da}(0)$ mínimo 2.33 kWh.día/m².

Los anteriores resultados de brillo solar y de irradiación muestran que los valores de brillo solar afectan directamente los valores del cálculo de irradiación, sin embargo, los efectos de

la altitud y de la latitud también influyen en los resultados. Lo anterior se puede observar en la ecuación de Angstrom-Prescott y las ecuaciones para calcular los coeficientes a y b propuesto por Gopinathan (1988).

Con el fin de validar los resultados de irradiación calculados con datos de las estaciones del IDEAM, se evaluaron las bases de datos del NREL y de la NASA. Todos los datos y resultados de irradiación muestran la misma tendencia mensual, máximos valores al principio y fin de año, y mínimos a mitad de año. Los datos de irradiación del NREL al igual que los valores calculados con los datos del IDEAM, muestran un promedio de irradiación mayor en la región Amazónica, y menor en la región Andina. Por el contrario, los datos reportados por la NASA muestran un promedio máximo en la región Andina y mínimo en la región Amazónica, estos valores se pueden dar debido a la alta resolución de los datos y las pocas zonas evaluadas.

Evaluando los estadísticos de comparación entre los valores de irradiación tomando como referencia los valores calculados con datos del IDEAM, se encuentra que los EPM son aceptables, menores al 10%, tanto para el NREL y la NASA se encuentran en la región Amazónica. Por el contrario, los valores de la irradiación de las otras dos regiones tienen EPM mayores al 10%, según el ESM sus valores se sobreestimaron. Los altos errores de la base de datos del NREL y de la NASA 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 que son montañosas no pueden tener precisión en pequeñas zonas. Es recomendable tener medidas en sitio, es decir con estaciones meteorológicas, a la hora de realizar análisis de radiación para la instalación de sistemas solares para no incurrir en imprecisiones al tomar los datos de las bases remotas con alta resolución espacial.

11.2 ANÁLISIS DE LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE ENERGÍA EÓLICA EN EL DEPARTAMENTO DE PUTUMAYO

Para evaluar el potencial de energía eólica en el Putumayo se analizaron 6 estaciones del IDEAM que reportaron datos de dirección del viento y velocidad mensual promedio sobre

la superficie. El comportamiento del promedio mensual de la velocidad del viento en general indicó que hay mayor velocidad del viento a mitad de año, y menor velocidad del viento a principio y final de año. El promedio anual de mayor valor fue para la estación Villagarzón con 2.66 m/s la cual se encuentra en la región Andina-amazónica, y el menor valor para la estación Pto. Asís con 0.89 m/s la cual se encuentra en la región Amazónica. Con el fin de evaluar el potencial de los vientos se calculó la velocidad del viento a 80 m de altura usando el método de potencias con un exponente de 0.2. A la altura de 80 m la zona de Villagarzón en promedio tiene vientos de 4.03 m/s, un valor bajo comparándolo con la velocidad de zonas de altos potenciales de la Guajira que tiene velocidades de 10 m/s a 80 m de altura.

La densidad de potencia o potencia del viento por unidad de área se evaluó para las velocidades del IDEAM a 10 m de altura y para las calculadas a 80 m, usando dos ecuaciones: la ecuación 49 resultante de un análisis energético del viento y la ecuación 55 derivada de la distribución de Weibull. En estas ecuaciones se puede observar que la densidad de potencias depende tanto de la velocidad del viento como de la densidad del aire del lugar evaluado, por lo cual se calculó la densidad del aire para cada altura y lugar. El rango de la densidad del aire a 10 m de altura va desde 0.884 kg/m³ para la estación El Encano hasta 1.1460 kg/m³ para la estación Pto. Leguizamo. Y la densidad del aire a 80 m de altura va desde 0.881 kg/m³ para la estación el encano hasta 1.136 kg/m³ para la estación Pto. Leguizamo. Los cambios de densidad del aire entre zonas son más grandes que los cambios de densidad del aire a diferentes alturas en la misma zona. Estos cambios de densidad del aire afectan directamente los resultados de la densidad de potencia.

Tomando como referencia los valores de densidad de potencias calculados con la ecuación de potencia de Weibull con vientos a la altura de 10 m, se analiza que los valores calculados con las dos ecuaciones de potencia tienen diferencias menores al 6.2%, y para la altura de 80 m las diferencias son menores a 5.27%. El valor de densidad de potencia máximo se da en la estación Villagarzón, a 10 m de altura según la ecuación de potencia de Weibull es de 11.39 w/m², y a 80 m es de 41.35 w/m². Se observa que estos potenciales son demasiado bajos al compararlos con valores de densidad de potencia de zonas de alto

potencial como lo es la Guajira que tiene valores de 1728 w/m^2 . Estos resultados permiten afirmar que no es adecuada la generación de energía para las distintas zonas del Putumayo empleando energía eólica debido a la baja velocidad de vientos que se percibe en la región.

El IDEAM además de los datos de la magnitud de la velocidad del viento, reporta datos vectoriales de la velocidad del viento en 8 direcciones. Al igual el NREL y la NASA, reportan datos vectoriales del viento. Todos los datos se evaluaron con rosas de viento, encontrando la dirección de mayor frecuencia de donde soplan los vientos. Para el caso del NREL y la NASA, se calculó la velocidad promedio en la dirección de mayor frecuencia, y se compararon con las velocidades reportadas por el IDEAM, encontrado que estas últimas son de mayor magnitud, y están más cercanas a las velocidades reportadas por la NASA que a las del NREL. Con respecto a las direcciones se observa que las zonas que se ubican en la región Amazónica tienen vientos que soplan entre noreste y el sur, las zonas que se ubican en la región Andina tienen vientos que soplan entre el sur y el sureste, y en el caso de Villagarzón que se ubica en la región Andino-amazónica el viento sopla entre el norte y el sureste.

11.3 ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL POTENCIAL EFECTIVO DE ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA

Para evaluar el potencial efectivo de energía solar en el Putumayo, en primer lugar, se seleccionó un ángulo de inclinación adecuado para los paneles solares, teniendo en cuenta que las inclinaciones óptimas se encontraron entre los 2° y 5.5° , se evaluó las pérdidas a diferentes grados de inclinación, y se encontró que a 10° el promedio de irradiación sobre superficie inclinada $G_{da}(\alpha,10)$ tiene pérdidas menores al 1% con respecto a la inclinación óptima. Por lo anterior y debido a beneficios en mantenimiento se tomó este ángulo de la inclinación para todas las zonas a evaluar.

Con el valor de irradiación sobre superficie inclinada $G_{da}(\alpha,10)$, suponiendo una instalación de 1 kWp, un coeficiente de variación del punto máximo de potencia con la temperatura γ de $-0.044 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$, y un factor resultante por pérdidas en la instalación (k_{sis}) de 0.820 para una

instalación óptima, y de 0.662 para una instalación regular o que tiene pérdidas promedio, se calculó el rendimiento de la instalación PR y la energía producida. El PR se obtuvo para cada una de las zonas, ya que este depende de la temperatura ambiente del lugar y de la latitud. Los PR de mayor valor se dieron en la región Andina donde la temperatura es más baja, y por el contrario los PR más bajos se dieron en la región Amazónica donde la temperatura es más alta. El PR máximo para una instalación óptima se dio en la estación el Encano con un valor de 0.799 y un mínimo para las estaciones la Tagua y Valparaíso de 0.750. Los resultados del total de energía solar producida en el Putumayo muestran que una instalación con un sistema regular o con pérdidas tipo promedio perdería el 19% de energía con respecto a una instalación de un sistema tipo óptimo. Para una instalación óptima la región Amazónica produciría 1429.96 kWh/año, la Andino-amazónica 1167.45 kWh/año, y la Andina 775.47 kWh/año aproximadamente la mitad de la región Amazónica.

Para el cálculo de energía producida en cada municipio del Putumayo, en primer lugar, se calculó el promedio de PR y de irradiación anual $G_{da}(\alpha, 10)$ para cada región, de tal manera que para cada municipio se tomaron los valores de PR y de irradiación de la región a la que pertenecen. Luego tomando un área disponible del 30% del área medida en las cabeceras municipales, se calcula la energía efectiva que se puede producir con paneles solares de 250 Wp en cada municipio. Para un PR correspondiente a un sistema óptimo, el municipio que más energía produciría es Pto. Asís con un valor de 75281.5 MWh/año y el que menos produce es Santiago con un valor de 2828.3 MWh/año. El Putumayo produciría un total de 277665 MWh/año. La región Amazónica produciría el 67% del total del Putumayo, el 24% se produciría en la región Andino-amazónica y el 9% en la región Andina.

A pesar del bajo potencial de viento determinado para el Putumayo, se evaluó el potencial de energía eólico que se puede generar, para ello se seleccionaron dos turbinas adecuadas para bajas velocidades de vientos, estas son las turbinas Siemens SWT-3.2-113 y la Vestas V112/3075 que trabajan desde una velocidad mínima del viento de 2.5 m/s a una altura mínima de 85 m. Usando el método de potencias y la distribución de Weibull se evaluó la probabilidad de las velocidades del viento a 80 m de altura. Con la probabilidad de la velocidad y la potencia generada por la turbina en cada velocidad se encontró la energía

generada por año en cada zona de las estaciones. La turbina Vestas alcanzó eficiencias del 41.8%, mientras que la Siemens alcanzó un valor de eficiencia hasta del 57% y generó el valor de energía más alto en la zona de Villagarzón con 1874.1 MWh/año, este valor es aproximadamente el 3% de la energía que puede generar la misma turbina Siemens en zonas potenciales como la Guajira.

Comparando las tecnologías estudiadas, se observa que para el caso de Villagarzón se necesitarían 11 turbinas Siemens SWT-3.2-113 para generar la misma energía de los paneles solares en los techos. La energía que se produciría en los techos de Villagarzón es de 20.4 GWh/año usando 69827 paneles solares de 250 Wp. En el caso de Puerto Asís se necesitarían 3792 turbinas para generar la energía de 75.3 GWh/año producida en los techos por 210575 paneles de 250 Wp. En todos los casos estudiados el área cubierta por las turbinas es mayor que el área necesaria por los paneles, teniendo en cuenta que el diámetro del rotor es de 113 m, y para evitar el efecto sombra de las turbinas o pérdidas de potencia y turbulencias se recomienda separar las turbinas entre 5 a 15 veces el diámetro del rotor, y entre 2 y 4 veces en la dirección perpendicular al viento.

Los sistemas de paneles solares de 250 Wp, instalados en condiciones óptimas, inclinados a 10°, en un área disponible del 30% del área de los techos de las cabeceras municipales del Putumayo, pueden generar un total de 277.7 GWh/año. Con la energía producida se puede cubrir más de lo que se ha consumido en el Putumayo en los últimos años. Según el reporte del SUI en el año 2016 en el Putumayo se consumieron un total 67.0 GWh/año, de las cuales un 4.7 GWh/año fueron de consumo de ZNI de los municipios de Pto. Guzmán y Pto. Leguizamo. En el 2017 se consumieron 69.1 GWh/año sin sumar el consumo de energía de la ZNI de Pto. Guzmán, y en el 2018 se consumieron 69.9 GWh/año sin sumar el consumo de energía de las ZNI de Pto. Guzmán y Pto. Leguizamo. Según estas cifras el consumo del 2018 estaría por encima del 25% de la producción de energía de los sistemas solares estudiados.

Según el reporte del SUI en el año 2016 la empresa solidaria de servicios públicos Agua Viva de Puerto Guzmán E.S.P facturó el costo de la energía en 1259.5 \$/kWh para un

consumo de 1.1 GWh/año, y la Empresa de Servicios Públicos domiciliarios de Puerto Leguízamo E.S.P. facturó el costo de energía a 895.8 \$/kWh para un consumo de 3.6 GWh/año. El promedio del costo de energía en el Putumayo en el año 2016 fue de 590.3 \$/kWh y el promedio de Colombia fue de 486.5 \$/kWh. Los costos de energía suben cada año, en los primeros 3 meses del año 2019 el promedio de energía para las zonas conectadas a la red del Putumayo tiene un costo de 613.7 \$/kWh y un promedio para las zonas conectadas a la red de Colombia de 537.5 \$/kWh. Según estos datos el costo de la energía en el Putumayo está por encima del promedio nacional, y es más costoso en las ZNI. Por lo anterior se justifica invertir en nuevas fuentes de energía como lo es la solar fotovoltaica.

Los costos de energía del Putumayo y de Colombia son más altos que los costos nivelados de energía LCOE a nivel global producidos con sistemas de paneles solares y sistemas con turbinas eólicas en tierra. Según IRENA (2018) los LCOE de sistemas con paneles solares a nivel global para el año 2016 tenían un promedio de 366.41 \$/kWh, y para sistemas con turbinas eólicas en tierra de 213.74 \$/kWh. Los costos LCOE de las energías renovables bajan con el tiempo, los LCOE de sistemas con paneles solares a nivel global para el año 2017 tenían un promedio de 305.34 \$/kWh, y para sistemas con turbinas eólicas en tierra de 183.21 \$/kWh.

Como se puede observar los costos de energía del Putumayo son más altos que la media de Colombia, y entre los municipios del Putumayo los costos más altos son los de las ZNI. Los altos costos de la energía en el Putumayo, el potencial de irradiación solar, y la baja del LCOE de las energías renovables, justifica invertir en sistemas con paneles solares en todo el Putumayo y con mayor razón en la región Amazónica que tiene alto potencial de irradiación solar.

12 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; lo anterior, se debe a la resolución espacial de las bases de datos remotas que abarcan grandes áreas como si tuvieran un mismo valor de irradiación, y a que en estas regiones montañosas hay variedad de climas en distancias menores a las de la resolución espacial.

El IDEAM reportó datos de promedios mensuales de la magnitud y la dirección de la velocidad de cuatro estaciones del Putumayo, el menor reporte tuvo 11 datos en 2 años, y el mayor 69 datos en 10 años. Por lo anterior, y debido a la baja cobertura y calidad de los datos, se solicitó al IDEAM información de las fronteras del Putumayo, específicamente de la estación El Encano del departamento de Nariño. Como se pudo evidenciar, el IDEAM no tiene buena cobertura de estaciones que tomen medidas del viento para realizar un estudio detallado de todo el departamento del Putumayo. Por otra parte, las bases de datos remotas del NREL y la NASA publican datos de la dirección de la velocidad del viento, pero como se pudo demostrado por su una alta resolución no son confiables.

Se ha mostrado en este trabajo que 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 capaz de cubrir toda la demanda de energía eléctrica del departamento. De otra parte, se ha revisado que los costos de la energía en el departamento son más altos que el promedio del país, y más altos que los LCOE solar fotovoltaica globales. Los dos hechos anteriores permiten concluir que el potencial con sistemas fotovoltaicos resultaría factible para producir energía eléctrica de autogeneración y generación distribuida en los municipios del Putumayo.

Las velocidades del viento que se presentan en el departamento del Putumayo son bajas al compararlas con velocidades de zonas de alto potencial como lo es la Guajira. La baja velocidad del viento del Putumayo no puede aprovechar toda la capacidad de un generador eólico, ya que, como se mostró en los resultados, una turbina eólica en el putumayo generaría máximo el 3% de la energía que puede generar la misma turbina en la Guajira. Por lo anterior, se puede concluir que las condiciones del Putumayo no son favorables para instalar turbinas eólicas.

En esta investigación se combinan algunos modelos ampliamente usados por diferentes investigadores, con los que se calculó la energía eléctrica que un sistema eólico y un 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. De igual manera para evaluar la energía eólica se usaron las características de las tecnologías, y las variables de velocidad de viento, temperatura, presión atmosférica, densidad del aire y altitud del lugar. Cabe resaltar, que el empleo de modelos que involucran las diferentes variables que afectan a los sistemas arrojan resultados con mayor precisión que aquellos en los que no se tiene en cuenta.

13 RECOMENDACIONES

Después de realizar este trabajo surgen algunas recomendaciones para trabajos posteriores, las cuales se presentan a continuación:

Ampliar el área territorial a investigar, con el fin de obtener más datos e interpolar estos datos para cubrir las zonas de estudio con mayor precisión.

Tomar zonas de referencia donde se midan valores de irradiación, con el fin de validar los diferentes métodos que usan el brillo solar, y así evaluar su precisión y hacer una mejor selección de los métodos a usar.

Usar un Software SIG para realizar mediciones de áreas, y hacer mapas mensuales y anuales para presentar de una mejor forma los resultados de los valores de irradiación y de velocidad del viento.

Teniendo en cuenta diferentes variables climáticas evaluar diferentes tecnologías con el fin de seleccionar las más adecuadas de cada zona para aprovechar los recursos solar y eólico, y con las tecnologías evaluar los costos de la energía nivelado LCOE para pequeñas zonas y regiones.

