



**VICERRECTORADO DE INVESTIGACIÓN Y
VINCULACIÓN CON LA COLECTIVIDAD**

MAESTRIA EN ENERGÍAS RENOVABLES

IV PROMOCIÓN

TESIS DE GRADO MAESTRIA EN ENERGÍAS RENOVABLES

IV PROMOCIÓN

**TEMA: “CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE UNA
INSTALACIÓN**

**FOTOVOLTAICA EN LA CIUDAD DE QUITO, CON PÉRDIDA
DE EFICIENCIA POR CONTAMINACIÓN AMBIENTAL”**

AUTOR: ING. LOZADA CEVALLOS, BYRON PATRICIO

DIRECTOR: ING. MSc. IBARRA, ALEXANDER

Sangolquí-Ecuador

2015

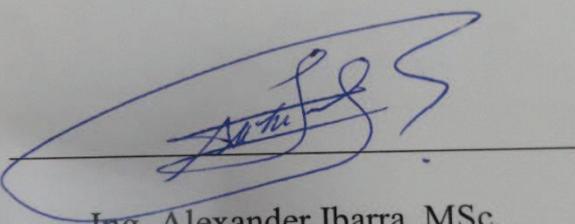
CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR

El suscrito Ing. Alexander Oswaldo Ibarra Jácome MSc., con cédula de identidad No. 1719535427, en calidad de Director de Tesis de la Maestría en Energías Renovables,

CERTIFICA

Que el presente proyecto de grado que lleva como título, **“CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE UN INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN LA CIUDAD DE QUITO, CON PÉRDIDA DE EFICIENCIA POR CONTAMINACIÓN AMBIENTAL”** realizado por el Ingeniero Byron Patricio Lozada Cevallos de nacionalidad ecuatoriana, con cédula de identidad No. 1705566832 requisito para la obtención del título de Magíster en Energías Renovables, IVPromoción de la ESPE, fue desarrollada bajo mi dirección y asesoría. La misma que cumple con los requerimientos científicos, tecnológicos y académicos, razón por la cual autorizo su presentación y defensa.

Sangolquí, 6 de agosto de 2015



Ing. Alexander Ibarra, MSc.

DIRECTOR

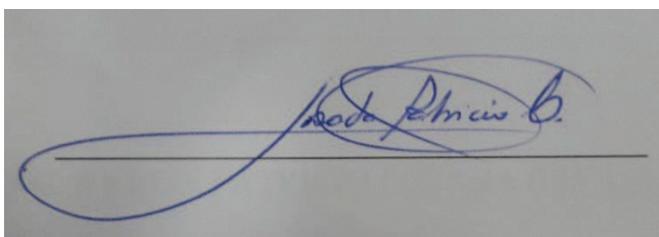
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**BYRON PATRICIO LOZADA CEVALLOS****DECLARA QUE:**

El proyecto de posgrado denominado **“CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE UN INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN LA CIUDAD DE QUITO, CON PÉRDIDA DE EFICIENCIA POR CONTAMINACIÓN AMBIENTAL”** ha sido desarrollado con base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía.

Consecuentemente este trabajo es de mi autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de grado en mención.

Sangolquí, 6 de agosto de 2015



ING. BYRON PATRICIO LOZADA CEVALLOS

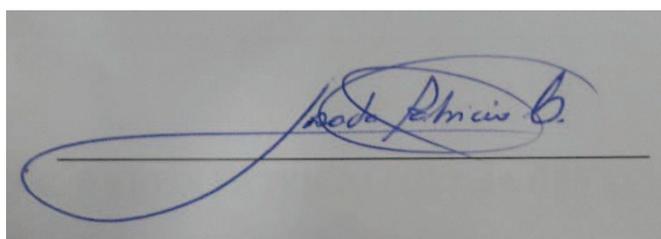
AUTOR

AUTORIZACIÓN

Yo, **BYRON PATRICIO LOZADA CEVALLOS**

Autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE, la publicación, en la biblioteca virtual de la Institución el trabajo titulado “**CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE UN INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN LA CIUDAD DE QUITO, CON PÉRDIDA DE EFICIENCIA POR CONTAMINACIÓN AMBIENTAL**”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y autoría.

Sangolquí, 6 de agosto de 2015



ING. BYRON PATRICIO LOZADA CEVALLOS

DEDICATORIA

Como un reconocimiento el esfuerzo y dedicación, motivados por metas de crecimiento personal a través del conocimiento y su aplicación en el desarrollo de un país con limitación de recursos económicos, pero con amplia disponibilidad de recursos energéticos.

Byron Patricio Lozada Cevallos

agosto, 2015

AGRADECIMIENTO

La oportunidad que un ser supremo ofrece en la vida al ser humano, para el crecimiento personal, social, hace que eleve plegarias de agradecimiento por tanta generosidad; sin olvidar que a través de esas herramientas habrá que responder con solidaridad el conocimiento acumulado, en beneficio de los seres vivos humanos animales y vegetales y con respeto a nuestra única casa grande: el planeta Tierra.

Para la familia, un baluarte poderoso, que motiva el avance y cumplimiento de metas y objetivos.

A los catedráticos de la ESPE, al ofrecer experiencias de conocimiento académico y de vida en este proceso de formación.

Al Sr. Coordinador inicial Ing. José Guasumba por su integridad y desinteresada colaboración.

Al Sr. Director de Tesis, Ing. Alexander Ibarra por su orientación y apoyo para la culminación exitosa de este proceso.

A la Universidad de las Fuerzas Armadas, por su organización y prestación de recursos para la formación académica.