Evaluar otras fuentes de energías renovables, como la biomasa, y comparar su potencial entre las diferentes energías y tecnologías en las diferentes zonas y regiones

14 REFERENCIAS

- Access, O., Vergara, P., Rey, J., Osma, G., & Ordóñez, G. (2014). Wind and Solar Energy Potential Assessment for Development of Renewables Energies Applications in Bucaramanga , Colombia Wind and Solar Energy Potential Assessment for Development of Renewables Energies Applications in. In *The International Congress of Mechanical Engineering and Agricultural Sciences 2013* (p. 59). <https://doi.org/10.1088/1757-899X/59/1/012004>
- Agudelo, H., Delgado, L., & Aristizabal, A. (2016). Evaluación del potencial de generación fotovoltaica en la ciudad de Quibdó , Chocó. *Elementos*, 6, 109–123. Retrieved from <http://www.utadeo.edu.co/es/nuestra-produccion/grupo-de-investigacion-en-energia-ambiente-y-desarrollo-eade/254836/evaluacion-del-potencial-de-generacion-fotovoltaica-en-la-ciudad-de-quibdo-choco>
- Almorox, J., Benito, M., & Hontoria, C. (2008). Estimation of global solar radiation in Venezuela. *Interciencia*, 33(4), 280–283. <https://doi.org/10.1007/BF02246653>
- Angstrom, A. (1923). Solar and terrestrial radiation. *Solar and Atmospheric Radiation*, 121–126.
- ASTM E178-16a. (2018). Standard practice for dealing with outlying observations. <https://doi.org/10.1520/E0178-16A.2>
- Banco mundial. (2018). Energía. Retrieved June 13, 2019, from <http://www.bancomundial.org/es/topic/energy/overview>
- Black, J. ., Bonython, C. ., & Prescott, J. . (1953). Solar radiation and the duration of sunshine, 231–235.
- Carta, J., Calero, R., Colmenar, A., & Castro, M. (2009). *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables*. (S. A. Pearson Educacion, Ed.). Madrid. Retrieved from <http://www.sidalc.net/cgi-bin/wxis.exe/?IsisScript=UCC.xis&method=post&formato=2&cantidad=1&expresion=mfn=114286>
- COLCIENCIAS. (2016). Maestría Nacional Capitulo 1 Convocatoria COLCIENCIAS No 754. Retrieved May 31, 2017, from <http://www.colciencias.gov.co/sites/default/files/upload/convocatoria/capitulo1-maestria-nacional-consulta-putumayo.pdf>
- Collares-Pereira, M., & Rabl, A. (1979). The average distribution of solar radiation correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. *Sol Energy*, 22(i), 155–164.
- Congreso de Colombia. (2014). Ley 1715 de 2014. Retrieved August 30, 2017, from http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html
- Córdoba, S., Murillo, W., Palomino, R., & Banguero, E. (2005). Caracterización del brillo solar en quibdó (1979-2003). *Revista Institucional Universidad Tecnológica Del Choco*, 22, 12–18.
- DANE. (2010). *Boletín Censo Putumayo 2005*. Retrieved from https://www.dane.gov.co/files/censo2005/PERFIL_PDF_CG2005/86000T7T000.PDF
- Delgado, L., & Aristizabal, A. J. (2017). A method for modelling photovoltaic modules

- under non-standard conditions of solar radiation and ambient temperature in Quibdó, Colombia. *International Journal of Ambient Energy*, 1–5. <https://doi.org/dx.doi.org/10.1080/01430750.2017.1318781>
- Edsand, H.-E. (2017). Identifying barriers to wind energy diffusion in Colombia: A function analysis of the technological innovation system and the wider context. *Technology in Society*, 49, 1–15. <https://doi.org/10.1016/j.techsoc.2017.01.002>
- Ehrlich, R. (2013). *Renewable energy: a first course*. (Taylor & Francis Group, Ed.), *Renewable energy: a first course* (1st ed.). London, New York: CRC Press.
- EPIA. (2014). Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018. *Global Market Outlook*, 15–19. Retrieved from <http://www.fotovoltaiica.com/fv-look.pdf>
- EPM. (2008). *Experiencia en el desarrollo de proyectos de energía eólica: Parque eólico Jepirachi. Foro de normalización y contexto nacional de energía solar y eólica ICONTEC - UPME*.
- Fabregas, J., Valencia, G., & Vanegas, M. (2017). Statistical analysis and evaluation of the wind persistence for stations in Departments of La Guajira and San Andrés & Providencia in Colombia. *Espacios*, 38(08), 14. Retrieved from <http://www.revistaespacios.com/a17v38n08/17380814.html>
- Fajardo, D., Ramírez, S., & Rosero, L. (2015). Analisis del recurso eólico en regiones ZNI de Nariño. *TECNURA*, 19, 78–82. Retrieved from <http://revistas.udistrital.edu.co/ojs/index.php/Tecnura/article/view/9612>
- FAZNI. (2008). Decreto 1124 de 2008. Retrieved July 19, 2017, from <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=48919>
- Gabriel, C. A. (2016). What is challenging renewable energy entrepreneurs in developing countries? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64, 362–371. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.025>
- Gamboa, Y. A., & Hill, A. (2016). *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. Retrieved from <https://repository.upb.edu.co/handle/20.500.11912/2941>
- García, C., Barrera, X., Gómez, R., & Suárez, R. (2015). *El ABC de los compromisos de Colombia para la Cop 21*. WWF Colombia. Retrieved from www.wwf.org.co
- Gobernación del Putumayo. (2016). *Plan de Desarrollo Departamental del Putumayo “Putumayo Territorio de Paz, Biodiverso y Ancestral. Juntos Podemos Transformar” 2016 - 2019*. (Gobernacion Putumayo, Ed.). Mocoa: Gobernacion del Putumayo. Retrieved from <https://www.putumayo.gov.co>
- González, L., Rojas, A., & Varela, L. (2012). Pueden aprovecharse las bajas velocidades de viento en Colombia, para abastecimiento electrico? Un ejemplo hipotético. *Virtualpro*, 123(ISSN 1900-641).
- González, Y., & Carvajal, H. (2016). *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.
- Gopinathan, K. . (1988). A general formula for computing the coefficients of the correlation connecting global solar radiation to sunshine duration. *Solar Energy*, 41(6), 499–502.
- Guzmán, O., Baldión, J., Simbaqueva, O., & Chacón, C. (2013). Coeficientes para estimar

- la radiación solar global a partir del brillo solar en la zona cafetera colombiana. *Cenicafé*, 64(1), 60–76. Retrieved from <http://biblioteca.cenicafe.org/handle/10778/526>
- Hammer, A., Heinemann, D., Hoyer, C., Kuhlemann, R., Lorenz, E., Müller, R., & Beyer, H. G. (2003). Solar energy assessment using remote sensing technologies. *Remote Sensing of Environment*, 86(3), 423–432. [https://doi.org/10.1016/S0034-4257\(03\)00083-X](https://doi.org/10.1016/S0034-4257(03)00083-X)
- Hay, J. E. (1976). A revised method for determining the direct and diffuse components of the total short - wave radiation. *Atmosphere*, 14(November 2014), 278–287. <https://doi.org/10.1080/00046973.1976.9648423>
- Hay, J. E. (1979). Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces. *Solar Energy*, 23, 301–307.
- Hernández, J., Arredondo, C. A., & Vallejo, W. A. (2014). Technical Potential of some Colombian Cities for the Development of Grid Connected PV Systems through Virtual Instrumentation. In *2014 IEEE 40ª Conferencia de Especialistas Fotovoltaicos (PVSC)* (pp. 1430–1435). <https://doi.org/10.1109/PVSC.2014.6925185>
- IDEAM. (2014). Solicitud de información. Retrieved August 24, 2018, from <http://www.ideam.gov.co/solicitud-de-informacion>
- IDEAM, & UPME. (2006). Atlas de viento y energía eólica de Colombia. *Bogotá, Colombia*, 168. <https://doi.org/10.1016/B978-84-8086-738-2.50013-7>
- IDEAM, & UPME. (2017). *Atlas de viento de Colombia*. Bogota D.C.
- IDEAM, & UPME. (2018). Atlas de Colombia. Retrieved August 6, 2018, from <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/atlas-de-colombia>
- IEC. (1998). Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis. *The International Electrotechnical Commission 61724-1998*.
- IPCC. (2011). *Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático*. Retrieved from https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/srren_report_es.pdf
- IPCC. (2014). *Mitigación del cambio climático. Cambio Climático*. Retrieved from www.mitigation2014.org
- IRENA. (2018). *Renewable power generation costs in 2017. International Renewable Energy Agency*, (Internatio, Vol. Abu Dhabi). Abu Dhabi. Retrieved from https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf
- Jamil, M., Rizwan, M., & Kothari, D. P. (2018). *Grid Integration Solar Photovoltaic*. (Taylor & Francis Group, Ed.). London, New York. <https://doi.org/10.15713/ins.mmj.3>
- Karami, M., Kohestani, H., Yadavar, H., Roshandel, R., & Karbasioun, M. (2017). Implementing conceptual model using renewable energies in rural area of Iran. *Information Processing in Agriculture*, 4(3), 228–240. <https://doi.org/10.1016/j.inpa.2017.02.003>
- Klein, S. . (1976). Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*, 19, 325–329.

- Klemas, L. (2016). Energías Renovables en Colombia Nuestras experiencias. Retrieved from <http://energycolombia.org/images/MEMORIAS/2016/ENERGIASRENOVABLES/ExperienciasdeLitcoenlaincorporaciondeproyectosrenovables.pdf>
- León Vargas, F., García Jaramillo, M., & Krejci, E. (2019). Pre-feasibility of wind and solar systems for residential self-sufficiency in four urban locations of Colombia: Implication of new incentives included in Law 1715. *Renewable Energy*, *130*, 1082–1091. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.06.087>
- Lezcano, D., Botero, S., & Velásquez, H. (2011). *Estudio Exergético para identificar y evaluar potencialidades en energías renovables en el territorio Colombia, para planeamiento energético en periodos futuros*. Universidad Nacional de Colombia. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/5876/1/8161669.2012.pdf>
- Liu, B. B. Y. H., & Jordan, R. C. (1960). The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct , Diffuse and Total Solar Radiation. *Sol Energy*.
- Metwally, M. (2005). Sunshine and global solar radiation estimation at different sites in Egypt. *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*, *67*(14), 1331–1342. <https://doi.org/10.1016/j.jastp.2005.04.004>
- Mulcué Nieto, L. F., & Mora López, L. (2014). A new model to predict the energy generated by a photovoltaic system connected to the grid in low latitude countries. *Solar Energy*, *107*(September), 423–442. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.04.030>
- Muñoz, Y., Guerrero, J., & Ospino, A. (2014). Evaluation of a hybrid system of renewable electricity generation for a remote area of Colombia using homer software. *Tecciencia*, *9*(17), 45–54. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.18180/tecciencia.2014.17.6>
- Muñoz, Y., Zafra, D., Acevedo, V., & Ospino, A. (2014). Analysis of energy production with different photovoltaic technologies in the Colombian geography. In *The International Congress of Mechanical Engineering and Agricultural Sciences 2013* (pp. 1–9). <https://doi.org/10.1088/1757-899X/59/1/012012>
- Murillo, W., Valois, G., & Aragón, G. (2002). Caracterización de la radiación solar global en Quibdo, años 1998-2000. *Revista – Universidad Tecnológica Del Chocó*, *7*(15), 6–13. Retrieved from <http://giermet.utch.edu.co/2017/12/27/caracterizacion-de-la-radiacion-solar-global-de-quibdo-ano-1998-2000/>
- NASA. (2017). Solar constant - MY NASA DATA. Retrieved August 13, 2018, from <https://mynasadata.larc.nasa.gov/glossary/solar-constant-2/>
- Nieto, M. (2014). *Desarrollo de herramientas para el dimensionado y simulación de sistemas fotovoltaicos en Colombia*. Universidad Internacional de Andalucía. Retrieved from <http://dspace.unia.es/handle/10334/3206>
- OECD/IEA. (2018). *Global Energy & CO2 Status Report 2017*. *Internacional Energy Agency*. Retrieved from <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GECO2017.pdf>
- OECD, & IEA. (2014). Renewable Energy. Medium-Term Market Report 2014. Market Analysis and Forecasts to 2020. Executive Summary, 20. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1787/renewmar-2014-en>
- Ojeda, E., Candelo, J., & Silva, J. (2017). Solar and Wind Energy Potential characterization

- to Integrate Sustainable Projects in Native Communities in La Guajira Colombia. *Espacios*, 38(37), 11. Retrieved from <http://www.revistaespacios.com/a17v38n37/17383711.html>
- Ospina, A. (2010). Análisis del potencial energético solar en la región caribe para el diseño de un sistema fotovoltaico. *Inge CUC*, 6(6). Retrieved from <https://revistascientificas.cuc.edu.co/index.php/ingecuc/article/download/296/286/>
- Page, J. K. (1979). Methods for the estimation of solar energy on vertical and inclined surfaces. In University of Waterloo (Ed.), *Solar Energy Conversion* (pp. 37–99). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-024744-1.50008-5>
- Prias, O. (2010). *Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales – PROURE Plan de acción al 2015 con visión al 2025*. Bogotá D.C. Retrieved from https://www.minminas.gov.co/documents/10180/558752/Informe_Final_Consultoria_Plan_de_accion_Proure.pdf/e8cdf796-d7b1-4bb1-90b9-e756c7f48347
- Quijano, R., Botero, S., & Domínguez, J. (2012). MODERGIS application: Integrated simulation platform to promote and develop renewable sustainable energy plans, Colombian case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(7), 5176–5187. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.05.006>
- Safari, B., & Gasore, J. (2009). Estimation of global solar radiation in Rwanda using empirical models. *Asian Journal of Scientific Research*, 2(2), 68–75. <https://doi.org/10.3923/ajsr.2009.68.75>
- Santana, C., Falvey, M., Ibarra, M., & García, M. (2014). *Energías Renovables en Chile. El Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé*. Ministerio de Energía GIZ. Santiago de Chile. <https://doi.org/10.1073/pnas.0703993104>
- Shyu, C.-W. (2014). Ensuring access to electricity and minimum basic electricity needs as a goal for the post-MDG development agenda after 2015. *Energy for Sustainable Development*, 19, 29–38. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2013.11.005>
- Solarset. (2016). EEQ instalará postes solares autónomos en comunidades de Sucumbíos Ecuador. Retrieved January 1, 2017, from <https://www.solarset-energies.com/2016/12/22/ecuador-ecuador-eeq-instalara-postes-solares-autonomos-en-comunidades-de-sucumbios/>
- Superservicios. (2017). *Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2017 Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible*. Retrieved from https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/SSPD_Publicaciones/Publicaciones/2018/Sep/diagnosticozni-superservicios-oct-2017.pdf
- Ulianov, Y. (2011). Análisis de recurso solar y eólico en Colombia. Caso Valle del Cauca. *El Hombre y La Máquina*, 37, 34–42. Retrieved from <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=47821607006>
- UPME. (2015a). Consultas Estadísticas SIEL. Retrieved July 4, 2017, from <http://www.siel.gov.co/Inicio/CoberturaDelSistemaIntercontecadoNacional/ConsultasEstadisticas/tabid/81/Default.aspx>
- UPME. (2015b). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. (La Imprenta Editores S.A., Ed.). Bogotá D.C. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf

- UPME, & MinMinas. (2015). Resolución 281 del 2015. Retrieved August 30, 2017, from https://www.minminas.gov.co/documents/10180/18995913/res_281.pdf/6077cb6c-dabc-43fc-8403-cb1c5e832b37
- Valverde, A., & Aragon, S. M. (2013). Evaluación de la radiación solar en la ciudad de Ibagué mediante la adecuación de un panel fotovoltaico como fuente de adquisición de datos. *Sodebras*, 8(85), 21. Retrieved from <http://www.sodebras.com.br/edicoes/N85.pdf>
- Vergara, P., Rey, J., Osma, G., & Ordóñez, G. (2014). Evaluación del potencial solar y eólico del campus central de la Universidad Industrial de Santander y la ciudad de Bucaramanga, Colombia. *UIS Ingenierías*, 13(2), 49–57. Retrieved from <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistauisingenierias/article/view/4463>
- Vergara, W., Deeb, A., Toba, N., Cramton, P. C., Leino, I., Mejía, J. J., ... World Bank. (2010). *Wind energy in Colombia : a framework for market entry*. World Bank.
- Villicaña, E., Gutiérrez, A., Paredes, P., & Xiberta, J. (2015). Solar energy potential in the coastal zone of the gulf of Mexico. *Renewable Energy*, 81, 534–542. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.068>
- World Energy Council. (2016a). *World Energy Trilemma 2016 Defining Measures To Accelerate the Energy Transition*. London. Retrieved from <http://www.worldenergy.org/publications/2016/world-energy-trilemma-2016-defining-measures-to-accelerate-the-energy-transition/>
- World Energy Council. (2016b). World Energy Trilemma Index 2016. Retrieved from <http://www.worldenergy.org/publications/2016/world-energy-trilemma-2016-defining-measures-to-accelerate-the-energy-transition/>
- World Energy Council. (2017). *World Energy Issues Monitor 2017*. London. Retrieved from <http://www.worldenergy.org>

15 ANEXOS

ANEXO 1. Antecedentes de estudios realizados en Colombia sobre el potencial de energía solar y eólica

Tabla 36. Antecedentes de estudios realizados en Colombia sobre el potencial de energía solar y eólica

Autores	Área de estudio	Proceso, método o metodología	Resultados o hallazgos
González & Carvajal (2016)	Pacífico colombiano	Modelaron un prototipo de sistema híbrido que combinan energía solar-eólica-hidráulica-y diésel mediante la implementación del software Homer, para una ZNI. Se basaron en los datos reportados por el IPSE, el Centro Nacional de Monitoreo CNM, y la NASA.	Las ZNI del pacífico colombiano cumplen con las condiciones mínimas pero suficientes para generar energías por fuentes renovables, dado su bajo consumo y sus recursos energéticos. Sin embargo, la inversión es muy elevada.
Muñoz, Guerrero, & Ospino (2014)	Riosucio Chocó	Se realizó un estudio de la demanda energética y evaluación financiera de los recursos renovables de la zona aislada de red eléctrica de Riosucio Chocó, para lo cual se usó el software Homer, con datos de la NASA, el IDEAM, el IPSE y el DANE.	El sistema híbrido óptimo está compuesta básicamente por una matriz fotovoltaica de 100 kW, cincuenta turbinas de 6 kW, un generador hidroeléctrico de 800 kW. Esto tiene un costo de \$ 3,086,735 USD y un costo de energía de \$ 0.026 USD por kW
Ojeda, Cándelo, & Silva (2017)	Guajira	Se caracterizó los potenciales de Energía Solar y Eólica para la integración de Proyectos sostenibles en Comunidades Indígenas en La Guajira Colombia, para lo cual se tomaron datos del IDEAM, la NASA, el DANE, y el NREL, y además se realizaron entrevistas con la población	A pesar que se tiene una gran disponibilidad de radiación solar y viento, su utilización no es la más adecuada. Existen muchas dificultades asociadas con el aprovechamiento de las energías renovables, donde su problema principal radica en las políticas que hacen ver demasiado costosas estas tecnologías

Vergara, Rey, Osma, & Ordóñez (2014a, 2014b)	Bucaramanga a Santander	Se evalúa el potencial solar y eólico de Bucaramanga tomando mediciones en 4 puntos de la ciudad, de radiación solar, temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento. El estudio eólico se basó en la distribución de probabilidad Weibull.	Se evidencia un recurso solar significativo a lo largo del año equivalente a 4,8 kWh/m ² /día. Por otro lado, se evidencian que el potencial eólico es técnicamente inviable para el uso de microturbinas en la ciudad
Uliánov (2011)	Darién valle del Cauca	Se realiza un análisis de mediciones directas y reales del potencial de energías solar fotovoltaica y de energía eólica, las cuales se contrastaron con el atlas de energético de Colombia.	Como resultado, se obtuvieron valores de irradiación solar y velocidad del viento que son muy importantes para generar electricidad en la zona del Darién del Valle del Cauca, Colombia.
Delgado & Aristizábal (2017)	Quibdó Choco	Utilizando el software Matlab se modela un panel solar de silicio. Los parámetros de entrada son la radiación solar y la temperatura ambiente, los cuales se obtuvieron de una estación meteorológica de Quibdó.	Se desarrolló un modelo matemático para estimar las curvas I-V y P-V de módulos fotovoltaicos que operan bajo condiciones no estándar de irradiancia y temperatura. El resultado de error promedio es de 0.5% para la curva I-V y 0.3% para la curva P-V
Valverde & Aragón (2013)	Ibagué	Se realizaron mediciones de las variables temperatura y potencia máxima del panel solar captadas por una estación meteorológica con las que se realizó el análisis de la intensidad de radiación solar.	Se desarrolló un modelo para estimar la radiación solar a partir de la temperatura de la superficial del panel.
Hernández, Arredondo, & Vallejo (2014) y	Bogotá. Tunja. Cartagena. Riohacha. Medellín. Pereira. Ibagué. Arauca. San Andrés Valledupar	Se realiza las curvas de operación de algunos módulos fotovoltaicos en condiciones reales de irradiación y temperatura en 10 ciudades colombianas. Las curvas se obtuvieron con un modelo virtual desarrollado en LabVIEW. Los datos se obtuvieron de una sola estación meteorológica del IDEAM en cada ciudad.	A partir de las curvas y los parámetros eléctricos de salida, fue posible hacer una clasificación de las ciudades teniendo en cuenta la irradiancia solar global, la temperatura, la variabilidad del recurso solar, el punto de máxima potencia y la eficiencia; usando métodos estadísticos. Los resultados no pueden ser generalizados debido a la baja cobertura de las estaciones.

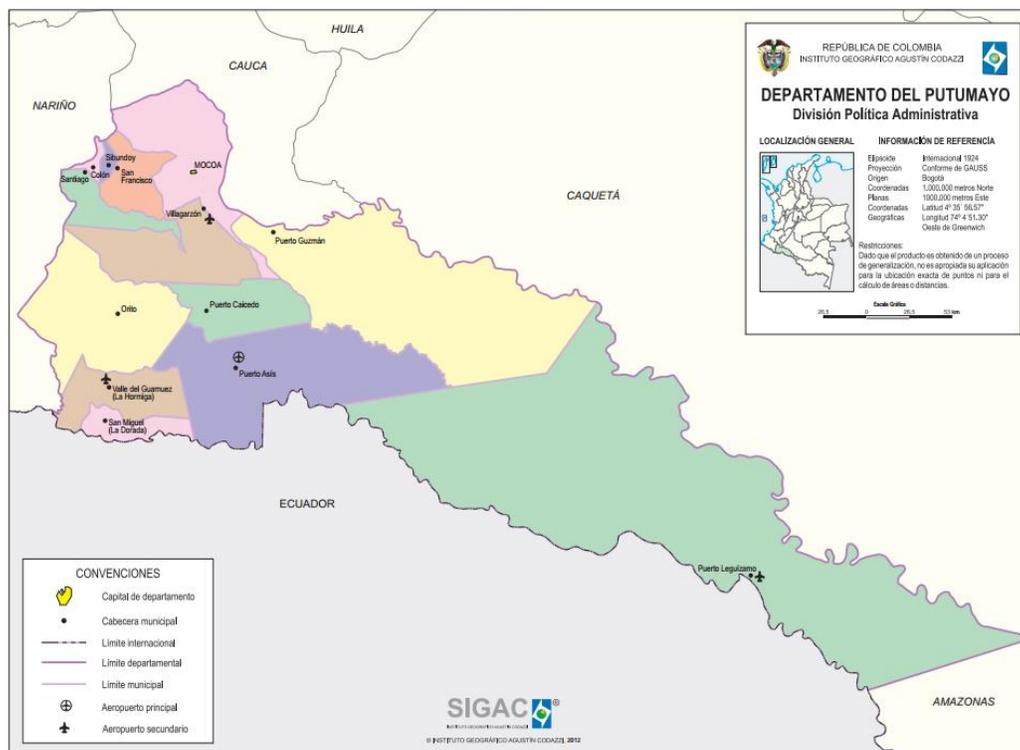
Muñoz, Zafra, Acevedo, & Ospino (2014)	Arauca. Bahía Solano. Barranquilla. Bogotá. Bucaramang a. Guajira. Leticia. Tunja	Se analizo las tecnologías fotovoltaicas, silicio policristalino, silicio monocristalino, GIS, telurio de cadmio y silicio amorfo, en 8 ciudades usando el software PVsyst, con el fin de demostrar la importancia de considerar el efecto de la temperatura y la velocidad del viento en el cálculo de producción de energía fotovoltaica	La tecnología que resulta con un mayor rendimiento es el tipo Cadmio Telurio, seguido por otras dos tecnologías de película delgada. La Guajira tiene el mejor desempeño y las áreas selváticas de Colombia, como Leticia y Bahía Solano son las regiones con peor desempeño.
Córdoba, Murillo, Palomino , & Banguero (2005)	Quibdó Choco	Se estudio la variación temporal del brillo solar en Quibdó utilizando los datos registrados entre los años de 1979 al 2003 en una estación meteorológica del IDEAM.	El promedio de horas sol/día para los 24 años es de 3.49 h/día. Los promedios mensuales, presentándose en julio y agosto son los más altos, siendo de 4.25 y 4.3 horas de sol día.
Murillo, Valois, & Aragón (2002)	Quibdó Choco	Se uso el método de Ångstrom modificado para calcular la radiación solar tomando datos de brillo solar obtenidos en una estación meteorológica. Los resultados fueron validados con datos de irradiación	Del análisis de los datos medidos se obtuvo un valor de irradiación promedio diario ménsula de 4.1 kWh/m ² /día. Los resultados tuvieron un error relativo de 4.8%
Guzmán, Baldión, Simbaque va, & Chacón (2013)	Colombia (zona cafetera)	Se analizaron los datos de irradiación y brillo solar para obtener la ecuación de primer y tercer grado de Angstrom- Prescott. Los datos fueron obtenidos de estaciones meteorológicas.	En general, los modelos mostraron resultados satisfactorios y se pueden utilizar para la estimación de la radiación solar global en sitios donde solo se cuenta con datos de hrs.
Agudelo, Delgado, & Aristizáb al (2016)	Municipio de Quibdó	Con el fin de evaluar el potencial fotovoltaico en la ciudad del Quibdó, se tomaron los datos de dos estaciones meteorológicas ubicadas en la ciudad	Los meses con mayor irradiación son junio y julio alcanzando valores de 3.83 kWh/m ² , y los de menor irradiación abril, agosto y noviembre con valores de 1.59 kWh/m ² .

Gamboa & Hill (2016)	Pacífico colombiano	Se analizaron sistemas fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica en comunidades con menos de 500 habitantes del pacífico colombiano, para lo cual se realiza un diagnóstico energético, se usaron bases de datos del IDEAM, DANE, y NASA	Las zonas analizadas son viables en el uso de sistemas fotovoltaicos, sin embargo, se recomienda realizar un diagnóstico y dimensionamiento para cada sistema fotovoltaico en particular. Este trabajo es útil, como guía para sistemas fotovoltaicos en ZNI
Ospina, (2010)	Atlántico	Se realizó un estudio basado en los mapas de radiación solar del IDEAM, ya que estos permiten obtener parámetros de construcción, y viabilidad técnica económica.	Se obtiene una metodología que permite establecer los parámetros a tener en cuenta para el desarrollo de sistemas fotovoltaicos, teniendo en cuenta la viabilidad técnico-económico y la tecnología adecuada.
Fajardo, Ramírez, & Rosero, (2015)	Nariño (Zonas del litoral pacífico)	Se desarrolló una interfaz en el software Matlab donde se analiza las series de tiempo de la base de datos 3TIER@ VAISALA. Los datos analizados son dirección y velocidad del viento. Para evaluar la potencia eólica se usó de la ley exponencial de Hellmann, la distribución de Weibull y las rosas de viento	La interfaz permite analizar el comportamiento del viento en lugares de difícil acceso o que no cuentan con estudios de campo. Esta herramienta puede ser utilizada para realizar el análisis del recurso eólico en todo el departamento de Nariño, al contar con la información de las condiciones de viento en otras regiones. Se alcanzó una resolución de 5 km por 5 km.
González, Rojas, & Varela, (2012)	Pasto (Zona rural)	Se realizó una evaluación económica en una zona con velocidades entre 3 y 4 m/s, para la cual se diseñó un sistema eólico de baja potencia para abastecer de electricidad un hogar rural.	Se evaluó el diseño de un generador eólico para carga eléctrica con viento de baja potencia, resultando ser un sistema inviable desde el punto de vista financiero, aunque sí es recomendable para bombeo de agua.
Lezcano, Botero, & Velásquez (2011)	Colombia	Se aplicó fundamentos exergía y análisis espaciales GIS, para tres modos de generación estudiados, eólicos, solar y biomasa, con esto se obtuvo el resultado del potencial del territorio colombiano. Se evaluó la eficiencia de las distintas tecnologías aplicadas dentro del estudio.	Los resultados obtenidos permitieron tener una caracterización de los recursos, las condiciones tecnológicas, factores económicos y sociales. Los factores de generación plantean que podrían desarrollarse granjas o proyectos de generación, sin que esto signifique la

Quijano, Botero, & Domínguez (2012)	Colombia	Se uso datos secundarios de mapas presentados por el IDEAM.	ocupación de grandes zonas del país. Eólico de 0,18 MW/Ha, Solar de 0,11 MW/Ha y Biomasa de 0,34 MW/Ha.
		Se utilizo la plataforma de simulación integrada MODERGIS como una herramienta para promover y desarrollar planes de energía renovable. Además, se utilizó el método de Análisis Multicriterio VIKOR, que permite realizar combinaciones de múltiples proyectos. Y se realizaron simulaciones con ENERGIS utilizando datos espaciales de tipo ráster.	Se determinaron las zonas potenciales de energía solar y eólica y áreas productivas para bioenergías, mediante un sistema de información geográfica que simuló escenarios energéticos influenciados por fenómenos climáticos hasta el año 2030. Los resultados arrojaron potenciales de 26,600 MW en energía eólica y 350,000 MW en energía solar, 366,310 km de biomasa, 291,486 km en palma africana y 9,667 km en caña de azúcar.

ANEXO 2. Contexto geográfico y poblacional del Putumayo

Figura 28. División política administrativa del departamento del Putumayo



Fuente: SIGAC (2012)

Tabla 37. Población total del Putumayo y sus municipios para los años del 2009 al 2019

Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Colón	5285	5321	5358	5389	5427	5475	5519	5554	5604	5651	5701
Mocoa	37948	38564	39207	39867	40579	41304	42074	42882	43731	44631	45589
Orito	46726	47587	48483	49420	50424	51461	52580	53760	55018	56365	57774
P. Asís	57073	57494	57951	58446	58951	59523	60138	60792	61483	62232	63067
P. Caicedo	14327	14363	14401	14441	14484	14528	14575	14624	14675	14729	14784
P. Guzmán	23021	23109	23205	23316	23426	23559	23699	23835	23994	24169	24355

San Francisco	6917	6948	6971	7005	7029	7059	7083	7120	7151	7190	7227
San Miguel	23563	24022	24488	24967	25476	26000	26551	27116	27707	28329	28982
Santiago	9708	9830	9952	10072	10192	10311	10428	10545	10661	10776	10890
Sibundoy	13616	13703	13790	13876	13963	14050	14136	14223	14310	14396	14483
Guamuez	47901	48597	49272	49934	50582	51217	51842	52454	53057	53649	54237
Villagarzón	20863	20885	20907	20952	21004	21069	21134	21215	21307	21399	21507
Leguízamo	15733	15670	15613	15562	15517	15478	15445	15417	15396	15380	15371
Total	322681	326093	329598	333247	337054	341034	345204	349537	354094	358896	363967

Fuente: DANE (2010)

Tabla 38. Población de las cabeceras municipales del Putumayo para los años del 2009 al 2019

Municipio	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Mocoa	28885	29710	30552	31401	32291	33184	34111	35066	36052	37078	38152
Colón	3049	3084	3120	3150	3186	3233	3276	3309	3358	3403	3452
Orito	19679	20307	20936	21573	22243	22914	23633	24379	25170	26017	26893
Puerto Asís	29321	29817	30340	30890	31442	32050	32692	33362	34061	34807	35630
P. Caicedo	4649	4757	4857	4951	5039	5121	5198	5270	5337	5400	5460
P. Guzmán	4086	4173	4263	4364	4460	4575	4692	4801	4928	5067	5213
Leguízamo	7813	8002	8197	8397	8602	8813	9029	9250	9476	9708	9946
Sibundoy	9673	9787	9895	9998	10096	10191	10280	10368	10452	10533	10612
San	3904	3951	3992	4037	4076	4116	4152	4194	4230	4271	4308

Francisco											
San Miguel	5140	5243	5348	5456	5570	5687	5811	5937	6070	6209	6355
Santiago	3598	3711	3823	3934	4043	4151	4259	4364	4469	4573	4675
Guamuez	18974	19304	19598	19863	20099	20306	20488	20642	20771	20874	20957
Villagarzón	9888	10070	10243	10417	10587	10754	10914	11074	11232	11383	11536
Total	148659	151916	155164	158431	161734	165095	168535	172016	175606	179323	183189

Fuente: DANE (2010)

ANEXO 3. Referente teórico para evaluar el potencial de energía por irradiación solar

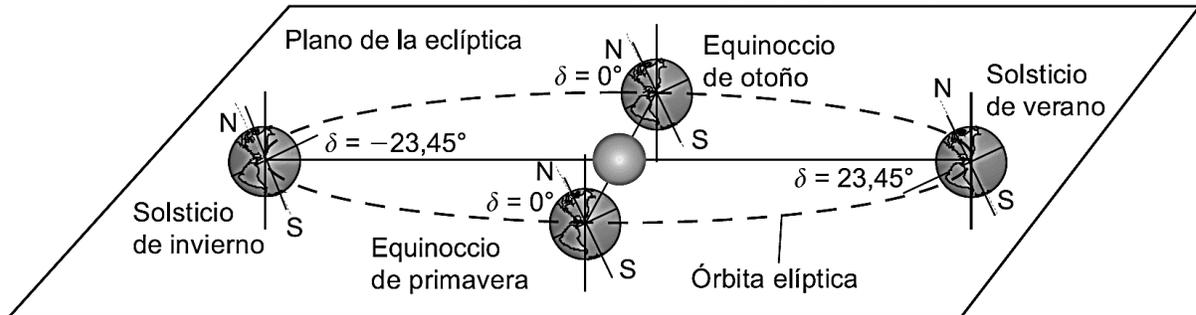
Irradiación solar

La fuente de energía como radiación solar asciende a 1.7×10^{17} W, el sol emite radiación electromagnética desde una temperatura superficial de aproximadamente 6000 °K. Esta radiación cubre un amplio espectro de longitudes de onda desde el ultravioleta al infrarrojo. De la enorme cantidad de energía que emite el sol, solo una parte llega a la atmósfera terrestre en forma de radiación solar. La potencia de radiación total recibida del sol en un área unitaria perpendicular a los rayos a la distancia media de la tierra se mide como una constante solar B_0 . La NASA (2017) reporta un valor de $B_0 = 1365 \text{ W/m}^2$.

Aproximadamente el 47,5% de la radiación llega a la superficie de la tierra por tres vías de radiación, directa, difusa, y reflejada. La radiación directa incide sobre los objetos sin haber interactuado con nada y sin cambiar de dirección. La radiación difusa incide indirectamente como reflejo de la irradiación solar que es absorbida por el polvo, el aire y las nubes. La radiación reflejada o albedo procede de la reflexión de la radiación directa en los elementos del entorno. La suma de la irradiación directa más la irradiación difusa y el albedo es igual a la irradiación global (Carta et al., 2009). Según Kalogirou (2018), bajo condiciones de cielo despejado, la irradiación difusa forma típicamente alrededor del 10% al 20% de la radiación global.

La radiación en la superficie depende de la órbita que sigue la tierra alrededor del sol por lo cual es útil comprender el movimiento de la tierra y el sol para escoger el ángulo de inclinación de los módulos solares. La Tierra describe un movimiento de traslación de 365 días alrededor del Sol según una órbita elíptica en la que éste ocupa uno de los focos, ver en la Figura 29.

Figura 29. Movimiento de la tierra alrededor del sol



Fuente (Carta et al., 2009)

El plano que contiene esta órbita se denomina plano de la eclíptica. A la vez la tierra gira en su eje polar, este eje está inclinado respecto del plano de la eclíptica un ángulo de $23,45^\circ$. Debido a esta inclinación y a la traslación de la Tierra, el ángulo formado por el plano ecuatorial de la Tierra con la recta imaginaria que une los centros del Sol y la Tierra, denominado declinación solar (δ), varía entre $+23,45^\circ$ (solsticio de verano) y $-23,45^\circ$ (solsticio de invierno). Sin embargo, en los equinoccios la declinación solar es nula. Se puede calcular el valor del ángulo de declinación δ con la ecuación Spencer, ver ecuación 1 (Carta et al., 2009; Ehrlich, 2013).