Byron Patricio Lozada Cevallos

agosto, 2015

ÌNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR	i
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	ii
AUTORIZACIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
ÌNDICE DE CONTENIDO	vi
ÌNDICE DE FIGURAS	ix
ÌNDICE DE TABLAS	xiv
RESUMEN	xv
ABSTRACT	xvi
TEMA DE TESIS	xvii
CAPÌTULO I	
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Descripción del problema.....	3
1.3 Objetivos	4
1.3.1 Objetivo General	4
1.3.2 Objetivos Específicos	4
1.4 Alcance	5
1.5 Justificación e importancia.....	5
CAPÌTULO II	
MARCO TEÓRICO	7
2.1 La energía del sol	7
2.2 Efecto fotoeléctrico	13
2.3 Celda solar	14
2.4 Célula fotovoltaica	15
2.4.1. Ecuación característica de una célula fotovoltaica.....	19
2.5 Módulos fotovoltaicos	20
2.5.1 Factores que afectan a la característica I-V del panel fotovoltaico ..	23
2.5.2 Energía generada en una instalación fotovoltaica serie	28
2.5.3 Energía generada en una instalación fotovoltaica paralelo.....	29
2.5.4 Pérdidas en una Instalación Fotovoltaica	30

2.5.4.1	Pérdidas por Temperatura	30
2.5.4.2	Pérdidas por Conexión (Mismatch).....	33
2.5.4.3	Pérdidas por Sombras.....	33
2.5.4.4	Pérdidas por Polvo y Suciedad.....	33
2.5.4.5	Pérdidas Angulares.....	33
2.5.4.6	Pérdidas Espectrales	33
2.5.5	Eficiencia de paneles fotovoltaicos	34
2.5.6	Caracterización de Paneles Fotovoltaicos	38
2.6	Estaciones Meteorológicas	40
2.6.1	Recolección de datos	42
2.7	Sistema de Adquisición de Datos.....	43
2.7.1	Métodos de Adquisición de las Variables Meteorológicas.....	44
2.8	Análisis teórico del recurso	45
CAPÍTULO III		
ESTADO DEL ARTE		54
3.1	Índice quiteño de la calidad del aire, IQCA	54
3.2	Modelo de estimación de la radiación solar global en el sitio de investigación, DMQ.....	65
CAPÍTULO IV_Toc427610744		
DESARROLLO EXPERIMENTAL		69
4.1	Equipos.....	69
4.2	Instalaciones	70
4.3	Señales.....	71
4.4	Microestación Meteorológica implementada	71
4.4.1	Anemómetro NRG 40C	72
4.4.2	Sensor de Dirección del Viento NRG 200P.....	72
4.4.3	Sensor de temperatura LM35.....	73
4.4.4	Sensor de Presión Barométrica MPX4115A.....	74
4.4.5	Sensor de Humedad Relativa HIH-4030.....	75
4.4.6	Sensor de Precipitaciones Novalynx Rain Gauge –Tipping Bucket...	76
4.4.7	Sensor de Corriente ACS712 -20 a +20 Amperios.....	77
4.4.8	Sensor de Radiación Solar LI-COR 200SZ	77
4.5	Protocolo experimental de captura de datos, almacenamiento de datos	79

4.6	Acondicionamiento señal sensores.....	79
4.7	Calibración sensores meteorológicos, eléctricos.....	80
4.7.1	Sensor de temperatura LM35.....	81
4.7.2	Sensor de Humedad Relativa HIH 4030.....	82
4.7.3	Sensor de Presión Barométrica MPX 4115 A.....	83
4.7.4	Sensor de Velocidad de Viento, Anemómetro NRG 40 C.....	85
4.7.5	Sensor de Dirección de Viento, Veleta NRG 200 P.....	85
4.7.6	Sensor de Radiación Solar Global, Piranómetro LI-COR LI 200 SZ	85
4.7.7	Sensor de Precipitación Lluvia Novalynx Rain gauge–Tipping Bucket	86
4.7.8	Sensor de Corriente ACS 712 20 Amperios.....	86
4.8	Procesamiento de información.....	91
4.9	Análisis y resultados.....	92
4.10	Datos Estadísticos Meteorológicos.....	94
4.11	Datos estadísticos eléctricos.....	116
4.12	Caracterización Panel Fotovoltaico SUNSET PX1206.....	119
CAPITULO V		
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		125
5.1	Conclusiones.....	125
5.2	Recomendaciones.....	127
BIBLIOGRAFÍA.....		128
ANEXOS		

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Energía que ingresa a la Tierra en promedio cada año	7
Figura 2. Espectro electromagnético.....	8
Figura 3. Distribución espectral de la constante solar en la longitud de onda de 0.1 a 10 μm	9
Figura 4. Esfera celeste, aparente trayectoria del sol, ángulo declinación del sol.	10
Figura 5. Movimiento Tierra anti horario alrededor del sol en su órbita elíptica	10
Figura 6. Dispersión de radiación incidente sobre partículas esféricas.	11
Figura 7. Proceso de Reflexión atmosférica.	11
Figura 8. Modelo de una célula fotovoltaica conectada a una carga	16
Figura 9. Modelo eléctrico de dos exponenciales de una célula fotovoltaica.....	17
Figura 10. Modelo eléctrico de una exponencial de una célula fotovoltaica.....	18
Figura 11. Modelo eléctrico simplificado de una célula fotovoltaica.....	19
Figura 12. Esquema de conexionado eléctrico de un módulo fotovoltaico	20
Figura 13. Curva Característica V-I, V-P para una radiación determinada	20
Figura 14. Características V-I de un Panel FV con varios niveles de Irradiancia	22
Figura 15. Efecto de la irradiancia sobre la característica I-V del panel fotovoltaico BP SX-60	24
Figura 16. Efecto de la temperatura de trabajo sobre la curva V-I de un Panel FV. .	25
Figura 17. Efecto de la temperatura de trabajo sobre la curva V-I, Panel VBMS250AE02.	25
Figura 18. Efecto de la temperatura de trabajo sobre la curva V-P en un panel FV..	26
Figura 19. Curva característica conexión serie paneles fotovoltaicos	29
Figura 20. Curva característica conexión paralelo paneles fotovoltaicos	30

Figura 21. Eficiencia de paneles fotovoltaicos en condiciones de Laboratorio	36
Figura 22. Estación Meteorológica típica	41
Figura 23. Esquema Estación Meteorológica.....	41
Figura 24. Recolección de datos Meteorológicos	43
Figura 25. Métodos de Adquisición de Datos Meteorológicos.....	44
Figura 26. Ubicación sitio de investigación en la ciudad de Quito.....	45
Figura 27. Ubicación sitio de investigación en la ciudad de Quito.....	46
Figura 28. Mapa de Isorradiación Ecuador	47
Figura 29. Pantalla Software ISOCAD	47
Figura 30. Insolación Global Promedio Ecuador.....	48
Figura 31. Software datos meteorológicos NASA.....	48
Figura 32. Ejemplo de publicación del IQCA.....	57
Figura 33. Concentraciones mensuales máximas de partículas sedimentables (mg/cm^2 durante 30 días) año 2013	58
Figura 34. Concentraciones máximas mensuales de partículas sedimentables año 2013.....	59
Figura 35. Tendencias sedimento (mg/cm^2) durante 30 días 2006-2012 estaciones críticas.	59
Figura 36. Concentraciones medias mensuales de PM_{10} ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) y máximos durante el año 2013.....	60
Figura 37. Tendencias para PM_{10} ($\mu\text{g}/\text{cm}^3$) percentil 98 del promedio 24 horas y anual.	61
Figura 38. Tendencias para $\text{PM}_{2,5}$ ($\mu\text{g}/\text{cm}^3$) percentil 98 del promedio 24 horas y anual.	61
Figura 39. Tendencias CO (mg/m^3) máximo promedio octohorario	62
Figura 40. Análisis de la Radiación Global Solar en el DMQ, 2013 y plurianual.....	62
Figura 41. Análisis de la Temperatura en el DMQ, 2013 y plurianual.....	63

Figura 42. Análisis de la Precipitación en el DMQ, 2013 y plurianual	63
Figura 43. Análisis de la Presión Barométrica en el DMQ, 2013 y plurianual.....	64
Figura 44. Análisis de la Velocidad de vientos en el DMQ, 2013 y plurianual.....	64
Figura 45. Microestación Meteorológica Instalada en el centro norte de Quito	71
Figura 46. Anemómetro NRG 40C.	72
Figura 47. Veleta dirección viento NRG 200P.	73
Figura 48. Anemómetro NRG40C y Veleta dirección viento NRG 200P instalados.	73
Figura 49. Sensor temperatura LM35	74
Figura 50. Sensor presión atmosférica MPX4115	75
Figura 51. Sensor Humedad Relativa HIH-4030	75
Figura 52. Sensor Humedad Relativa HIH-4030, Presión Barométrica MPX4115A, Temperatura Ambiental LM35	76
Figura 53. Pluviómetro Novalynx Rain Gauge-Tipping Bucket	76
Figura 54. Sensor de Corriente ACS712.....	77
Figura 55. Piranómetro LI-COR 220 SA.	78
Figura 56. Piranómetro LI-COR 200 SA instalado.....	78
Figura 57. Sistema de Adquisición de datos con pre acondicionamiento señales	79
Figura 58. Divisor voltaje resistivo.....	80
Figura 59. Circuito medición temperatura en °Celsius	81
Figura 60. Respuesta Voltaje salida - %Humedad Relativa sensor HIH 4030	82
Figura 61. Circuito típico sensor MPX 4115 SA	83
Figura 62. Gráfico Voltaje salida- Presión absoluta en kPa sensor MPX 4115 SA... ..	84
Figura 63. Respuesta espectral Piranómetro LI-COR 200SZ, con distribución energía en espectro solar.....	86
Figura 64. Gráfico Voltaje Salida-Intensidad corriente sensor ACS712.	87
Figura 65. Circuito típico Módulo ACS712.....	88

Figura 66. Características Panel Fotovoltaico SUNSET PX1206	89
Figura 67. Especificaciones técnicas Panel Fotovoltaico SUNSET PX1206	90
Figura 68. Carga resistiva acoplada al panel fotovoltaico SUNSET PX1206	91
Figura 69. Oficina para procesamiento información.....	91
Figura 70. Pieza de algodón antes de efectuar la limpieza de una pequeña sección del panel fotovoltaico.....	93
Figura 71. Pieza de algodón después de efectuar la limpieza de una pequeña sección del panel fotovoltaico	94
Figura 72. Radiación Solar Promedio medida en Microestación Meteorológica.	95
Figura 73. Temperatura Ambiental Promedio Mensual medida en Microestación Meteorológica.	96
Figura 74. Humedad Relativa Promedio Mensual medida en Microestación Meteorológica.	96
Figura 75. Lluvia mensual acumulada medida en Microestación Meteorológica.	97
Figura 76. Velocidad Viento Promedio Mensual medida en Microestación Meteorológica.	97
Figura 77. Histograma de Velocidades Medias Horarias medida en Microestación Meteorológica.	98
Figura 78. Rosa de Vientos marzo 2015 medida en Microestación Meteorológica.	98
Figura 79. Histograma de Velocidades Medias Horarias, abril 2015 medido en Microestación Meteorológica.	99
Figura 80. Rosa de Vientos abril 2015 medida en Microestación Meteorológica.	99
Figura 81. Rosa de Vientos Mensual medida en Microestación Meteorológica. ...	100
Figura 82. Dirección Promedio mensual del viento medida en Microestación Meteorológica.	100
Figura 83. Relación H/Ho vs n/N, marzo 2015.....	109
Figura 84. Relación H/Ho vs n/N, abril 2015.	109

Figura 85. Relación H/H_o vs n/N , mayo 2015.....	109
Figura 86. Relación H/H_o vs n/N , periodo investigación.....	110
Figura 87. Radiación global horizontal medida durante los días de marzo 2015. ...	110
Figura 88. Radiación global horizontal medida durante los días de abril 2015.....	111
Figura 89. Radiación global horizontal medida durante los días de mayo 2015.	112
Figura 90. Circuito eléctrico caracterización panel fotovoltaico	119
Figura 91. Carga/descarga condensadores circuito caracterización panel FV	120
Figura 92. Osciloscopio digital BK 5100, 100 Mhz	121
Figura 93. Instalación completa	122
Figura 94. Curva característica I-V panel SUNSET PX1206.....	123
Figura 95. Curva característica panel SUNSET PX1206.....	124

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Modelos de Regresión lineal	52
Tabla 2	Estaciones automáticas de la RAUTO.....	55
Tabla 3	Límites numéricos de categorías del IQCA.....	56
Tabla 4	Expresiones matemáticas para el cálculo del IQCA.....	56
Tabla 5	Resumen datos radiación calculados, marzo 2015.....	102
Tabla 6	Resumen datos radiación calculados, abril 2015.....	103
Tabla 7	Resumen datos radiación calculados, mayo 2015	104
Tabla 8	Resumen cálculo errores estadísticos, modelo normal.....	106
Tabla 9	Cálculo Índice de Calidad del Aire en la ciudad de Quito.	107
Tabla 10	Resumen cálculo errores estadísticos, con IQCA=45.	108
Tabla 11	Datos Radiación Solar Global sobre superficie horizontal, sitio de investigación.....	114
Tabla 12	Datos cálculo Radiación solar sobre superficie inclinada (15°), sitio investigado.....	115
Tabla 13	Corriente y Voltaje Máximos generados en el panel fotovoltaico SUNSET PX1206, inclinación 15°.	116
Tabla 14	Radiación solar global sobre panel fotovoltaico SUNSET PX1206, inclinación 15°.	117
Tabla 15	Resumen eficiencia real panel fotovoltaico SUNSET PX1206.....	118