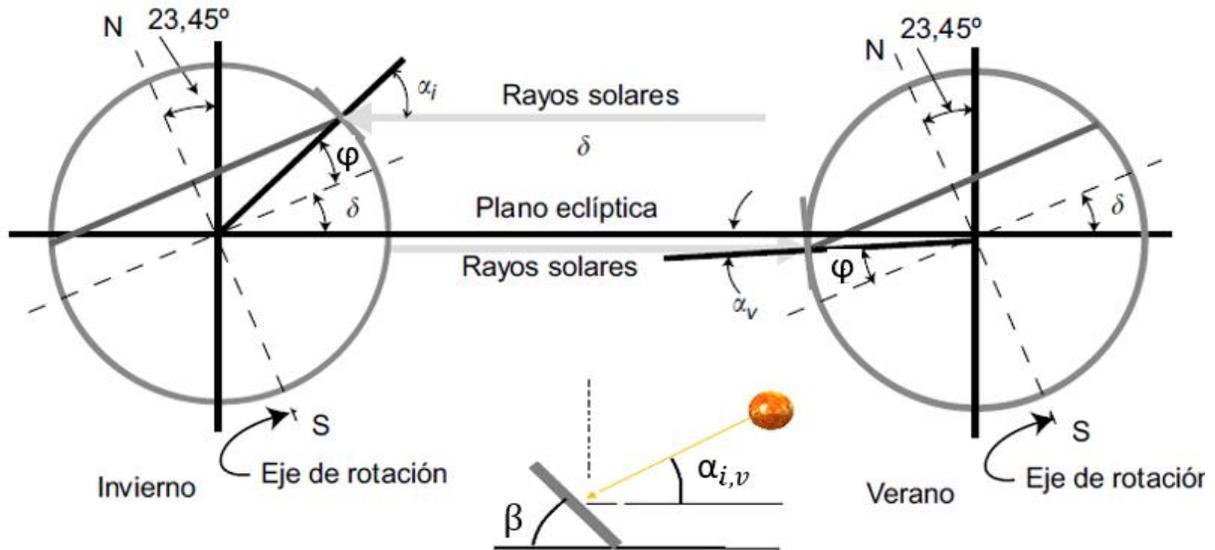
$$\delta = 0.006918 - 0.399912 \cos \Gamma + 0.070257 \sin \Gamma - 0.006758 \cos(2\Gamma) + 0.000907 \sin(2\Gamma) - 0.002697 \cos(3\Gamma) + 0.00148 \sin(3\Gamma) \quad (1)$$

Donde Γ es llamado el ángulo diario, y se da en términos del número del día del año d_n , ver ecuación 2.

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

Debido a la variación de la declinación solar δ el ángulo B con que los rayos solares inciden sobre la superficie tangente a la superficie terrestre, será mayor o menor dependiendo de la época del año y de la latitud φ del lugar, ver Figura 30.

Figura 30. Incidencia de los rayos solares en función de la latitud



Fuente (Carta et al., 2009)

La perpendicularidad de los rayos solares, para una misma latitud φ , es mayor en verano que en invierno ($\alpha_{\text{verano}} < \alpha_{\text{invierno}}$). Por este motivo, la energía total incidente es superior en verano que en invierno. Asimismo, los rayos inciden con menor perpendicularidad a medida que aumenta en valor absoluto de la latitud del lugar, ver ecuación 3. El ángulo de inclinación adecuada de un panel rápidamente se podría calcular por la ecuación 4, sin embargo, más adelante se presente una metodología para calcular el ángulo óptimo de inclinación de los paneles para alcanzar la máxima irradiación de cada lugar.

$$\alpha_{i,v} = \varphi + \delta \quad (3)$$

$$\beta = 90^\circ - \alpha_{i,v} \quad (4)$$

Modelo de Angstrom- Prescott para estimar la irradiancia solar sobre la superficie terrestre

El cálculo de irradiancia puede tener resultados limitados si no se emplean los datos y el modelo apropiado (Villicaña et al., 2015). Entre los modelos para estimar la irradiación solar se incluyen modelos matemáticos, de regresión, y modelos inteligentes basados en lógica difusa, redes neuronales, transformación de ondículas, etc. (Jamil, Rizwan, & Kothari, 2018). Por lo cual, algunos investigadores desarrollan modelos según su necesidad y recursos, así como otros investigadores usan modelos conocidos y validados.

Algunos modelos conocidos son: el modelo no espectral de Bird y Hulstrom o modelo físico de radiación solar también conocido como modelo "C" de Iqba (Villicaña et al., 2015); El modelo de transferencia radiactiva CLIRAD-SW8 desarrollado por el Laboratorio for Atmospheres de la NASA (Santana, Falvey, Ibarra, & García, 2014); El modelo de Page y Dumortier usado en el método HELIOSAT basado en imágenes satelitales (Hammer et al., 2003). Además, está el modelo de Angstrom y Prescott usado para estimar la radiación global mensual diaria desde los datos de duración de brillo solar (Guzmán et al., 2013; Metwally, 2005).

El modelo de Angstrom es ampliamente usado debido a que con este método se puede calcular la irradiación solar sobre superficie horizontal $G(0)$ en base a las horas de brillo del sol (n). La primera correlación fue propuesta por Angstrom (1923) y más adelante fue modificada por Prescott en una forma más conveniente (Black et al., 1953), a este último modelo se lo llama modelo de Angstrom- Prescott y se indica en la ecuación 5.

$$\frac{G_{dm}(0)}{Bo_{dm}(0)} = a + b \cdot \frac{n}{N} \quad (5)$$

donde $G_{dm}(0)$ es el promedio mensual de la irradiancia global diaria en la superficie horizontal, $Bo_{dm}(0)$ es el promedio mensual de la irradiancia solar extraterrestre, n es el promedio mensual de las horas diarias de brillo solar, N es la máxima duración de sol diaria promedio mensual posible, y a y b son los coeficientes de regresión. La relación de n/N es la fracción del número máximo posible de horas brillantes de sol, y $G_{dm}(0)/Bo_{dm}(0)$ es el coeficiente de transmisión atmosférica, comúnmente conocido como índice de claridad K_{Tm} que se da por la siguiente ecuación (Jamil et al., 2018):

$$K_{Tm} = \frac{G_{dm}(0)}{Bo_{dm}(0)} \quad (6)$$

El promedio mensual de la irradiación solar extraterrestre sobre superficie horizontal $Bo_{dm}(0)$ se obtiene del promedio de la irradiación solar extraterrestre sobre superficie horizontal diaria $Bo_d(0)$ de la serie de los días del mismo mes en todos años y se calcula según la siguiente ecuación:

$$Bo_d(0) = \frac{24}{\pi} B_0 \varepsilon_0 (\omega_s \sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \sin \omega_s) \quad (7)$$

Siendo B_0 la constante solar igual a $1367 W/m^2$, δ el ángulo de declinación solar según la ecuación 1, φ la latitud del lugar, ε_0 el factor de correlación de la excentricidad de la órbita de la tierra (ver ecuación 8), y ω_s el ángulo de salida del sol (ver ecuación 9), todos los ángulos medidos en radianes.

$$\varepsilon_o = 1 + 0.033 \cos \left(\frac{2\pi d_n}{365} \right) \quad (8)$$

donde d_n es el número del día del año, y ω_s se da por la siguiente ecuación

$$\omega_s = \ar \cos(-\tan \varphi \tan \delta) \quad (9)$$

La fracción de brillo solar es la fracción de horas de brillo medidos en la zona sobre las horas de brillo solar máxima posible n/N . El valor de n es el valor de las horas de brillo solar medido en las estaciones meteorológicas, y el valor de N es la duración del día o máxima duración de brillo de sol, y es dependiente del ángulo de salida del sol ω_s , como se observa en la ecuación 10, en la ecuación se usan los ángulos en grados.

$$N = \frac{2}{15} \omega_s \quad (10)$$

Para calcular los coeficientes de la ecuación de Angstrom se usa la correlación validada por Gopinathan (1988) para cualquier ubicación en todo el mundo, recomendando usar las ecuaciones 11 y 12

$$a = -0.309 + 0.539 \cos \varphi - 0.0693h + 0.290 \left(\frac{n}{N} \right) \quad (11)$$

$$b = 1.527 - 1.027 \cos \varphi + 0.0926h - 0.359 \left(\frac{n}{N} \right) \quad (12)$$

donde φ es la latitud, h es la altitud y n/N la fracción de brillo solar

Los coeficientes así estimados se pueden emplear para estimar la radiación global en una superficie horizontal con una precisión de aproximadamente el 10%. La precisión de los datos estimados sobre la radiación global puede mejorarse aún más al obtener constantes

regionales en las ecuaciones de a y b (Gopinathan, 1988). Otros métodos que usan algunos autores es obtener los coeficientes a y b por regresión, este método se usa cuando se tiene datos tanto de brillo solar y de radiación solar del sitio de interés. En la Tabla 39 se puede observar los valores de los coeficientes estimados por diferentes autores que usaron el modelo de Angstrom. Guzmán et al. (2013), en su trabajo confirman que las constantes a y b de la regresión están influenciadas por el sitio y conviene contar con datos locales de radiación y brillo solar para conseguir estimaciones de mejor precisión.

Tabla 39. Coeficientes de regresión del modelo de Angstrom

Lugar	Coeficientes		Fuente
	a	b	
Ruanda	0,242	0,641	Safari & Gasore (2009)
Venezuela	0,263	0,344	Almorox, Benito, & Hontoria (2008)
Cenicafé Manizales, Caldas	0,261	0,506	Gómez (1995) Citado por Guzmán et al., (2013)
Jodhpur, India	0,300	0,456	Jamil, Rizwan, & Kothari (2018)
Zona Cafetera Colombiana	0,221	0,533	Guzmán et al. (2013)
Zonas rurales de Irán	0,250	0,500	Dehkordi et al., (2017)
Promedio de los coeficientes	0,256	0,497	

Cálculo de irradiación global sobre la superficie del generador con inclinación y orientación a un ángulo óptimo

Usando el método de Angstrom modificado se calcula el promedio mensual diario de la irradiación solar global sobre superficie horizontal $G_{dm}(0)$, la cual se descomponen en

radiación 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 K_{Tm} y la fracción difusa K_{Dm} es independiente de la latitud, se tomó la relación propuesta por Page (1979), validada para latitudes entre 40°N y 40°S, ver ecuación 13.

$$K_{Dm} = 1 - 1.13K_{Tm} \quad (13)$$

Donde:

$$K_{Dm} = \frac{D_{dm}(0)}{G_{dm}(0)} \quad (14)$$

Para la componente de la radiación directa se empleó:

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

Una vez obtenida las componentes diarias de la irradiación global directa $B_{dm}(0)$ y difusa $D_{dm}(0)$, se calcularon sus respectivos valores horarios, $B_h(0)$ y $D_h(0)$. Esto se hizo usando las expresiones propuestas por Collares-Pereira & Rabl (1979).

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

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

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

Donde

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

$$r_g = r_d (a_g + b_g \cos \omega) \quad (20)$$

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

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

En las anteriores ecuaciones ω es el ángulo horario y se expresa en términos del tiempo en horas t_h

$$\omega = \frac{(12 - t_h)}{12} \pi \quad (23)$$

Los valores de ω_s se calculan para el día d_n del mes en el cual el valor diario iguala al promedio diario mensual. Klein (1976) validó a nivel global los días del año en el cual el valor diario iguala al promedio diario mensual, ver Tabla 40.

Tabla 40. Días recomendados por Klein para cálculos de geometría solar

Mes	Día del año	Fecha
1	17.00	17 de enero
2	47.00	16 de febrero
3	75.00	16 de marzo
4	105.00	15 de abril

5	135.00	15 de mayo
6	162.00	11 de junio
7	198.00	17 de julio
8	228.00	16 de agosto
9	258.00	15 de septiembre
10	288.00	15 de octubre
11	318.00	14 de noviembre
12	344.00	10 de diciembre

Para calcular la irradiación global sobre una superficie inclinada y calcular el ángulo óptimo, en primer lugar se calculó la irradiación global horaria sobre la superficie a un ángulo de orientación α y ángulo de inclinación β sobre el generador, se tomó el modelo de las tres componentes, que establece que la irradiación incidente está formada por la radiación directa $B_h(\alpha, \beta)$, difusa $D_h(\alpha, \beta)$ y reflejada $R_h(\alpha, \beta)$, y se expresa por la siguiente ecuación.

$$G_h(\alpha, \beta) = B_h(\alpha, \beta) + D_h(\alpha, \beta) + R_h(\alpha, \beta) \quad (24)$$

Para calcular la radiación directa se aplicó

$$B_h(\alpha, \beta) = \frac{B_h(0)}{\cos \theta_{zs}} \cdot \max(0, \cos \theta_s) \quad (25)$$

Siendo θ_s el ángulo de incidencia entre los rayos solares y la normal al plano considerado, y θ_{zs} el ángulo cenital solar, dado por:

$$\begin{aligned} \cos \theta_s &= (\sin \varphi \cos \alpha - \text{sign}(\varphi) \cos \varphi \sin \alpha \cos \beta) \sin \delta \\ &+ (\cos \varphi \cos \alpha + \text{sign}(\varphi) \sin \varphi \sin \alpha \cos \beta) \cos \delta \cos \omega + \\ &\cos \delta \sin \alpha \sin \beta \sin \omega \end{aligned} \quad (26)$$

$$\theta_{zs} = \sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega \quad (27)$$

Para calcular las componentes de difusa sobre la superficie inclinada $D_h(\alpha, \beta)$, se seleccionó el modelo isotrópico de Hay-Davies, debido a que en varios estudios se destaca por su precisión y simplicidad (Hay, 1976, 1979; Nieto, 2014). En este se considera la radiación difusa compuesta por dos partes, una componente circunsolar $D^c(\alpha, \beta)$ que viene directamente del sol y otra componente isotrópica $D^l(\alpha, \beta)$ proveniente de toda la semiesfera celeste

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

$$D^c(\alpha, \beta) = \frac{D_h(0)k_1}{\cos \theta_{zs}} \cdot \max(0, \cos \theta_s) \quad (29)$$

$$D^l(\alpha, \beta) = D_h(0)(1 - k_1) \frac{1 + \cos \alpha}{2} \quad (30)$$

Ambas componentes tienen un peso estadístico de acuerdo con el índice de anisotropía k_1 definido como

$$k_1 = \frac{B_h(0)}{B_o \varepsilon_o \cos \theta_{zs}} \quad (31)$$

Para calcular la componente reflejada o albedo $R_h(\alpha, \beta)$, se asumió que el suelo es horizontal de extensión infinita y que refleja la luz de forma isotrópica

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

donde ρ_r es la reflectividad del suelo tomada generalmente como 0.2. Finalmente se sumaron las componentes horarias de irradiación global horaria $G_h(\alpha, \beta)$, con el fin de obtener la irradiación diaria media mensual sobre superficie inclinada $G_{dm}(\alpha, \beta)$

$$k_1 = \frac{B_h(0)}{B_o \varepsilon_o \cos \theta_{zs}} \quad (33)$$

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = \sum_{h=1}^{24} G_h(\alpha, \beta) \quad (34)$$

El valor diario anual $G_{da}(\alpha, \beta)$ es aproximadamente igual al promedio de los valores diarios medios mensuales. Para determinar la irradiación diaria anual $G_{da}(\alpha, \beta)$ máxima se repite el procedimiento anterior desde la ecuación 24 a la ecuación 34 de forma cíclica para cada par de coordenadas de ángulos (α, β) . La orientación α desde -180° a 180° , y la inclinación β del panel desde 0° a 90° . Evaluando las coordenadas con un paso igual a 1, la matriz de coordenadas tiene una dimensión de 91 filas por 361 columnas, la cual se evalúa se puede evaluar con ayuda de Matlab programando para obtener el valor máximo y su ubicación.

Cálculo de producción de energía en un sistema de paneles solares

La comisión electrónica internacional IEC (1998) publicó la Norma internacional IEC 61724, la cual describe las recomendaciones para el análisis del comportamiento eléctrico y recomienda la ecuación 35 para calcular la energía producida por un sistema fotovoltaico en un año:

$$E_{FV} = \frac{G_a(\alpha, \beta) \cdot P_{pico} \cdot PR}{G_{STC}} \quad (35)$$

donde P_{pico} es la potencia pico fotovoltaica instalada. G_{STC} es la irradiación solar en condiciones estándar igual a 1 kW/m², $G_a(\beta, \alpha)$ es la irradiación en un año sobre la superficie del generador, y PR es el rendimiento de la instalación o Performance Ratio. En la siguiente sección se explica la metodología para calcular el PR la cual es propuesta por Mulcué Nieto & Mora López (2014).

Metodología para calcular el Performance Ratio (PR) o rendimiento de un sistema de paneles solares

A continuación, se da una expresión para calcular el rendimiento de un sistema de paneles solares PR propuesta por Mulcué Nieto & Mora López (2014), que se expresa con la siguiente ecuación:

$$PR = 0.0011 \left(A_1 \cdot e^{-2\left(\frac{\alpha - \alpha_0}{W}\right)^2} + A_2 \cdot e^{-2\left(\frac{\alpha + 90}{W}\right)^2} - \beta - 50 \right) + 1.117 \cdot PR_c \quad (36)$$

donde

$$A_1 = -1.1 \cdot |\varphi| + 60 \quad (37)$$

$$A_2 = -0.1 \cdot |\varphi| + 65 \quad (38)$$

$$W = -1.1 \cdot \varphi + 92 \quad (39)$$

$$\alpha_0 = -1.4 \cdot \varphi + 92 \quad (40)$$

$$PR_c = PR_{\max} + 0.0006 \cdot T_a - 0.017 \quad (41)$$

$$PR_{\max} = k_{sist} \cdot [1 + \gamma(1.12 \cdot T_a - 10)] \quad (42)$$

donde β es el ángulo de inclinación del generador, α es el ángulo del acimut, φ la latitud de la ciudad, T_a es la temperatura ambiente media de la ciudad en °C, y γ es el coeficiente de variación del punto de máximo potencia con la temperatura. Para el silicio cristalino se puede usar $\gamma = -0.0044^\circ\text{C}^{-1}$, y el valor de k_{sist} es una constante del sistema, para un sistema regular con pérdidas tipo promedio se puede usar igual a 0.662 y para un sistema optimo tiene un valor de 0.820. Para el cálculo de PR se debe tener en cuenta si $PR > PR_c$ entonces $PR = PR_c$.

ANEXO 4. Referente teórico para evaluar el potencial de energía eólica

Variación de la velocidad del viento con la altura

Uno de los fenómenos significativos en la explotación de la energía eólica es el incremento de la velocidad del viento con la altura, debido a la fricción del viento sobre la superficie de la tierra, la velocidad del viento disminuye desde un valor imperturbado a gran altura hasta cero sobre el suelo. Dos modelos matemáticos o leyes son usadas para cuantificar el perfil vertical de la velocidad del viento en regiones de terreno plano homogéneo. Estas son la ley logarítmica y la ley potencial. La primera es obtenida teóricamente de los principios básicos de mecánica de fluidos e investigaciones atmosféricas y es válida sobre un gran rango de altitudes. La ley logarítmica viene dada por la Ecuación 43 (Carta et al.,2009).

$$V = V_0 [\ln(H_0/Z_0) / \ln(H/Z_0)] \quad (43)$$

donde V y V_0 son las velocidades del viento a las alturas H y H_0 Z_0 es la rugosidad del terreno. Por contraste, la ley potencial, es empírica y debido a su simplicidad, es el modelo más usado para describir las variaciones de la velocidad del viento en elevaciones sobre el suelo, ver Ecuación 44

$$V = V_0 (H/H_0)^{\beta_R} \quad (44)$$

donde β_R es un exponente que representa una forma de medida del rozamiento superficial encontrado por el viento. En la Tabla 41 se indican valores de β_R y Z_0 en función de diversas rugosidades.