RESUMEN

La atenuación de la radiación global solar incidente sobre Quito y particularmente sobre una instalación fotovoltaica, causada por la contaminación atmosférica, fue investigada, comparando la radiación solar medida, con un cálculo teórico en base al modelo empírico de Angström-Prescott. Durante marzo, abril, mayo de 2015 se midieron en el sitio con latitud geográfica -0.174 radiación solar global: 310w/m^2 , 336w/m^2 , 309w/m^2 ; temperatura ambiente: 12°C , 13°C , 13°C (06:00 a 18:00); humedad relativa 55%, 52%, 51 %; velocidad del viento: 0.84m/s , 0.91m/s , 0.86m/s ; dirección del viento: 164° , 160° , 174° ; lluvia acumulada 259mm, 116mm, 42mm (00:00 a 24:00) respectivamente.

Del modelo empírico en la ecuación de Angström, se encontraron los coeficientes **a** y **b**: 0.000804 y 1.151; -0.0029 y 1.1947; 0.0106 y 0.9323 para cada mes y se calculó la radiación solar. El desempeño del modelo se determinó comparando los valores de radiación medidos con valores calculados, en términos estadísticos de errores RMSE, MBE, MPE cuyos resultados fueron: 1.2%, 0, -0.031; 5%, 0.001, -0.005; 5%, 0.001, -0.027 respectivamente.

El IQCA calculado fue de 45, que empleado en una ecuación de Angström modificada, generó 4 coeficientes **a**, **b,c,d** para cada mes de estudio.

La correlación entre valores medidos y calculados en los modelos normal y modificado fue alta; la discrepancia entre ambos valores puede indicar la presencia de contaminación ambiental. Los modelos planteados pueden usarse para predecir radiación global solar en lugares con características climáticas similares a Quito.

El panel fotovoltaico empleado tiene una eficiencia teórica de 14,3% y eficiencia calculada de 13,4%.

PALABRAS CLAVE:

- RADIACIÓN SOLAR
- ATENUACIÓN RADIACIÓN SOLAR
- CONTAMINACIÓN AMBIENTAL
- ECUACIÓN DE ANGSTRÖM-PRESCOTT
- INDICE CALIDAD AIRE QUITO (IQCA)

ABSTRACT

The attenuation of solar radiation incident on Quito and particularly on a photovoltaic system, caused by air pollution was investigated by comparing the solar radiation measured with a theoretical calculation based on the empirical model of Angstrom-Prescott. During March, April, May 2015 were measured on site with geographic latitude -0.174 global solar radiation: 310w/m^2 , 336w/m^2 , 309w/m^2 ; temperature: 12°C , 13°C , 13°C (6:00 to 18:00); relative humidity 55%, 52%, 51%; wind speed: 0.84m/s , 0.91m/s , 0.86m/s ; wind direction: 164° , 160° , 174° ; cumulative rainfall 259mm, 116mm, 42mm (00:00 to 24:00) respectively.

In empirical model with Angstrom equation, **a** and **b** coefficients were found: 0.000804 and 1.151; -0.0029 and 1.1947; 0.0106 and 0.9323 for each month and solar radiation was calculated. Model performance was determined by comparing the measured radiation values calculated statistically RMSE error, MBE, MPE securities whoseresults were: 1.2%, 0, -0031; 5%, 0.001, -0.005; 5%, 0.001, -0.027 respectively.

The calculated IQCA was 45, which employed in a modified Angstrom equation, generated 4 coefficients **a**, **b**, **c**, **d** for each study month.

The correlation between measured and calculated values in the normal and modified models was high; the discrepancy between the two values can indicate the presence of environmental pollution. The proposed models can be used to predict global solar radiation in areas with climatic conditions similar to Quito city,

The photovoltaic panel used has the theoretical efficiency of 14.3% and real of 13.4%.

KEYWORDS:

- SOLAR RADIATION
- ATTENUATION OF SOLAR RADIATION
- POLLUTION
- ANGSTRÖM PRESCOTT EQUATION
- QUITO AIR QUALITY INDEX

CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE UN INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN LA CIUDAD DE QUITO, CON PÉRDIDA DE EFICIENCIA POR CONTAMINACIÓN AMBIENTAL

La radiación solar es atenuada mientras viaja por la atmósfera, debido a la absorción por diferentes moléculas, partículas, difracción, reflexión solar, vapor de agua y otros contaminantes. La estimación de la radiación solar en ambientes contaminados a través de modelos empíricos, puede tener una aplicación rápida y económica; esta radiación solar atenuada, al incidir sobre una instalación fotovoltaica generará una potencia más baja que la real indicada por el fabricante; conocer este efecto en la generación de energía puede permitir optimizar diseños fotovoltaicos con razonable exactitud. La radiación solar se puede estimar conociendo en el sitio la humedad relativa, días de lluvia, evaporación, temperatura ambiente, etc os; pero el parámetro más usado es la duración de horas de brillo solar, empleado precisamente en esta investigación.

Estimada la radiación solar global a través de ecuaciones mensuales y trimestrales, tanto en la ecuación básica de Angström como en una modificación de la misma aplicando el concepto de Índice de calidad del Aire de la ciudad de Quito, se comparó esa estimación con los valores medidos de radiación solar global en un proceso de validación a través de rutinas estadísticas.

Esta investigación se desarrolló en el: Capítulo I mencionando antecedentes, objetivos, alcances; Capítulo II con el marco teórico con información de la energía del sol, efecto fotoeléctrico, módulos fotovoltaicos, pérdidas, estaciones meteorológicas, análisis del recurso solar; Capítulo III definiendo el estado del arte actual, Capítulo IV con el desarrollo experimental, componentes de una Instalación Fotovoltaica, componentes de una Instalación Meteorológica, protocolos de captura de datos, acondicionamiento de señales, calibración sensores, procesamiento de la información, generación bases de datos, caracterización panel fotovoltaico para evaluar su eficiencia real versus la teórica; Capítulo V con las conclusiones resultado de la investigación y recomendaciones.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Generalidades

Las fuentes de energías renovables están empezando a utilizarse en el Ecuador en su cambio de matriz energética y particularmente la Energía Fotovoltaica; por eso es exigente un amplio conocimiento del recurso solar promedio que se dispone en las diferentes zonas del país, para poder diseñar adecuadamente una instalación generadora de electricidad empleando paneles fotovoltaicos. El conocimiento del recurso solar también es muy útil para calentamiento de agua, calefacción de ambientes, estimar el rendimiento de las cosechas, desarrollar diseños apropiados para el secado de productos vegetales, estrategias de irrigación, etc.