Tabla 41. Valores del exponente β_R y la rugosidad Z_0 para distintos terrenos.

Tipo terreno	β_R	Z_0 (m)
Liso (mar, arena, nieve)	0,10-0,13	0,001-0,02

Moderadamente rugoso (hierba, campos cereales, regiones rurales)	0,13-0,20	0,02-03
Rugoso (bosques, barrios)	0,20-0,27	0,3-0,2
Muy rugoso (ciudades, altos edificios)	0,27-0,40	43740,0

Fuente: Carta et al., (2009)

Diagramas de rosa de los vientos

Uno de los factores clave en la instalación de parques eólicos es la dirección del viento. Para lograr el diseño óptimo de un parque eólico, se debe evaluar la dirección del viento predominante. Algunos softwares para graficar las rosas de viento son Windographer o Statgraphics, las gráficas muestran la procedencia de los vientos en un círculo con sectores de arco, normalmente sectores de 45°, recorriendo en dirección a las manecillas de reloj, en la parte superior se inicia en 0° donde se ubica el norte, a 45° el noroeste, a 90° el este, a 135° el sureste, a 180° el sur, a 225° el suroeste, a 270° el oeste, y a 315° el noroeste. La proyección de los sectores desde el centro del círculo hasta su perímetro como máxima longitud indican la frecuencia de las velocidades en cada dirección.

Densidad de energía eólica

La potencia del viento P_w se define como la energía cinética del viento que pasa por un área determinada, esta se describe por la ecuación 45 donde A es el área transversal que atraviesa el viento o área de cobertura de la turbina, v es la velocidad del viento, y ρ es la densidad del aire (Ehrlich, 2013).

$$P_w = A \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (45)$$

Por lo general la potencia del viento P_w se evalúa sobre unida de área, ver ecuación 46 a esta expresión se denomina densidad de energía eólica

$$P = \frac{P_w}{A} \quad (46)$$

La energía del viento con varios regímenes de velocidad depende del valor promedio del cubo de la velocidad del viento, donde la velocidad promedio en términos probabilísticos o fracciones de horas está dada por la ecuación 47. Donde $f(v_i)$ es la probabilidad de que ocurra la velocidad v_i en el lapso de tiempo i .

$$\overline{v^3} = \sum_i v_i^3 \cdot f(v_i) \quad (47)$$

La ecuación 48 expresa la densidad de potencia del viento para distintos regímenes de velocidad. De otra manera la potencia para N datos de velocidad del viento se puede calcular con la ecuación 49

$$P = \frac{1}{2} \rho \sum_i v_i^3 \cdot f(v_i) \quad (48)$$

$$P = \frac{1}{2} \rho \frac{1}{N} \sum_i^N v_i^3 \quad (49)$$

Densidad de energía eólica según la función de probabilidad de Weibull

La representación de la distribución de frecuencia de la velocidad se constituye por el histograma frecuencias. La función de densidad de probabilidad $f(v)$ que representa una aproximación a la distribución de frecuencia de la velocidad del viento es la distribución de Weibull de dos parámetros, ver ecuación 50 (Carta et al., 2009).

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (50)$$

Donde k es el parámetro de forma, c es el parámetro de escala, y v la velocidad del viento.

Además, k esta dado en términos de la desviación estándar (S) y la velocidad promedio del viento \bar{v} . El parámetro de escala c está dado en términos del parámetro de forma, la velocidad \bar{v} y la función gamma de Euler Γ , como se observa en las siguientes expresiones

$$k = \left(\frac{S}{\bar{v}}\right)^{-1.086} \quad (51)$$

$$S = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (v_i - \bar{v})^2 \right]^{1/2} \quad (52)$$

$$\bar{v} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i \quad (53)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (54)$$

Según la distribución de Weibull la potencia del viento se da por la ecuación 55

$$P = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma\left(\frac{k+3}{k}\right) \quad (55)$$

Otros valores importantes que se obtienen de expresiones derivadas de la función de distribución de Weibull son: la velocidad de viento más probable y la velocidad de viento que lleva la máxima energía. La velocidad de viento más probable especifica la velocidad

de viento más frecuente para una distribución dada y se evalúa mediante la ecuación 56, y la velocidad de viento que lleva la máxima energía se define por la ecuación 57

$$v_{mp} = c \left(1 - \frac{1}{k} \right)^{\frac{1}{k}} \quad (56)$$

$$v_{\max.E} = c \left(1 - \frac{2}{k} \right)^{\frac{1}{k}} \quad (57)$$

Estimación de la energía eólica generada por una turbina

El cálculo de la energía eólica para producir electricidad por un aerogenerador de determinada curva de potencia sometido en un régimen de vientos se suele llevar a cabo mediante dos enfoques: un enfoque cronológico y uno probabilístico el cual estudia la distribución de frecuencias del viento (Carta et al., 2009). La curva de potencia de una turbina eólica es la especificación técnica más importante para una turbina de viento, estas curvas indican la velocidad del viento mínima o de arranque del trabajo del generador, la velocidad de potencia nominal y la velocidad de parada de seguridad. En la práctica, las curvas se obtienen experimentalmente mediante ensayos normalizados (IEC, 1994) y se representan mediante una curva ajustada. Según el método probabilístico, la energía a una determinada velocidad de viento $E(v_i)$ depende de la probabilidad de que ocurra la velocidad $f(v_i)$ y de la potencia que la turbina genera $P_T(v_i)$ en número determinado de horas T, ver ecuación 58

$$E(v) = T \sum_{i=1}^N P_T(v_i) f(v_i) \quad (58)$$

La eficiencia de la turbina depende de la energía generada por la turbina y la potencia del viento en el área cubierta por el rotor en un rango de tiempo T, ver ecuación 59

$$n = E(v) / P_w T \quad (59)$$

Máxima energía generada según el límite de Betz

Teóricamente se ha comprobado por el límite de Betz que la máxima energía que las turbinas puede obtener del viento es del 59.3%. Los niveles de extracción de potencia alcanzados por las turbinas eólicas modernas alcanzan valores en el rango de 40% al 50%, o hasta 86% del valor máximo posible (Ehrlich, 2013). La potencia del viento extraída por la turbina P_{Betz} está dada por la ecuación 60, donde \dot{m} es el flujo másico, v_1 y v_2 la velocidad del viento antes y después de pasar por la turbina

$$P_{Betz} = \frac{1}{2} \dot{m}(v_1^2) - \frac{1}{2} \dot{m}(v_2^2) \quad (60)$$

Asumiendo la velocidad promedio en el plano de la turbina reemplazamos el flujo másico en términos de velocidades y obtenemos la ecuación 61.

$$P_{Betz} = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{v_1 + v_2}{2} \right) (v_1^2 - v_2^2) \quad (61)$$

La relación de las velocidades de entrada y salida del rotor se da como $\lambda = v_2 / v_1$, este se

sustituye en la ecuación 61 y se obtienen la ecuación 62 y 63.

$$P_{Betz} = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{v_1 + \lambda v_1}{2} \right) (v_1^2 - \lambda^2 v_1^2) \quad (62)$$

$$P_{Betz} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \cdot \left(\frac{1}{2} (1 + \lambda)(1 - \lambda^2) \right) \quad (63)$$

De la ecuación 63 se obtiene que la potencia de energía obtenido por las turbinas de la potencia del viento tiene un límite de conversión de energía la cual está dada por el coeficiente de Betz C_p , como se observa en la siguiente ecuación

$$P_{Betz} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \cdot C_p \quad (64)$$

donde el coeficiente de Betz C_p es

$$C_p = \frac{1}{2} (1 + \lambda)(1 - \lambda^2) \quad (65)$$

Maximizando la fracción de potencia extraída C_p , derivando C_p con respecto a λ he igualado a cero se encuentra que $\lambda=1/3$, se reemplaza el valor de λ en la ecuación 65, obteniendo que $C_p=59,3\%$ con lo que verificamos la ley de Betz o eficiencia de Betz. Los niveles de extracción de potencia alcanzados por las turbinas eólicas modernas alcanzan valores de C_p en el rango de 0,4-0,5, o hasta 86% del valor máximo posible (Ehrlich, 2013). La potencia maxima posible se da por la ecuación 66.

$$P_{Betz} = C_p P_w \quad (66)$$

Metodología para calcular la densidad del aire

Para mayor precisión en los cálculos de densidad y energía del viento es necesario calcular la densidad del aire para cada lugar o zona de estudio, ya que el valor de la densidad puede

cambiar por diversas variables como la humedad, la presión, la temperatura y la altura. A continuación se describe una metodología usada en el atlas de viento y energía eólica del IDEAM (IDEAM & UPME, 2006). Según la ley ideal de los gases la densidad depende de 2 variables y una constante, la presión atmosférica, la temperatura absoluta, y la constante universal de los gases. En la ecuación 67 se puede observar la relación entre estas variables.

$$\rho = \frac{P}{RT} \quad (67)$$

donde P es la presión atmosférica en pascales, T es la temperatura absoluta en grados kelvin y R es la constante universal de los gases igual a 286.8 J/Kg. Sin embargo, un cálculo más exacto de la densidad del aire se obtiene cuando R depende de la tensión de vapor del aire (García & Castejon (1986) citado en IDEAM & UPME (2006))

$$\rho = \frac{P}{R^*T} \quad (68)$$

Donde R^* depende de la temperatura y la presión del lugar y se puede calcular por la siguiente ecuación:

$$R^* = R \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot e}{8 \cdot p} \right) \quad (69)$$

donde e se da en función de la temperatura

$$e = \exp\left(-\frac{6763.6}{T}\right) - 4.9283 \cdot \ln(T) + 54.23 \quad (70)$$

Para los anteriores cálculos se requieren de la presión atmosférica y temperatura del aire, los cuales se calcularon con el uso de las ecuaciones que propone el modelo meteorológico de meso escala MM5 según se describe en el anexo del atlas de viento y energía eólica del IDEAM (IDEAM & UPME, 2006). Para la presión en la superficie se usa la siguiente ecuación:

$$P_{so} = P_{oo} \cdot \left(\frac{P_{oo}}{850} \right)^{-\frac{h}{H_{850}}} \quad (71)$$

Donde P_{oo} es la presión a nivel del mar, para Colombia se sugiere tomar un valor de 1008 mb, h es la altura donde se evalúa la presión P_{so} , H_{850} representa la altura geopotencial a 850 hectopascales o milibares de presión, un valor promedio de H_{850} es 1.480 m y la ecuación es acertada aun para lugares donde las alturas son superiores a los 1.480 m.s.n.m.

Para evaluar la temperatura del aire a diferentes alturas se debe evaluar la presión a esa altura Z , y se utiliza la ecuación que ofrece el modelo de Mesoescala MM5 según se describe en el anexo 4 del atlas de viento y energía eólica del IDEAM (IDEAM & UPME, 2006).

$$T_o = T_{so} + A \cdot \ln \left(\frac{P_{so}}{P_{oo}} \right) \quad (72)$$

donde T_{so} es la temperatura de referencia en P_{oo} a nivel del mar y se sugiere tomar un valor de 300 °k.

ANEXO 5. Metodología para solicitar y recopilar datos

Solicitud de datos al IDEAM

1. Ingresar al siguiente enlace <http://www.ideam.gov.co/solicitud-de-informacion> y luego al vínculo “Clic aquí para iniciar el Trámite de Solicitud de Información”:
2. Registrarse en ingreso al sistema, creando un login y password, y envíe sus datos
3. Ingrese con su login y password haga clic en nueva solicitud
4. Buscar el código de la estación en el mapa y solicitar los datos en buscar estación
5. Seleccionar la estación y luego seleccione el rango de años de las variables a solicitar
6. Terminar de llenar la información requerida y dar clic en solicitar información
7. Se le informara si su solicitud ha sido exitosa y que llegara al correo

Recopilar datos de la NASA

La NASA proporciona datos del proyecto POWER (Prediction Of Worldwide Energy Resources) en el visor de acceso de datos meteorológico y climatológicos globales de promedios diarios mensuales de series desde 1981 con una resolución de 0.5° por 0.5° (<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>). En la base datos del POWER la irradiación solar global sobre superficie horizontal es llamado ALLSKY_SFC_SW_DWN (All Sky Insolation Incident on a Horizontal Surface).

1. Ingresar a la NASA POWER Data Access Viewer Prediction Of Worldwide Energy Resource a través del siguiente link: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
2. En la parte izquierda de la pantalla aparece la siguiente interfaz “POWER Single Point Data Acces”
3. La interfaz permite ingresar en el ítem 2, la escala temporal en la que se desean los datos.

4. En el ítem 3, se deben ingresar las coordenadas del lugar del mapa del que se desean los datos. Deben ingresarse tanto la latitud como la longitud en grados decimales.
5. El ítem 4, permite seleccionar el rango de años del que se desea la base de datos.
6. Finalmente, en el ítem 6, se pueden seleccionar los parámetros de búsqueda donde se encuentran las variables.

Recopilar datos del NREL

El NREL proporciona datos meteorológicos y climatológicos globales de promedios diarios mensuales de series desde 1998 los cuales se pueden descargar en su visor <https://nsrdb.nrel.gov/nsrdb-viewer>. Las solicitudes se realizaron para las ubicaciones más cercanas a las coordenadas de las estaciones de IDEAM.

1. Ingresar a la National Solar Radiation Database (<https://nsrdb.nrel.gov/nsrdb-viewer>).
2. Seleccionar Launch the NSRDB viewer
3. Al ingresar aparece el visor de datos NSRBD, donde se debe ingresar en el link “descargar datos”, la cual permite seleccionar el punto específico del cual se desea descargar la base de datos. Puede puntear en el mapa o ingresar las coordenadas.
4. Luego de realizar la selección del lugar, se debe registrar en la página e ingresar el correo al cual se le enviara la base de datos.
5. Posteriormente al registro, aparece la interfaz de selección de variables y series de tiempo.
6. El ítem 1, permite ingresar el año o el rango de años de la base de datos.
7. El ítem 2, permite seleccionar las variables que están disponible en el rango de años seleccionados.
8. Finalmente, selecciona Download Data para que la base de datos sea enviada al correo ingresado anteriormente.

ANEXO 6. Evaluación y estadísticas de los datos y los resultados

En primer lugar, se analiza la distribución de los datos, si los datos tienen una distribución normal se usa la prueba de Grubbs para evaluar la existencia de datos atípicos. Los datos atípicos que se evalúan con el cálculo del estadístico T de la prueba de Grubbs siguen la ecuación 73.

$$T = \frac{|x - \bar{x}|}{S} \quad (73)$$

Donde x es el dato a evaluar y \bar{x} es el promedio de la muestra de datos al que pertenece el dato evaluado. Si el valor T calculado es mayor al valor T crítico, el valor x es atípico, los datos del T crítico se pueden consultar en la tabla 1 del ASTM E178-16^a (2018).

Los valores atípicos se deben tener en cuenta en los cálculos si se pueden justificar estar dentro del valor de un rango explicado por el fenómeno a estudiar. En el caso de los valores máximos posibles de horas de brillo solar al día, son 12 horas por lo cual en un mes de 30 días el valor máximo posible de brillo solar es de 360 horas, por lo cual los datos atípicos pueden incluirse si están por debajo del máximo.

Para identificar la sensibilidad de la media como representación de una muestra con valores faltantes y valores faltantes imputados, se evalúa las muestras imputando los valores faltantes por la mediana.

Las muestras de los datos se representan con el valor de la media (\bar{x}) y su intervalo de confianza (IC), el IC corresponde a más o menos $t_{\alpha/2}$ veces el error estándar (EE). Donde EE es la desviación estándar S dividida por la raíz del número de muestras n_0 (ver en la ecuación 74). El valor de $t_{\alpha/2}$ se selecciona de tablas de distribución t-student con una significancia α y con los grados de libertad V de los datos, estos corresponden al valor de $n_0 - 1$

$$\left(\bar{x} - t_{\alpha/2} \cdot \frac{s}{\sqrt{n_o}}, \bar{x} + t_{\alpha/2} \cdot \frac{s}{\sqrt{n_o}} \right) \quad (74)$$

La bondad de los modelos obtenidos se examinó de acuerdo con las siguientes medidas estadísticas que son recomendadas en la comparación de ecuaciones que estiman la radiación solar global (Guzmán et al., 2013).

El error de sesgo medio (ESM), que se refiere al error sistemático, sus valores positivos indican una sobrestimación, los negativos una subestimación y se expresa mediante la ecuación 75.

$$ESM = \frac{\sum_1^{n_o} RGe - RGm}{n_o} \quad (75)$$

Donde RGe es la radiación solar global horizontal estimada, RGm es la radiación solar global horizontal calculada de datos medidos en la estación y n_o es el número de observaciones.

El error porcentual medio (EPM), es una medida global de la precisión de la estimación, y desviaciones de $\pm 10\%$ son aceptables, ver ecuación 76.

$$EPM = \frac{\sum_1^{n_o} \frac{RGm - RGe}{RGm} \cdot 100}{n_o} \quad (76)$$

Estos dos tipos de errores permiten visualizar si hay sobreestimación o subestimación de los datos y los valores bajos indican un buen ajuste del modelo.