El desarrollo tecnológico e industrial, que satisface las necesidades del hombre y mejoran su calidad de vida, han provocado un gran desequilibrio en la naturaleza, debido a la contaminación ambiental, no habiendo hasta la actualidad consensos mundiales que permitan controlarlo. Contaminación provocada por la emanación a la atmósfera de material particulado (MP), compuestos químicos, aerosoles, cenizas, compuestos resultado de la combustión de combustibles fósiles, que pueden atenuarla radiación solar que incide sobre la superficie terrestre, así como provocar daños en la salud humana, como enfermedades respiratorias, envenenamientos, pérdida de visibilidad, deterioro de materiales.

Las mediciones de radiación solar son la fuente de información más apropiadas para determinar la radiación solar incidente sobre superficies planas y con artificios geométricos y matemáticos se puede encontrar la radiación sobre superficies inclinadas (Duffie y Beckman, 1991; IQBAL, 1983). Sin embargo esta información de radiación solar no siempre está disponible, sea por ausencia de datos o por limitaciones económicas de las entidades gubernamentales y privadas para implementar estaciones de monitoreo; por lo que se puede recurrir a estimaciones teóricas haciendo uso de correlaciones empíricas de radiación solar, que junto a la información de algunas variables meteorológicas (temperatura, velocidad del viento, precipitaciones, humedad relativa) se encuentren valores instantáneos, promedio horario, promedio diario, promedio mensual, promedio anual de radiación solar.

Al momento en sitios específicos de la web, para los diseñadores de instalaciones fotovoltaicas, están disponibles varias fuentes de información con datos meteorológicos; así tenemos herramientas computacionales como la European Solar Radiation Atlas (ESRA), con aplicaciones que permiten el diseño de instalaciones fotovoltaicas en cualquier parte del mundo, Meteotest de Switzerland, RetScreen International desarrollado entre Canadá y Estados Unidos, Surface Meteorology and Solar Energy de la NASA, CENSOL, ISF, ISOL, etc.

También en la web se pueden encontrar metodologías interactivas, las cuales le permiten al usuario obtener sus propios requerimientos de datos climáticos. El proyecto SoDa es un buen ejemplo de este recurso.

Un estudio de estimación de radiación solar puede ser hecho con:

- Empleo de datos de estaciones próximas
- Interpolación de valores a partir de medidas de la radiación solar de otras estaciones.
- Modelos de interpolación que tienen en cuenta la topografía.
- Modelos de tratamiento de imágenes de satélite.
- Modelos empíricos.

En algunos casos puede necesitarse conocer detalladamente los componentes de la radiación solar: radiación directa y difusa.

1.2 Descripción del problema

La ciudad de Quito tiene altos niveles de radiación solar, pero también presenta una importante contaminación ambiental. Los rápidos crecimientos poblacionales de la ciudad, incremento del parque automotor, empleo de combustibles de baja calidad, bajo control de la contaminación ambiental, desarrollo económico del área urbana, han causado la degradación de la calidad del aire. La degradación de las condiciones del aire se ha dado por acumulación de partículas sólidas, compuestos químicos y aerosoles que afectan la eficiencia de los paneles fotovoltaicos con la pérdida de energía generada, al producirse deposiciones de finas partículas de polvo sobre la cara del panel y por atenuación de la radiación global debido a partículas de aerosol y agua; en otras palabras debido a la turbiedad de la atmósfera (Hamdan, 1993). La atenuación de la radiación solar global sobre la superficie terrestre puede ser un indicativo de la concentración de contaminantes en la atmósfera. Por esto se requiere dimensionamientos particulares de instalaciones fotovoltaicas en las condiciones de polución atmosférica actual.

La intensidad de radiación solar global sobre la superficie de terrestre es el principal parámetro que afecta la salida de los paneles fotovoltaicos, pero también hay otros factores secundarios que reducirán la producción de energía en los paneles en un tiempo determinado: temperatura del panel fotovoltaico, ángulo de incidencia de la radiación, distribución espectral, incertidumbres de la fabricación, envejecimiento del panel, pérdidas de acoplamiento (Kaldellis, 2010).

El primer paso en esta investigación fue el Monitoreo de Parámetros Ambientales desde una Estación Meteorológica, implementada con sensores específicos y un sistema de Adquisición de datos a través de un Datalogger, y el Monitoreo de Datos Eléctricos de una Instalación Fotovoltaica instalada junto a la Microestación Meteorológica. La instalación fotovoltaica fue un panel fotovoltaico con inclinación de 15° para evitar acumulación de polvo y suciedad y un grupo de cargas resistivas. Las dos instalaciones estuvieron ubicadas en el centro norte de la ciudad de

Quito monitoreando: Radiación Solar Global, Temperatura Ambiente, Velocidad del Viento, Dirección del Viento, Humedad Relativa, Presión Barométrica, Pluviosidad, Temperatura Panel Fotovoltaico, Intensidad de Corriente Eléctrica generado en el panel fotovoltaico (FV), Voltaje generado en el Panel FV.

La segunda parte de la investigación fue la estimación de la radiación solar global empleando un modelo empírico. Los resultados estimados con el modelo teórico, se compararon con los datos medidos en la Microestación Meteorológica y con la información del Mapa Solar del Ecuador y ciudad de Quito, con el propósito de validar los cálculos en el sitio de investigación.

La tercera parte de la investigación, teniendo datos de corriente y voltaje generados en el panel fotovoltaico, fue la obtención de la eficiencia del panel fotovoltaico y comparación con la eficiencia teórica.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Realizar el análisis del comportamiento energético de una instalación fotovoltaica en la ciudad de Quito, manteniendo un ángulo de inclinación de acuerdo a la estación climática invierno o verano, bajo condiciones atmosféricas inestables.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Realizar el estudio de la radiación solar en la ciudad de Quito, zona centro norte (sector La Gasca).
- Implementar la Instalación Solar Fotovoltaica con un mecanismo de variación del ángulo de inclinación.
- Monitoreo de datos eléctricos y meteorológicos usando un sistema automático de adquisición de datos.
- Estimar la Radiación Solar Global en el sitio de interés, considerando presencia y no presencia de contaminación ambiental, con modelos empíricos de regresión tanto en la expresión normal como en la expresión modificada de Angström –Prescott;obteniendo previamente el Índice de Claridad y los coeficientes de regresión para cada caso.

- Determinar las condiciones óptimas de la experimentación para caracterizar la instalación FV.

1.4 Alcance

- Desarrollar un modelo energético que permita estudiar cada uno de los parámetros Eléctricos y Meteorológicos de una Instalación Fotovoltaica Móvil.
- Elaborar curvas características del sistema, a un determinado ángulo de inclinación y orientación del panel FV, dependiente de la época climática del año.
- Encontrar un Modelo de Estimación de la Radiación Global para el sitio de investigación y contrastarlo con los valores medidos y con el mapa solar de la ciudad de Quito.

1.5 Justificación e importancia

El Ecuador gasta alrededor de dos mil millones de dólares anuales en subsidios de combustibles, valor que se quiere disminuir con el cambio de matriz productiva y energética a través del empleo de energías renovables para usos energéticos, reemplazando parcialmente el consumo de energías fósiles. Una de las tecnologías que facilitará este cambio es la energía fotovoltaica con generación eléctrica usando paneles solares.

Conocer la eficiencia real del panel fotovoltaico, en ambientes con contaminación ambiental como el de la ciudad de Quito y orientación e inclinación dependiente de la etapa climática, ofrecerá datos que optimicen los diseños de estas instalaciones para la generación eléctrica, considerando que al momento los dimensionamientos de instalaciones fotovoltaicas se han venido ejecutando con datos teóricos y también como resultado de la caracterización del panel en la cual se evalúan los parámetros eléctricos reportados por el fabricante en condiciones normales de operación, versus la operación del panel en condiciones reales; es decir diferentes magnitudes de temperatura ambiental, humedad relativa, velocidad del viento.

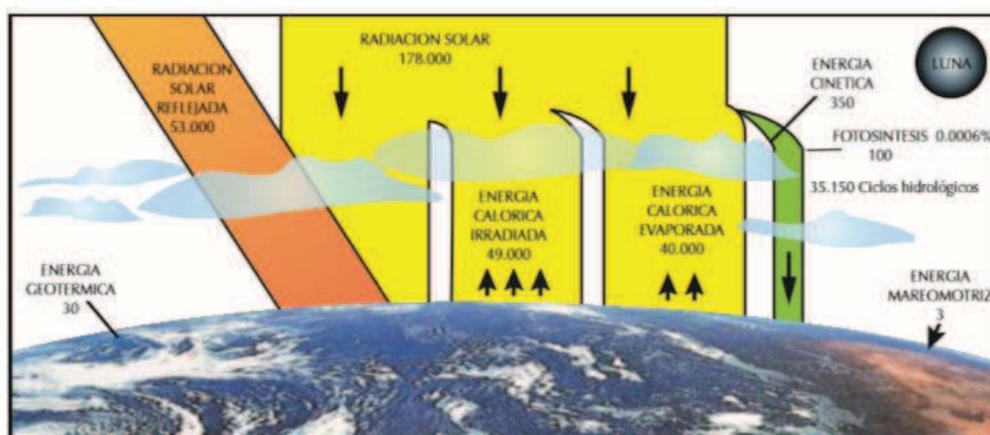
Con la determinación del Índice de Claridad del sitio de estudio, se puede hacer la estimación de la radiación global empleando el modelo empírico de Angström-Prescott, a partir de mediciones reales de radiación solar global, de la cual se plantearán ecuaciones empíricas para estimaciones diarias, mensuales o anuales de este parámetro ambiental. Modelo que puede extrapolarse a otras zonas de la ciudad y del país con características idénticas al sitio investigado, cuando no se disponga de este tipo de datos; artificio que permitirá diseños rápidos y económicos de proyectos fotovoltaicos sin pérdida importante de exactitud.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 La energía del sol

El sol emite radiación electromagnética en el espacio en cantidades enormes, una parte de aquella se dispersa en el espacio exterior, otra se dirige a los planetas que incluye la Tierra; una fracción de la que llega a la Tierra sirve para calentarla, definir su sistema climático y generar la vida. La Figura 1 indica la cantidad de energía en promedio que ingresa a la Tierra anualmente.



Energía que ingresa a la tierra en promedio cada año, expresada en teravatios-año (TW-año). Según Davis Ged, 1990

Figura 1. Energía que ingresa a la Tierra en promedio cada año
Fuente: Atlas Solar del Ecuador

La radiación solar es generada por procesos de fusión nuclear en el interior del sol; la cantidad de energía inmersa en la radiación depende de la longitud de onda emitida. El sol emite radiación electromagnética en todas las longitudes de onda existentes (Figura 2); así tenemos luz visible, luz infrarroja, luz ultravioleta. La luz visible la conforman los colores rojo, naranja, amarillo, verde, azul y violeta (rango 0.43 μm a 0.69 μm); luz infrarroja en el rango 0.7 μm a 0.5 μm ; luz ultravioleta en el rango 0.3 μm a 0.4 μm .

El sol emite casi 1366 vatios de potencia sobre un área de 1 m^2 en forma de radiación electromagnética en el tope de la atmósfera terrestre, considerada a 100 km de su superficie, donde la densidad de la atmósfera se considera nula (Kambezidis, 2012). Este valor considerado como constante solar ha tenido modificaciones, variando desde 1353 w/m^2 , luego a 1377 w/m^2 , después a 1367 w/m^2 y al momento 1366.1 w/m^2 .