La raíz cuadrada del error cuadrático medio (RECM) muestra la variación de las estimaciones con respecto a los datos registrados, es siempre positivo y es deseable que esté cerca de cero, su expresión se presenta en la ecuación 77.

$$RECM = \sqrt{\frac{\sum_1^{n_o} (RGe - RGm)^2}{n_o}} \quad (77)$$

El estadístico *t* permite la comparación objetiva de los modelos, establece la significancia estadística y entre más pequeño sea su valor, mejor es el desempeño de un modelo. Éste calculó mediante la Ecuación 78.

$$t = \left[\frac{(n-1).ESM^2}{RECM^2 - ESM^2} \right]^{0.5} \quad (78)$$

ANEXO 7. Datos de brillo solar total al mes de las estaciones IDEAM

Tabla 42. Muestra de los datos de hbs al mes para la estación del IDEAM La Primavera

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1985				87.2	72.6	53.8	25.9					157.7
1986	64.0	111.9	78.6	78.8	105.5	50.6	52.5	64.7	44.6	68.1		
1987	81.3	53.2	99.6	67.8	86.9	55.6	53.9	46.5	76.8	87.3	92.7	95.1
1988	122.1	67.3		51.4	54.0	45.3	50.2	75.7	78.0	95.6	75.3	96.4
1989	50.7	38.4	84.2	36.7	47.3	51.6	81.7	68.8	75.6	53.2	103.9	196.9
1990	85.4	68.9	51.1	54.9	48.0	46.2	78.6	73.5	99.8	118.4	87.1	88.8
1991	120.7	69.8	84.9	68.5	63.0	63.5	32.0	42.3	72.4	67.9		127.8
1992	114.8	87.2	65.6	68.1	69.5	57.5	47.0	48.0	77.8	79.2	121.0	89.8
1993	106.1	64.2	29.8	29.4	80.2	47.6	71.0	76.4		78.9	121.6	111.8
1994	111.1	74.6	45.3	51.8	65.4	61.0	30.2	28.7	49.0	60.3		
1995	71.2		42.2	46.2	68.5	55.0	81.7	106.3	59.6		119.6	143.5
1996	104.7	49.2	63.9	48.3	86.6	40.2		53.8	67.4	66.5	119.3	94.7
1997	72.6		45.5	59.2	27.3	62.2	48.0	59.9	71.9	102.4	73.3	100.4
1998	69.3	72.2	36.0	65.9	68.5	41.1	42.4	65.6	107.2	98.7	112.0	141.9
1999	79.1	41.2	85.0	45.0	69.9	64.0	59.1	88.8	69.3	74.3	114.1	112.5
2000	130.4			36.2		43.9	66.0	64.3	44.9		100.2	94.4
2001					51.4	33.5	67.3	47.1	83.1	119.5	84.3	83.6
2002	117.6	82.8	57.5	59.4	54.8	48.9	63.0	44.3	97.6	105.3	81.9	74.6

2003	103.9	66.1		62.0	40.4	56.1	43.7	64.2	53.3	88.6	95.5	76.0
2004	163.1	110.1	52.4	56.2	39.9	35.7	30.4	36.2		73.7	84.2	85.0
2005	82.0	62.3	78.9				61.1	62.4	66.8	82.2	147.5	136.1
2006	91.0	111.0	70.7	85.1	56.8	55.4	52.7	67.4	74.4	90.6	85.6	72.2
2007	78.0	160.2	60.2	80.2	72.2	27.3	90.8	50.1	26.5	65.9	102.8	96.6
2008	88.2	62.5	60.0	73.3	39.9	40.9	33.6	78.0	66.8	97.0	88.1	135.6
2009	68.2	95.3	59.9	66.2	69.5	54.3	52.3	79.0	112.	101.9	123.4	105.9
									4			
2010	114.1	78.0	90.6	78.9	65.9	39.8	73.0	46.8	97.8	98.2	95.6	109.0
2011	173.7	60.8	107.8	60.0	56.1	67.0	53.9	95.1	68.2	117.1	122.1	82.8
2012	79.3	74.4	21.3								99.8	
Medios	97.79	76.59	63.96	60.67	62.4	49.9	55.4	62.84	72.5	87.12	102.1	108.3
					0	2	6		5		2	6
Máx.	173.70	160.20	107.80	87.20	105.	67.0	90.8	106.30	112.	119.50	147.5	196.9
					50	0	0		40		0	0
Mín.	50.70	38.40	21.30	29.40	27.3	27.3	25.9	28.70	26.5	53.20	73.30	72.20
					0	0	0		0			

Tabla 43. hbs total mensual promedio para las estaciones del IDEAM entre los años de 1985 al 2012

Mes	hbs total al mes (Horas/mes)									
	Encano	Michoacán	Primavera	Mocóa	Villagarzón	Umbría	Valparaíso	Esquinas	Tagua	Leguizamo
Ene	95.1	93.3	97.8	96.9	99.6	134.0	163.5	169.6	156.2	150.5
Feb	76.8	72.8	76.6	82.1	68.9	96.6	114.7	107.1	118.3	114.1

Mar	61.4	58.6	64.0	77.6	64.5	81.0	99.9	97.7	90.3	97.0
Abr	59.2	52.3	60.7	77.3	67.0	88.3	94.8	91.8	82.9	90.5
May	61.4	49.5	62.4	75.6	62.0	86.0	95.8	95.4	83.2	95.5
Jun	61.1	32.9	49.9	66.3	51.7	78.7	87.5	89.4	79.8	93.2
Jul	64.4	37.3	55.5	70.1	62.2	84.4	93.9	103.4	93.0	103.9
Ago	67.2	50.1	62.8	89.9	80.3	116.2	118.3	119.2	121.4	128.7
Sep	70.7	61.2	72.6	107.6	104.1	121.4	138.9	136.6	129.7	136.4
Oct	87.9	84.0	87.1	116.0	112.8	135.2	141.1	148.4	137.5	141.1
Nov	93.0	96.5	102.1	107.0	106.3	124.5	145.9	148.1	139.9	144.8
Dic	98.3	98.6	108.4	107.1	87.8	133.5	168.8	165.4	146.9	150.0
Medio	74.7	65.6	75.0	89.5	80.6	106.7	121.9	122.7	114.9	120.5
Máx.	98.3	98.6	108.4	116.0	112.8	135.2	168.8	169.6	156.2	150.5
Mín.	59.2	32.9	49.9	66.3	51.7	78.7	87.5	89.4	79.8	90.5
S	14.9	23.0	19.5	16.9	20.8	22.8	28.8	29.5	27.8	23.8
EE	4.3	6.6	5.6	4.9	6.0	6.6	8.3	8.5	8.0	6.9
IC95%	8.4	13.0	11.0	9.6	11.8	12.9	16.3	16.7	15.7	13.5

ANEXO 8. Cálculos de irradiación solar mensual según los datos del IDEAM

Tabla 44. Resultado del método de Angstrom-Prescott de irradiación solar global sobre superficie horizontal para la estación del IDEAM la primavera

Irradiación solar global sobre superficie horizontal Gdm (kWh. día / m ²)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
1985				2.74	2.19	1.72	1.00					4.08	2.35
1986	2.04	3.56	2.52	2.53	2.95	1.64	1.66	2.05	1.64	2.22			2.28
1987	2.46	1.98	3.04	2.24	2.53	1.76	1.70	1.59	2.50	2.70	2.83	2.74	2.34
1988	3.40	2.32		1.81	1.74	1.51	1.61	2.32	2.53	2.90	2.39	2.77	2.30
1989	1.70	1.54	2.66	1.41	1.57	1.66	2.35	2.15	2.47	1.83	3.10	4.81	2.27
1990	2.56	2.43	1.80	1.90	1.59	1.53	2.28	2.26	3.08	3.44	2.69	2.60	2.35
1991	3.37	2.45	2.68	2.26	1.96	1.96	1.16	1.48	2.39	2.22		3.47	2.31
1992	3.24	2.85	2.19	2.25	2.12	1.81	1.53	1.63	2.53	2.50	3.49	2.62	2.39
1993	3.04	2.29	1.22	1.20	2.37	1.57	2.10	2.33		2.50	3.51	3.12	2.30
1994	3.15	2.58	1.64	1.82	2.02	1.89	1.11	1.12	1.76	2.02			1.91
1995	2.22		1.56	1.67	2.10	1.75	2.35	3.03	2.05		3.46	3.79	2.40
1996	3.01	1.81	2.14	1.72	2.52	1.38		1.78	2.26	2.18	3.45	2.73	2.27
1997	2.25		1.65	2.02	1.06	1.92	1.55	1.93	2.37	3.07	2.35	2.87	2.09
1998	2.17	2.52	1.39	2.19	2.10	1.40	1.42	2.07	3.26	2.98	3.29	3.76	2.38
1999	2.41	1.63	2.68	1.63	2.13	1.97	1.82	2.63	2.30	2.38	3.33	3.14	2.34
2000	3.58			1.39		1.47	1.99	2.04	1.65		3.00	2.73	2.23
2001					1.68	1.21	2.02	1.60	2.66	3.47	2.62	2.48	2.22
2002	3.30	2.81	1.97	2.02	1.76	1.60	1.92	1.53	3.02	3.14	2.56	2.26	2.32

2003	2.99	2.35		2.09	1.40	1.78	1.45	2.04	1.88	2.74	2.90	2.30	2.17
2004	4.25	3.42	1.84	1.94	1.38	1.26	1.12	1.32		2.36	2.62	2.51	2.18
2005	2.48	2.24	2.53				1.87	1.99	2.24	2.58	4.07	3.64	2.63
2006	2.69	3.54	2.32	2.69	1.81	1.76	1.67	2.11	2.44	2.78	2.65	2.21	2.39
2007	2.38	4.69	2.04	2.56	2.18	1.05	2.56	1.68	1.13	2.16	3.07	2.78	2.36
2008	2.63	2.19	2.04	2.38	1.38	1.40	1.20	2.38	2.24	2.94	2.71	3.63	2.26
2009	2.14	3.14	2.04	2.20	2.12	1.73	1.66	2.40	3.38	3.06	3.55	2.99	2.53
2010	3.22	2.68	2.82	2.53	2.03	1.37	2.15	1.60	3.03	2.97	2.90	3.06	2.53
2011	4.46	2.20	3.24	2.04	1.79	2.04	1.70	2.78	2.28	3.41	3.52	2.46	2.66
2012	2.41	2.51	0.97								3.00		2.22
Medio	2.83	2.60	2.13	2.05	1.94	1.62	1.73	1.99	2.38	2.69	3.04	3.02	2.33
Máximo	4.46	4.69	3.24	2.74	2.95	2.04	2.56	3.03	3.38	3.47	4.07	4.81	4.81
Mínimo	1.70	1.54	0.97	1.20	1.06	1.05	1.00	1.12	1.13	1.83	2.35	2.21	0.97
S	0.67	0.71	0.59	0.41	0.42	0.25	0.42	0.46	0.54	0.46	0.44	0.64	0.49
EE	0.13	0.15	0.12	0.08	0.08	0.05	0.08	0.09	0.11	0.09	0.09	0.13	0.14
IC95%	0.26	0.29	0.24	0.16	0.17	0.10	0.16	0.18	0.22	0.18	0.18	0.25	0.28

Tabla 45. Promedio diario mensual $G_{dm}(0)$ y anual $G_{da}(0)$ de irradiación calculado de los datos del IDEAM

Irradiación solar global sobre superficie horizontal (kWh. día / m ²)										
Mes	Encano	Michoacán	Primavera	Mocha	Villagarzón	P. Umbría	Valparaíso	T. Esquinas	Tagua	Leguizamó
Ene	2.77	3.06	3.17	3.79	3.93	4.52	4.95	5.06	4.92	4.87

Feb	2.60	2.87	2.95	3.81	3.64	4.23	4.59	4.49	4.73	4.65
Mar	2.07	2.41	2.56	3.63	3.48	3.85	4.23	4.22	4.11	4.25
Abr	2.01	2.25	2.46	3.59	3.49	3.93	4.10	4.06	3.92	4.06
May	1.92	2.03	2.34	3.33	3.18	3.64	3.86	3.87	3.66	3.87
Jun	1.89	1.61	2.02	3.09	2.92	3.44	3.64	3.68	3.51	3.74
Jul	1.94	1.70	2.13	3.16	3.11	3.54	3.74	3.90	3.73	3.91
Ago	2.11	2.08	2.41	3.67	3.59	4.23	4.31	4.34	4.37	4.48
Sep	2.33	2.48	2.77	4.19	4.21	4.54	4.87	4.85	4.75	4.87
Oct	2.71	2.98	3.07	4.29	4.32	4.72	4.84	4.98	4.83	4.91
Nov	2.82	3.23	3.35	4.07	4.15	4.49	4.83	4.89	4.83	4.91
Dic	2.80	3.12	3.34	3.89	3.65	4.45	4.95	4.93	4.73	4.78
Medio	2.330	2.48	2.714	3.71	3.64	4.13	4.41	4.44	4.34	4.44
Máximo	2.82	3.23	3.35	4.29	4.32	4.72	4.95	5.06	4.92	4.91
Mínimo	1.89	1.61	2.02	3.09	2.92	3.44	3.64	3.68	3.51	3.74
S	0.38	0.56	0.46	0.38	0.45	0.44	0.49	0.49	0.53	0.45
EE	0.11	0.16	0.13	0.11	0.13	0.13	0.14	0.14	0.15	0.13
IC95%	0.22	0.32	0.26	0.22	0.25	0.25	0.28	0.28	0.30	0.26

Tabla 46. Promedios anuales de los parámetros usados en el cálculo de irradiación por el método de Angstrom para las estaciones del Putumayo

Mes	Encano	Michoacán	Primavera	Mocoa	Villagarzón	Umbría	Valparaíso	Esquinas	Tagua	Leguizamo
n (horas/mes)	74.70	65.59	74.98	89.47	80.61	106.65	121.93	122.68	114.93	120.46
N (horas/mes)	365.30	365.26	366.38	365.28	365.21	365.27	365.29	365.20	365.25	365.29

n/N	0.20	0.18	0.20	0.24	0.22	0.29	0.33	0.34	0.31	0.33
a	0.09	0.14	0.15	0.26	0.26	0.29	0.31	0.31	0.31	0.32
b	0.69	0.63	0.62	0.47	0.46	0.43	0.41	0.40	0.40	0.40
B0 (kWh/m ² /día)	10.02	10.02	10.02	10.02	10.02	10.02	10.02	10.02	10.02	10.02
Gdm (kWh/m ² /día)	2.33	2.48	2.71	3.71	3.64	4.13	4.41	4.44	4.34	4.44

ANEXO 9. Cálculos de irradiación solar mensual según los datos del NREL

Tabla 47. Ubicación de las estaciones del IDEAM y de los datos recopilados del NREL

Nombre de las Zonas	Ubicación IDEAM			Ubicación NREL		
	Latitud	Longitud	Altitud	Latitud	Longitud	Altitud
	(°)	(°)	(m)	(°)	(°)	(m)
Michoacán	1.20	-76.96	2100	1.21	-76.98	2476
Valparaíso	1.20	-75.70	270	1.21	-75.70	487
Primavera	1.17	-76.93	2067	1.17	-76.94	2201
El encano	1.16	-77.16	2830	1.17	-77.18	3118
Mocoa	1.16	-76.65	650	1.17	-76.66	944
Villa Garzón	1.03	-76.62	440	1.05	-76.62	556
P. Umbría	0.84	-76.57	362	0.85	-76.58	536
Tres Esquina	0.74	-75.24	219	0.73	-75.22	218
Tagua	-0.06	-74.67	153	-0.07	-74.66	134
P. Leguizamo	-0.18	-74.78	147	-0.19	-74.78	179

Tabla 48. Datos NREL, promedio de irradiación superficial para los años de 1998 al 2015

Irradiación solar global sobre superficie horizontal $G_d(0)$ (kWh. día / m ²)										
Zona de la Estación	P. Leguizamo	Tres Esquinas	Valparáiso	Tagua	P. Umbría	Mocoa	Villagarzón	Primavera	Michoacán	El Encano
Ene	5.00	5.20	5.27	5.12	4.77	4.29	4.24	4.34	4.00	4.39
Feb	4.78	4.94	5.03	4.96	4.60	4.16	4.18	4.19	3.75	4.27

Mar	4.62	4.61	4.75	4.80	4.43	4.01	4.10	4.00	3.76	4.15
Abr	4.53	4.45	4.66	4.60	4.42	4.06	4.24	4.09	3.89	4.25
May	4.28	4.20	4.34	4.34	4.12	3.75	3.91	3.88	3.58	4.22
Jun	4.12	4.08	4.16	4.24	3.89	3.49	3.68	3.45	2.95	4.10
Jul	4.31	4.19	4.21	4.36	3.89	3.47	3.69	3.39	2.79	4.06
Ago	4.78	4.59	4.67	4.82	4.38	3.75	4.15	3.37	2.86	3.94
Sep	5.29	5.12	5.34	5.31	5.09	4.47	4.82	4.12	3.76	4.46
Oct	5.19	5.12	5.34	5.26	5.11	4.63	4.80	4.48	4.23	4.54
Nov	5.11	5.11	5.23	5.15	4.94	4.65	4.54	4.62	4.36	4.41
Dic	5.05	5.13	5.15	5.15	4.64	4.27	4.17	4.33	4.01	4.09
Promedio	4.75	4.73	4.85	4.84	4.52	4.08	4.21	4.02	3.66	4.24
Máximo	5.29	5.20	5.34	5.31	5.11	4.65	4.82	4.62	4.36	4.54
Mínimo	4.12	4.08	4.16	4.24	3.89	3.47	3.68	3.37	2.79	3.94
S	0.39	0.43	0.44	0.38	0.42	0.40	0.37	0.43	0.52	0.18
EE	0.11	0.12	0.13	0.11	0.12	0.12	0.11	0.12	0.15	0.05
IC 95%	0.22	0.24	0.25	0.21	0.24	0.23	0.21	0.24	0.30	0.10

ANEXO 10. Irradiación solar mensual según los datos de la NASA

Tabla 49. Datos NASA de irradiación solar global sobre superficie horizontal, promedio diario mensual $G_{dm}(0)$ y diario anual $G_{da}(0)$

Zona de la estación	Irradiación solar global sobre superficie horizontal (kWh. día / m ²)												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
P. Leguizamo	5.01	4.58	4.39	4.09	4.03	3.82	4	4.52	4.8	4.79	4.73	4.8	4.46
Tagua	5.01	4.58	4.39	4.09	4.03	3.82	4	4.52	4.8	4.79	4.73	4.8	4.46
Villagarzón	4.38	4.33	4.3	4.27	4.26	4.4	4.38	4.45	4.52	4.5	4.36	4.28	4.37
Mocoa A.	4.38	4.33	4.3	4.27	4.26	4.4	4.38	4.45	4.52	4.5	4.36	4.28	4.37
Primavera	4.38	4.33	4.3	4.27	4.26	4.4	4.38	4.45	4.52	4.5	4.36	4.28	4.37
Michoacán	4.38	4.33	4.3	4.27	4.26	4.4	4.38	4.45	4.52	4.5	4.36	4.28	4.37
Tres Esquinas	4.86	4.51	4.17	3.96	3.89	3.69	3.82	4.21	4.72	4.79	4.67	4.72	4.33
El encano	4.06	4.25	4.44	4.28	4.06	4.03	4.22	4.21	4.11	4.1	3.9	3.84	4.12
Valparaíso	4.24	4.02	3.78	3.78	3.79	3.57	3.55	3.73	4.18	4.3	4.21	4.18	3.94
P. Umbría	3.94	3.68	3.5	3.63	3.58	3.38	3.4	3.63	4.09	4.29	4.11	3.93	3.76