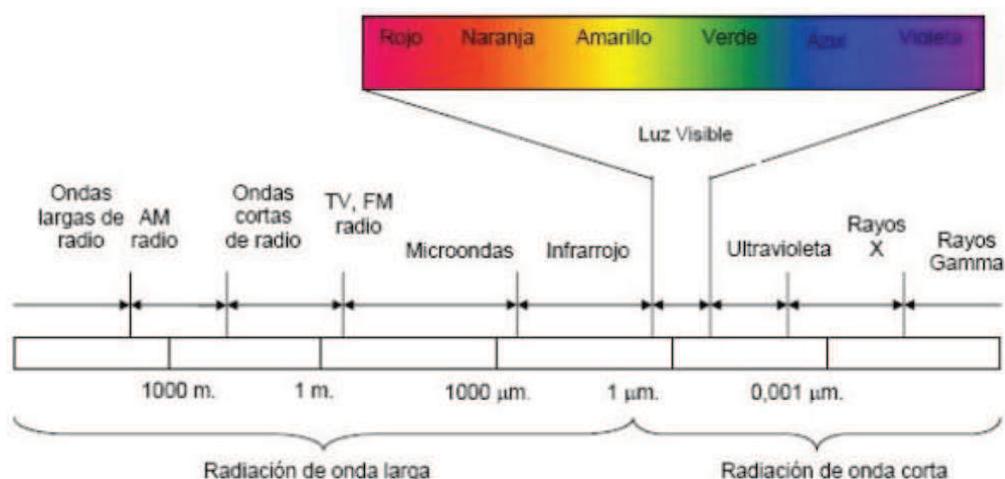


Figura 2. Espectro electromagnético
Fuente: Camargo Carvajal & Dallos Castellanos

La longitud de onda de la energía proveniente del sol está en el rango de 0.3 a 3 μm y es usualmente definida como:

$$I_g = \int_{0.3 \mu\text{m}}^{3 \mu\text{m}} I(\lambda) d\lambda \quad (2.1)$$

I) Irradiancia espectral

Radiación solar se define el rango de longitudes de onda entre 0.1-1000 μm , o sea desde el inicio de la UV (100 nm) hasta el fin de la IR (1 mm); la luz visible está confinada en el rango 400-700 nm. El 98 % de la energía solar está contenida en la región 0.3-3,0 μm ; es la razón por la que todos los piranómetros miden este rango espectral. (Figura 3).

Cada localidad de la Tierra recibe diferente cantidad de energía a través de todo el año, debido a la geometría de la órbita de la Tierra alrededor del sol, a la absorción, dispersión de la radiación solar por su atmósfera.

La excentricidad de la órbita de la Tierra, la declinación del sol (Figura 4), la posición geográfica de un sitio en la superficie de la Tierra, posición del sol en el espacio, intervienen en la cantidad de energía recibida.

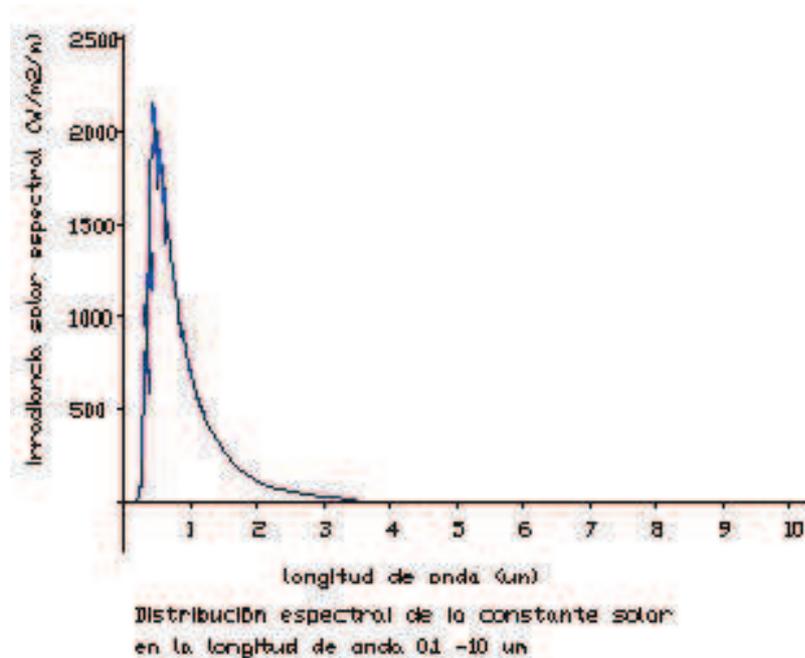


Figura 3. Distribución espectral de la constante solar en la longitud de onda de 0.1 a 10 μm .

La Tierra se mueve alrededor del sol en una órbita elíptica, haciendo una revolución en 365.24 días. Al rotar define dos equinoccios, dos solsticios, el afelio, y el perihelio.

Equinoccio es la posición de la Tierra sobre su órbita, cuando la longitud del día es igual a la de la noche (marzo 20-21 y 22-23 de septiembre), solsticio es el punto de la órbita de la Tierra cuando el día tiene la más larga longitud (solsticio de verano, 20-21 de junio) o el día de más corta longitud (solsticio de invierno, 21-22 de diciembre). El afelio y perihelio son puntos de la órbita terrestre cuando la distancia de la Tierra desde el Sol es la mayor (152.1 millones de km) y la más pequeña (147.3 millones de km); ocurre el 3-6 julio y 2-4 de enero respectivamente (Figura 5).

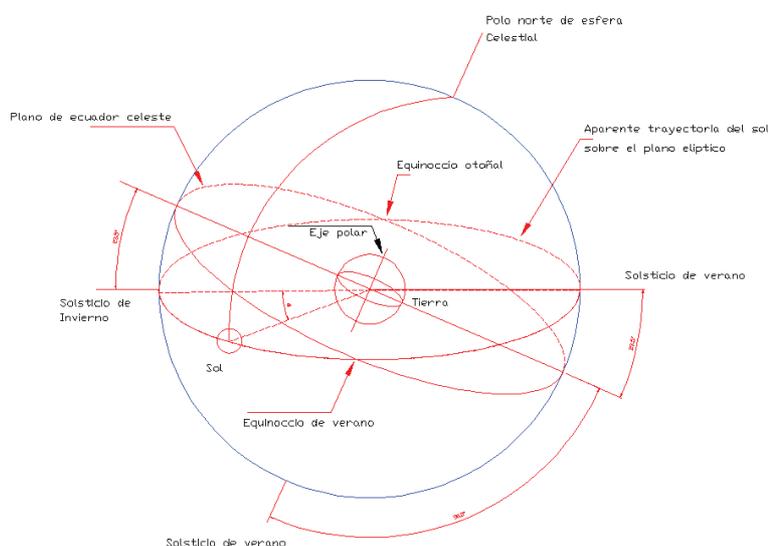


Figura 4. Esfera celeste, aparente trayectoria del sol, ángulo declinación del sol.
Fuente:Kambezidis