ANEXO 11. Velocidad del viento de las estaciones IDEAM

Tabla 50. Muestra de los valores medios de velocidad del viento proporcionados por la estación el Encano

Valores medios de la velocidad del viento (m/s)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
1985							3.00	2.60	2.70		2.20		2.63
1987											2.10	2.70	2.40
1988	1.80	2.00	2.40	1.70	1.70			1.90	1.90	1.90		1.70	1.89
1989	1.70	1.70	1.80	1.60	2.00	2.00	2.90	2.10			2.10	1.80	1.97
1990	2.10	1.30	2.20	1.80	2.30		3.00		2.50				2.17
1991					1.50	2.20		3.40	2.50	2.20	1.60	1.60	2.14
1992				1.70	1.80	2.70	2.90	2.50	2.00	2.00	1.70	1.90	2.13
1993	2.00	1.90		1.80	1.80	3.00	2.50	2.50	2.10	1.90	2.10	1.80	2.13
1994	1.70	1.80	1.80	1.70		2.40	2.80		2.70	1.90	1.80	2.00	2.06
1995	2.10	1.70		1.60	1.70	1.90	1.80	1.80	2.10	1.90		1.70	1.83
1996	1.60	1.50	1.30	1.60	1.50	1.70	2.20	2.00		1.60	2.00	1.80	1.71
1997		1.60	2.20	1.50	2.00	1.60	2.60	2.80	1.60	1.60	1.60	1.50	1.87
1998	1.40	1.40	1.10				2.30				2.00		1.64
1999			1.40	1.90	1.70	1.50	2.60	2.70	1.90	1.80	2.00		1.94
2001				1.70	0.70		2.20	3.20	1.90	2.20	1.90	1.80	1.95
2002	2.30	1.90	1.50	1.70	2.50	3.10		2.80	1.50			1.90	2.13
2003	2.30	2.10	2.00	2.00	2.30	1.90	3.00	3.00	2.30	2.00	1.80	2.10	2.23
2004	2.20	1.90	2.30	1.80	2.10	3.30	2.20	3.30	2.30	1.80	1.90	1.70	2.23

2005	2.10	1.80	1.50	2.20			2.70	2.70	3.10				2.30
2008									2.20	2.00			2.10
2009	1.80								3.00				2.40
2010				1.40		2.30							1.85
2011						2.10	2.40	2.50	2.30	2.10		2.00	2.23
2012	1.60	1.90	1.80	1.00									1.58
Medios	1.91	1.75	1.79	1.69	1.83	2.26	2.57	2.61	2.26	1.92	1.92	1.87	2.03
Máximos	2.30	2.10	2.40	2.20	2.50	3.30	3.00	3.40	3.10	2.20	2.20	2.70	3.4
Mínimos	1.40	1.30	1.10	1.00	0.70	1.50	1.80	1.80	1.50	1.60	1.60	1.50	0.7
S	0.29	0.23	0.41	0.26	0.44	0.57	0.36	0.48	0.44	0.19	0.19	0.28	0.3
EE	0.08	0.06	0.11	0.06	0.12	0.15	0.09	0.12	0.10	0.05	0.05	0.07	0.09
IC 95%	0.15	0.12	0.22	0.12	0.23	0.30	0.18	0.24	0.20	0.10	0.09	0.14	0.18

Tabla 51. Promedios mensuales de velocidad del viento de las estaciones del IDEAM Putumayo a una altura de 10 m.

Estaciones	Velocidad del viento (m/s)					
	Villagarzón	Sibundoy	El Encano	Tagua	P. Leguizamo	P. Asís
Enero	3.10	1.70	1.91	1.80	1.96	1.00
Febrero	3.10	2.18	1.75	1.75	1.56	1.30
Marzo	2.53	1.93	1.79	1.77	1.42	1.20
Abril	2.15	2.07	1.69	1.90	1.48	1.10
Mayo	2.25	2.00	1.83	1.67	1.62	
Junio	2.00	2.50	2.26	1.70	1.45	

Julio	2.46	2.40	2.57	1.85	1.45	1.10
Agosto	3.33	2.50	2.61	1.67	1.48	0.60
Septiembre	3.23	2.70	2.26	1.60	1.62	0.50
Octubre	2.73	2.13	1.92	1.70	1.43	0.90
Noviembre	2.46	2.10	1.92	1.85	1.53	0.70
Diciembre	2.54	2.23	1.87	2.04	1.60	0.50
Promedio	2.66	2.20	2.03	1.77	1.55	0.89
Máximo	3.33	2.70	2.61	2.04	1.96	1.30
Mínimo	2.00	1.70	1.69	1.60	1.42	0.50
S	0.44	0.28	0.32	0.12	0.15	0.30
EE	0.13	0.08	0.09	0.04	0.04	0.09
IC95%	0.25	0.16	0.18	0.07	0.08	0.18

Tabla 52. Promedios mensuales y anuales de la velocidad del viento de las estaciones del IDEAM Putumayo a una altura de 80 m.

Estaciones	Velocidad del viento (m/s)					
	Villagarzón	Sibundoy	El Encano	Tagua	P. Leguizamo	P. Asís
Enero	4.70	2.58	2.89	2.73	2.97	1.52
Febrero	4.70	3.30	2.65	2.65	2.36	1.97
Marzo	3.84	2.92	2.72	2.68	2.15	1.82
Abril	3.26	3.13	2.56	2.88	2.25	1.67
Mayo	3.41	3.03	2.77	2.53	2.45	

Junio	3.03	3.79	3.43	2.58	2.20	
Julio	3.73	3.64	3.89	2.80	2.20	1.67
Agosto	5.04	3.79	3.96	2.53	2.25	0.91
Septiembre	4.89	4.09	3.42	2.43	2.46	0.76
Octubre	4.13	3.22	2.90	2.58	2.17	1.36
Noviembre	3.73	3.18	2.91	2.80	2.32	1.06
Diciembre	3.85	3.39	2.83	3.10	2.43	0.76
Promedio	4.03	3.34	3.08	2.69	2.35	1.35
Máximo	5.04	4.09	3.96	3.10	2.97	1.97
Mínimo	3.03	2.58	2.56	2.43	2.15	0.76
S	0.67	0.43	0.48	0.19	0.22	0.45
EE	0.19	0.12	0.14	0.05	0.06	0.14
IC95%	0.38	0.24	0.27	0.11	0.13	0.28

ANEXO 12. Densidad del aire y del potencial eólico de las estaciones IDEAM

Tabla 53. Densidad del aire a 10 m de altura o sobre superficie

Nombre de la estación	Elevación (m)	Presión atmosférica (hPa)	Temperatura ambiente (°C)	Constante de gases R*	Densidad
El encano	2830.0	727.6	11.67	288.976	0.884
Sibundoy	2100.0	791.4	15.77	288.972	0.948
Villagarzón	440.0	958.2	24.32	289.253	1.114
Puerto Asís	254.0	978.9	25.3	289.364	1.134
Tagua	153.0	990.4	25.76	289.449	1.145
Puerto Leguizamo	147.0	991.1	25.68	289.454	1.146

Tabla 54. Densidad de potencia eólica de la estación IDEAM El Encano a una altura de 10 m

Año	Potencia eólica (W/m ²)												Anual
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
1985							11.9	7.8	8.7		4.7		8.0
1987											4.1	8.7	6.1
1988	2.6	3.5	6.1	2.2	2.2			3.0	3.0	3.0		2.2	3.0
1989	2.2	2.2	2.6	1.8	3.5	3.5	10.8	4.1			4.1	2.6	3.4
1990	4.1	1.0	4.7	2.6	5.4		11.9		6.9				4.5
1991					1.5	4.7		17.4	6.9	4.7	1.8	1.8	4.3
1992				2.2	2.6	8.7	10.8	6.9	3.5	3.5	2.2	3.0	4.3
1993	3.5	3.0		2.6	2.6	11.9	6.9	6.9	4.1	3.0	4.1	2.6	4.3

1994	2.2	2.6	2.6	2.2		6.1	9.7		8.7	3.0	2.6	3.5	3.9
1995	4.1	2.2		1.8	2.2	3.0	2.6	2.6	4.1	3.0		2.2	2.7
1996	1.8	1.5	1.0	1.8	1.5	2.2	4.7	3.5		1.8	3.5	2.6	2.2
1997		1.8	4.7	1.5	3.5	1.8	7.8	9.7	1.8	1.8	1.8	1.5	2.9
1998	1.2	1.2	0.6				5.4				3.5		1.9
1999			1.2	3.0	2.2	1.5	7.8	8.7	3.0	2.6	3.5		3.2
2000													0.0
2001				2.2	0.2		4.7	14.5	3.0	4.7	3.0	2.6	3.3
2002	5.4	3.0	1.5	2.2	6.9	13.2		9.7	1.5			3.0	4.3
2003	5.4	4.1	3.5	3.5	5.4	3.0	11.9	11.9	5.4	3.5	2.6	4.1	4.9
2004	4.7	3.0	5.4	2.6	4.1	15.9	4.7	15.9	5.4	2.6	3.0	2.2	4.9
2005	4.1	2.6	1.5	4.7			8.7	8.7	13.2				5.4
2008									4.7		3.5		4.1
2009	2.6								11.9				6.1
2010				1.2			5.4						2.8
2011						4.1	6.1	6.9	5.4	4.1		3.5	4.9
2012	1.8	3.0	2.6	0.4									1.7
Medios	3.3	2.5	2.9	2.3	3.1	6.1	7.9	8.6	5.6	3.2	3.2	3.1	4.3
Máximo	5.4	4.1	6.1	4.7	6.9	15.9	11.9	17.4	13.2	4.7	4.7	8.7	17.4
Mínimo	1.2	1.0	0.6	0.4	0.2	1.5	2.6	2.6	1.5	1.8	1.8	1.5	0.2
S	1.4	0.9	1.8	0.9	1.8	4.6	3.0	4.5	3.3	0.9	0.9	1.7	2.2

EE	0.4	0.2	0.5	0.2	0.5	1.2	0.8	1.1	0.8	0.3	0.2	0.4	0.6
IC95%	0.7	0.5	1.0	0.4	1.0	2.4	1.5	2.2	1.5	0.5	0.4	0.9	1.2

Tabla 55. Densidad de potencia eólica a 10 m de altura de las estaciones del IDEAM usando el promedio de potencias

Estaciones	Potencial eólico (W/m ²)					
	Villagarzón	Sibundoy	El Encano	Tagua	P. Leguizamo	P. Asís
Enero	18.69	2.33	3.26	3.43	4.80	0.57
Febrero	13.23	5.25	2.48	3.28	2.08	1.25
Marzo	9.51	3.44	2.92	3.20	1.81	0.98
Abril	5.63	4.23	2.26	3.93	1.94	0.75
Mayo	6.39	3.81	3.12	2.84	2.58	
Junio	4.86	5.53	6.07	2.81	1.81	
Julio	8.52	6.59	7.90	3.70	1.78	0.75
Agosto	21.01	6.60	8.64	2.77	1.98	0.12
Septiembre	19.12	9.33	5.63	2.59	2.47	0.07
Octubre	9.95	4.83	3.19	2.93	2.13	0.41
Noviembre	9.47	3.31	3.21	3.62	2.26	0.19
Diciembre	10.29	5.50	3.07	5.07	2.38	0.21
Promedio	11.39	5.06	4.31	3.35	2.34	0.53
Máximo	21.01	9.33	8.64	5.07	4.80	1.25
Mínimo	4.86	2.33	2.26	2.59	1.78	0.07

S	5.47	1.88	2.18	0.68	0.82	0.40
EE	1.58	0.54	0.63	0.20	0.24	0.13
IC95%	3.09	1.06	1.24	0.39	0.46	0.25

Tabla 56. Densidad del aire a 80 m de altura

Nombre de la estación	Elevación (m)	Presión atmosférica (hPa)	Temperatura ambiente (°C)	Constante de gases R*	Densidad
El encano	2910.0	720.9	10.09	288.978	0.881
Sibundoy	2180.0	784.2	14.29	288.971	0.944
Villagarzón	520.0	949.4	23.85	289.216	1.105
Puerto Asís	334.0	970.0	24.93	289.311	1.125
Tagua	233.0	981.3	25.51	289.380	1.135
Puerto Leguizamo	227.0	982.0	25.54	289.385	1.136

Tabla 57. Densidad de potencia eólica a 80 m de altura de las estaciones del IDEAM usando el promedio de potencias

Estaciones	Potencial eólico (W/m ²)					
	Villagarzón	Sibundoy	El Encano	Tagua	P. Leguizamo	P. Asís
Enero	64.61	8.08	11.30	11.83	16.58	1.96
Febrero	60.97	18.21	8.61	11.31	8.61	4.30
Marzo	32.86	11.93	10.12	11.06	6.27	3.38
Abril	19.46	14.67	7.85	13.56	6.72	2.61

Mayo	22.08	13.22	10.81	9.81	8.91	
Junio	16.80	28.76	21.08	9.71	6.24	
Julio	29.45	22.84	27.41	12.76	6.16	2.61
Agosto	72.63	27.49	29.97	9.57	6.83	0.42
Septiembre	66.08	32.35	19.52	8.94	8.54	0.24
Octubre	42.99	16.74	11.07	10.12	7.35	1.43
Noviembre	32.72	15.29	11.14	12.76	7.82	0.67
Diciembre	35.56	19.09	10.65	17.51	8.23	0.71
Promedio	41.35	19.05	14.96	11.58	8.19	1.83
Máximo	72.63	32.35	29.97	17.51	16.58	4.30
Mínimo	16.80	8.08	7.85	8.94	6.16	0.24
S	19.76	7.39	7.58	2.37	2.82	1.37
EE	5.70	2.13	2.19	0.69	0.82	0.43
IC95%	11.18	4.18	4.29	1.34	1.60	0.85

ANEXO 13. Dirección del viento de las estaciones IDEAM

Tabla 58. Muestra de la velocidad y dirección del viento para la estación El Encano

Valores medios de velocidad (m/s) y dirección del viento													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
1985						SE 1.6	SE 2.6	SE 2.5	SE 2.6	NW 2.3	S 0.6	SE 0.8	
1986											W 0.5	NW 0.2	
1987											S 0.7	SE 2.2	
1988	S 0.9	SE 0.6	S 1.6	S 1.1	SE 1.9	SE 1.4	SE 2.5	SE 2.0	SE 1.8	SE 0.2	NW 0.7	NE 0.2	
1989	S 1.4	SE 1.0	N 0.6	S 1.9	SE 2.2	SE 2.1	SE 2.6	SE 1.7	S 3.7	N 1.9	SE 0.7	E 0.3	
1990	S 2.1	S 0.4	S 1.5	S 1.8	SE 2.7		S 2.6	S 1.8	SE 2.3				
1991			S 1.7	S 1.3	SE 1.4	SE 2.0	SE 2.6	SE 3.1	S 2.0	SE 1.5	S 0.5	S 0.5	
1992	S 1.7	SE 0.7		S 1.0	S 1.2	SE 2.3	S 2.6	S 2.2	SE 1.5	SE 1.6	SE 0.0	SE 0.5	
1993	S 0.7	S 0.6		S 1.1	SE 0.9	SE 2.7	SE 2.2	SE 2.1	SE 1.6	SE 1.2	NW 0.6	SE 0.6	
1994	S 0.4	SE 1.1	S 0.8	S 1.0	S 1.0	SE 2.0	S 2.5	S 2.2	SE 2.2	SE 0.7	SE 0.2	SE 0.3	
1995	S 0.9	SE 0.7		S 0.7	SE 1.1	SE 1.7	SE 1.6	S 1.5	SE 1.8	SW 0.7		NE 0.0	
1996	NW 0.4	S 0.4	S 0.7	SW 0.3	S 1.0	SE 1.4	S 2.0	SE 2.0	S 1.2	S 0.2	NW 0.3	SE 1.0	
1997	NW 0.6	SE 0.9	W 0.4	S 1.0	SE 1.8	SE 1.0	SE 2.3	SE 2.6	SE 1.3	SE 1.2	NW 0.3	SE 1.1	

0	1,43	0,95	0,95	0,95	0,48	0,48	0,00	0,00	0,95	6,19
45	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,48
90	1,90	0,00	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		2,38
135	3,33	8,57	12,86	10,00	8,10	6,67	0,48	0,00		50,00
180	3,33	8,10	7,14	5,71	3,81	4,76	0,00	0,48		33,33
225	0,95	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		1,43
270	0,48	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,95
315	2,86	1,43	0,00	0,00	0,48	0,48	0,00	0,00		5,24
Total	14,76	20,00	21,43	16,67	12,86	12,38	0,48	0,48	0,95	100,00

Tabla 60. Frecuencias de la dirección y la velocidad del viento de la estación Villagarzón

Dirección (°)	Frecuencia %							Total
Velocidad (m/s)	0 – 0.5	0.5 – 1	1 – 1.5	1.5 – 2	2 – 2.5	2.5 – 3	Calma	Total
0	1,89	11,32	15,09	18,87	11,32	3,77		62,26
45	0,00	5,66	0,00	0,00	0,00	0,00		5,66
90	1,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		1,89
135	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
180	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
225	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
270	1,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		1,89
315	0,00	13,21	13,21	0,00	1,89	0,00		28,30
Total	5,66	30,19	28,30	18,87	13,21	3,77	0,00	100

Tabla 61. Frecuencias de la dirección y la velocidad del viento de la estación La Tagua

Dirección (°)		Frecuencia %					
Velocidad (m/s)	0 – 0.5	0.5 – 1	1 – 1.5	1.5 – 2	2 – 2.5	Calma	Total
0	2,50	17,50	2,50	0,00	0,00	0,00	22,50
45	2,50	15,00	17,50	5,00	2,50		42,50
90	0,00	5,00	0,00	0,00	0,00		5,00
135	2,50	0,00	0,00	0,00	0,00		2,50
180	7,50	2,50	0,00	0,00	0,00		10,00
225	0,00	2,50	0,00	0,00	0,00		2,50
270	5,00	2,50	2,50	0,00	0,00		10,00
315	2,50	2,50	0,00	0,00	0,00		5,00
Total	22,50	47,50	22,50	5,00	2,50	0,00	100,00

Tabla 62. Frecuencias de la dirección y la velocidad del viento de la estación Puerto Leguizamo

Dirección (°)		Frecuencia %						
Velocidad (m/s)	0 – 0.5	0.5 – 1	1 – 1.5	1.5 – 2	2 – 2.5	2.5 – 3	Calma	Total
0	4,23	4,23	1,41	1,41	1,41	0,00	1,41	14,08
45	2,82	16,90	2,82	2,82	1,41	1,41		28,17
90	2,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		2,82
135	1,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		1,41

180	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
225	2,82	2,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,63
270	14,08	11,27	1,41	1,41	0,00	0,00	0,00	28,17
315	14,08	5,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19,72
Total	42,25	40,85	5,63	5,63	2,82	1,41	1,41	100

Tabla 63. Frecuencias de la dirección y la velocidad del viento de la estación Puerto Asís

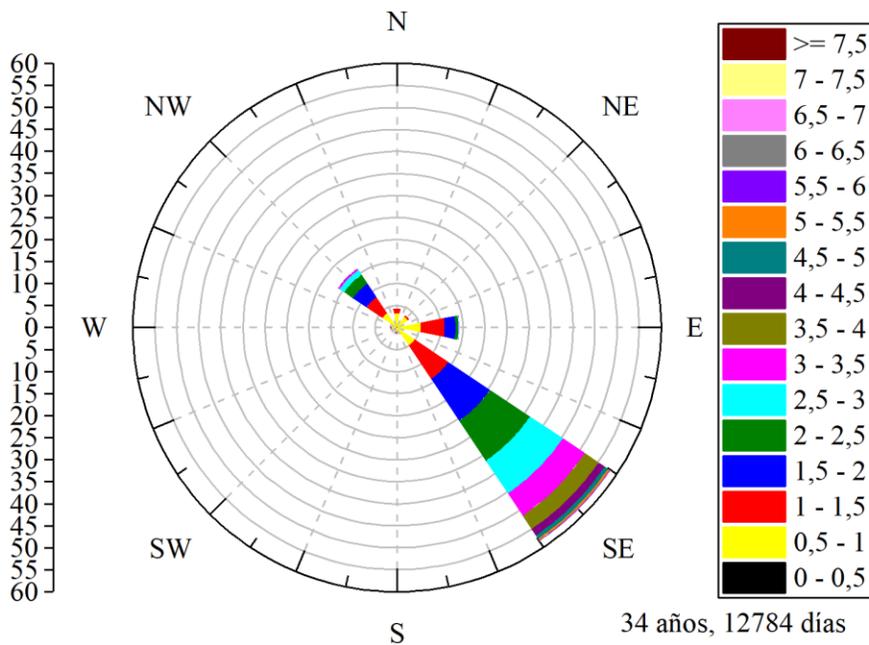
Dirección (°)	Frecuencia %								Total
	0 – 0.5	0.5 – 1	1 – 1.5	1.5 – 2	2 – 2.5	2.5 – 3	3 – 3.5	Calma	
Velocidad (m/s)									
0	0,00	0,00	0,00	0,00	9,09	0,00	0,00	0,00	9,09
45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
90	9,09	0,00	9,09	9,09	9,09	0,00	0,00	0,00	36,36
135	0,00	0,00	9,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,09
180	0,00	18,18	0,00	9,09	9,09	0,00	9,09	0,00	45,45
225	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
270	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
315	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	9,09	18,18	18,18	18,18	27,27	0,00	9,09	0,00	100,0

ANEXO 14. Velocidad, dirección y rosas del viento según los datos de LA NASA

Tabla 64. Promedio anual de la velocidad del viento para la dirección de mayor frecuencia calculado con datos de la NASA para los años 1982 al 2016

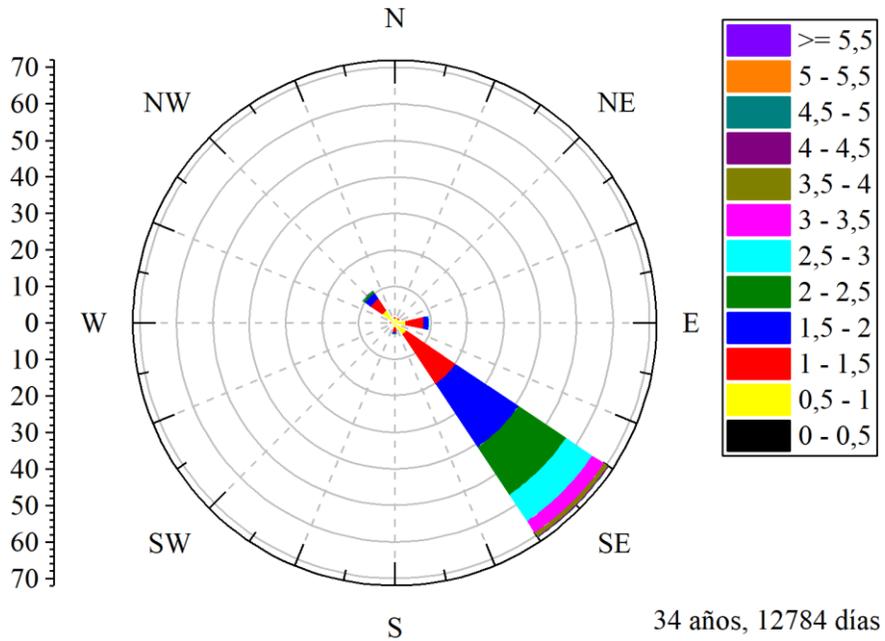
Zona	El Encano	Zonas desde Sibundoy a Villagarzón	Puerto Asís	Puerto Leguizamo y La Tagua
Dirección del viento con mayor frecuencia	SE	SE	E	NE
Promedio de velocidad en la dirección más frecuente (m/s)	2,28	1,95	0,77	0,76

Figura 31. Rosas de viento de El Encano para los años de 1982 al 2016



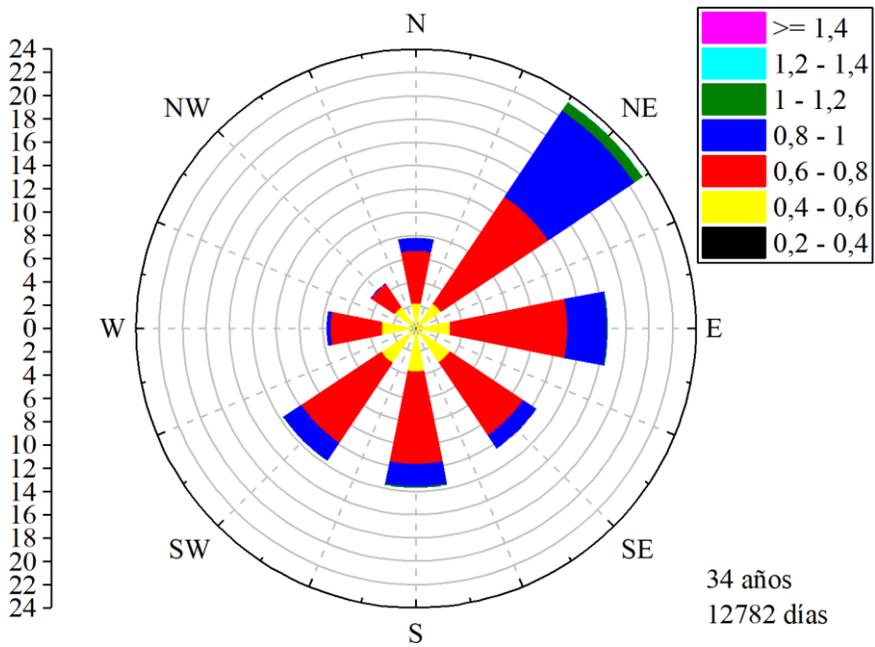
Fuente: Propia

Figura 32. Rosas de viento para las zonas entre Sibundoy y Villagarzón para los años de 1982 al 2016



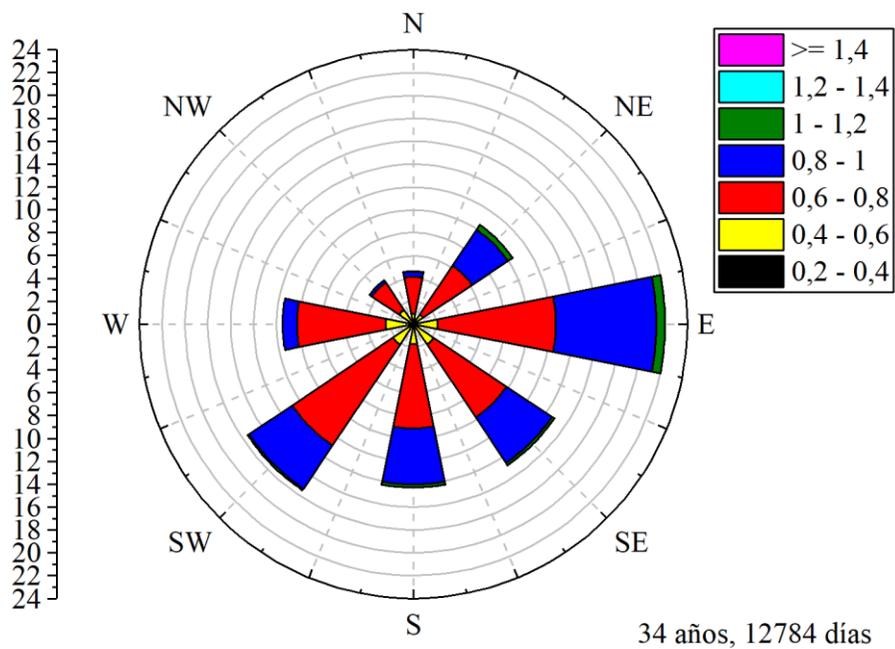
Fuente: Propia

Figura 33. Rosas de viento de La Tagua y Puerto Leguizamo para los años de 1982 al 2016.



Fuente: Propia

Figura 34. Rosas de viento de Puerto Asis para los años de 1982 al 2016.



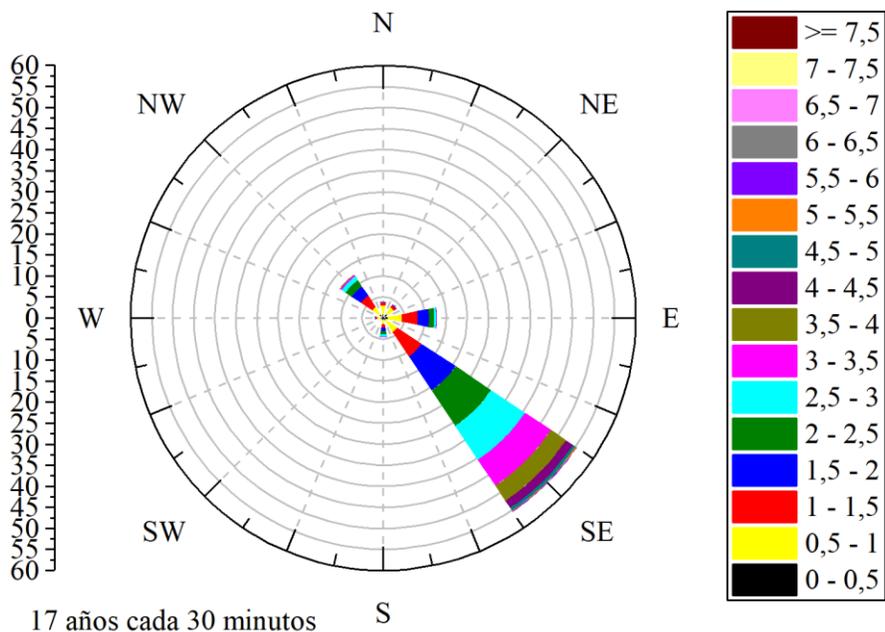
Fuente: Propia

ANEXO 15. Velocidad, dirección y rosas del viento según los datos del NREL

Tabla 65. Promedios mensuales de velocidad del viento reportados por la NREL para los años 1982 al 2016

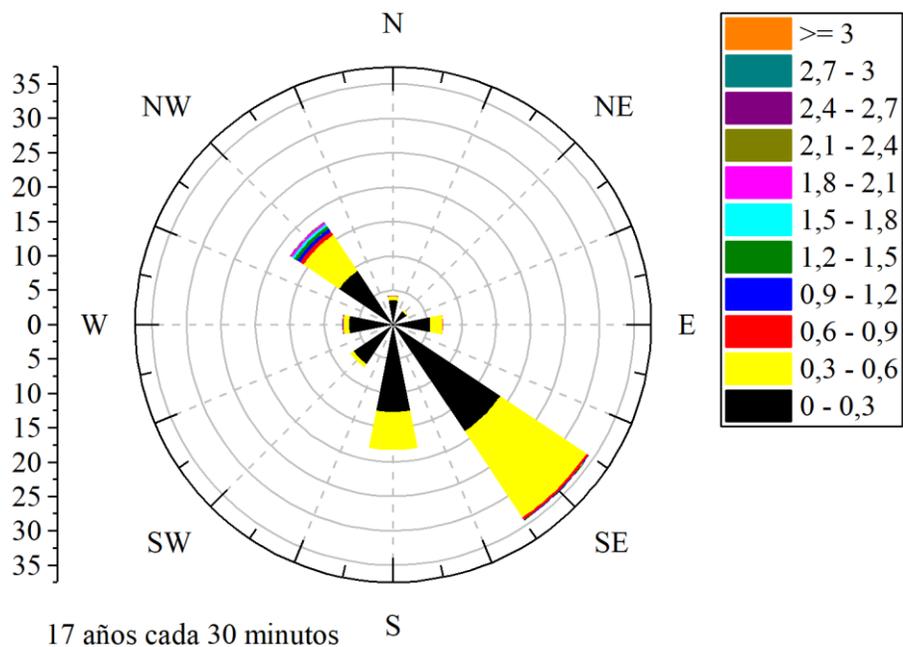
Zona	El Encano	Zonas desde Sibundoy a Villagarzón	Puerto Asís	Puerto Leguizamo y La Tagua
Dirección del viento con mayor frecuencia	SE	SE	SE	S
Promedio de velocidad en la dirección más frecuente (m/s)	2.38	0.28	0.22	0.15

Figura 35. Rosas de viento de El Encano para los años de 1998 al 2015



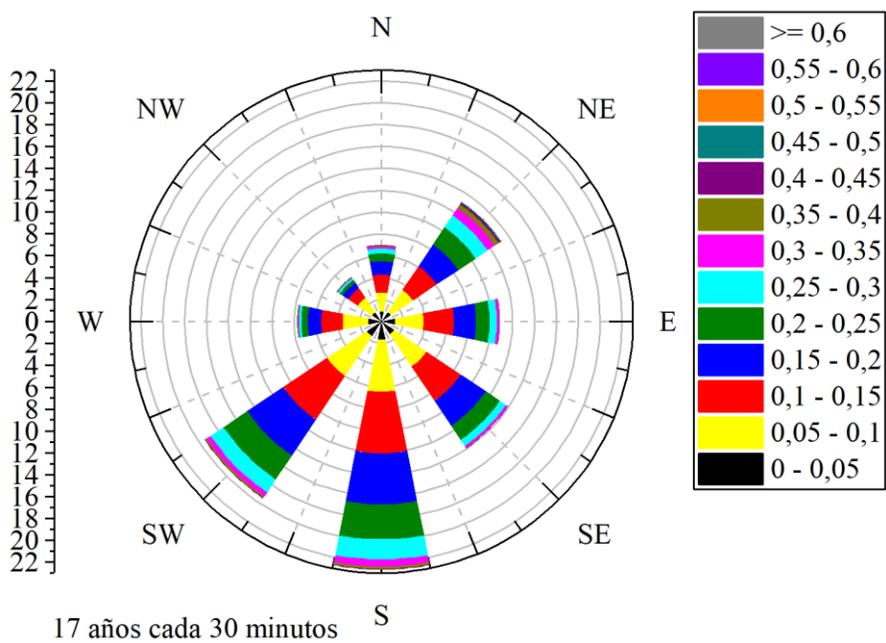
Fuente: Propia

Figura 36. Rosas de viento de Sibundoy y Villagarzón para los años de 1998 al 2015



Fuente: Propia

Figura 37. Rosas de viento de La Tagua y Puerto Leguizamo para los años de 1982 al 2015



Fuente: Propia

ANEXO 16. Energía efectiva producida por sistemas solares y eólicos

Tabla 66. Potencia pico y energía que se puede producir en cada región del Putumayo con una instalación de un sistema de rendimiento promedio

Región	Municipios	Potencia Pico en el Área disponible (MWp)	PR	Irradiación al año $G_a(\alpha, \beta)$ (kWh.día/m ²)	Energía producida (MWh/año)	Energía producida (MWh/año)
Andina	Santiago	3.645	0.636	982.3	2277.4	19421
	Colon	6.525	0.636	982.3	4076.5	
	Sibundoy	15.201	0.636	982.3	9496.5	
	San Francisco	5.716	0.636	982.3	3570.9	
Andina-amazónica	Mocoa	39.745	0.611	1540.8	37425.3	53863
	Villagarzón	17.457	0.611	1540.8	16438.0	
	Puerto Guzmán	5.562	0.606	1904.1	6418.0	150702
Amazónica	Puerto Caicedo	6.089	0.606	1904.1	7025.8	
	Orito	28.683	0.606	1904.1	33096.3	
	Puerto Asís	52.644	0.606	1904.1	60744.2	
	El Guamuez	19.390	0.606	1904.1	22373.8	
	San Miguel	6.485	0.606	1904.1	7483.3	
	Puerto Leguizamo	11.752	0.606	1904.1	13560.8	
Total		218.895			223987	

Tabla 67. Cálculo de energía generada para la zona de la estación del IDEAM Villagarzón

Características del Viento		Turbina Siemens SWT 3.2-113		Turbina Vestas V112/30175	
Velocidad del viento	Probabilidad de la velocidad	Potencia generada	Energía Generada	Potencia generada	Energía Generada
[m/s]	f(v)	(kW)	(kWh/año)	(kW)	(kWh/año)
0,5	0,000133	0	0,00	0	0,00
1,5	0,012886	0	0,00	0	0,00
2,5	0,102954	28	25252,60	11	9920,66
3,5	0,326760	110	314866,31	77	220406,42
4,5	0,420419	255	939132,18	216	795500,20
5,5	0,132874	487	566857,96	426	495855,22
6,5	0,003924	814	27980,08	731	25127,07
7,5	0,000002	1255	26,74	1140	24,29
Total	1		1874115,86		1546833,86