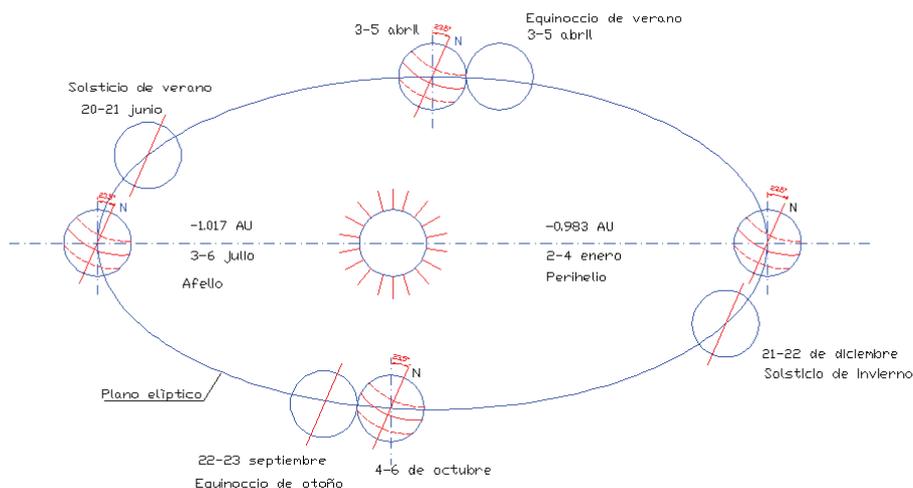


Figura 5. Movimiento Tierra anti horario alrededor del sol en su órbita elíptica.

Fuente:Kambezidis

Al entrar la radiación solar a la atmósfera de la Tierra, parte de la energía es atenuada por dispersión (Figura 6) y otra por la absorción de los constituyentes de la atmósfera. La absorción y dispersión de la energía solar se presenta por la presencia de moléculas en la atmósfera; así se puede distinguir la radiación solar directa que llega directamente desde el disco solar y la radiación solar difusa que llega desde todo el espacio. Si la radiación solar ingresa a un medio como las nubes formada por partículas de líquido y agua helada, se produce un cambio de dirección de la luz solar y pérdida de radiación (Figura 7).

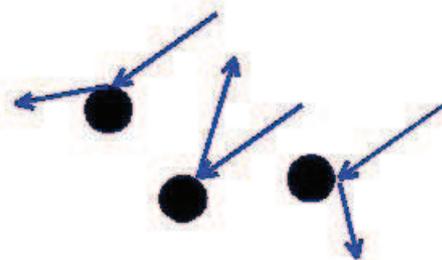


Figura 6.Dispersión de radiación incidente sobre partículas esféricas.

Fuente:Kambezidis



Figura 7. Proceso de Reflexión atmosférica.

Fuente:Kambezidis

La suma de radiación solar directa y difusa constituye la radiación solar global o total. El conocimiento de la irradiancia espectral (directa y difusa) que llega a la superficie de la Tierra es importante para el diseño de proyectos solares como los fotovoltaicos.

Generalmente cuando la radiación solar ingresa en la atmósfera, el vapor de agua y el dióxido de carbono absorben la energía infrarroja y la capa de ozono absorbe la energía ultravioleta.

En el país la Institución que se encarga de ejecutar estudios e investigaciones meteorológicas es el INAMHI. Para cumplir con la responsabilidad de los estudios de variables Meteorológicas históricas y de predicción Meteorológica de tiempo a corto plazo tiene distribuido en el país estaciones convencionales y automáticas con diferentes funciones. Entre las variables que ha tomado información y reportado en sus Anuarios Meteorológicos tenemos temperaturas absolutas máxima y mínima, temperatura media máxima y mínima, humedad relativa, punto de rocío, tensión de vapor, precipitaciones.

El CONELEC en Ecuador, en su proceso de inventariar los Recursos Energéticos para Producción Eléctrica ha cuantificado, definido la disponibilidad y distribución estacional de este recurso en el territorio. Esta Institución, para facilitar el uso masivo de la energía solar como fuente energética, a través de la Corporación para la Investigación Energética CIE ha preparado el “Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica”, donde cuantifica el potencial solar disponible en base a mapas mensuales de insolación directa, global, y difusa y las correspondientes isohelias, con el fin de ubicar proyectos locales más específicos para obtener calor y electricidad a través de colectores térmicos y módulos fotovoltaicos.

En el país se cuenta con pocas investigaciones sobre los efectos de la contaminación del aire en la salud de las personas e impacto sobre la generación fotovoltaica. La percepción ciudadana está dirigida exclusivamente a los efectos que genera la contaminación ambiental sobre la salud; esto repercute en la escasa valoración de los impactos que la contaminación atmosférica genera en el tema del desarrollo social y económico (Plan Nacional de Calidad del Aire, Ministerio Ambiente, 2010).

La calidad del aire en el país no ha sido estudiada ni establecida. Los efectos de la contaminación atmosférica sobre la economía del Ecuador no han sido evaluados aún.

En el país hay normas legales, orgánicas y ordinarias, normas secundarias como reglamentos, acuerdos, etc. que regulan la gestión del aire y para ello hay varias instituciones. Quito es el mejor referente en el país, pues desde 2004 existe la CORPAIRE (Corporación para el Mejoramiento del Aire de Quito) y una de las tareas que debe cumplir es la operación de la Red Metropolitana de Monitoreo Atmosférico (REMMAQ), la revisión técnica vehicular y el desarrollo del Índice Quiteño de Calidad del Aire.

No habiendo investigaciones de la influencia negativa de la calidad del aire en la salud de las personas, tampoco existen estudios e investigaciones referentes a la influencia de la calidad del aire, contaminación y el impacto que puede tener en el desarrollo social y económico del país. Un área donde no existen estudios e investigaciones es aquella que refiere a las instalaciones fotovoltaicas; de allí la necesidad de investigar este tema a través de este documento.

2.2 Efecto fotoeléctrico

Efecto Fotoeléctrico es la aparición de una corriente eléctrica en ciertos materiales cuando sobre ellos incide una radiación electromagnética, sin la intervención de algún efecto mecánico o físico.

Hertz descubrió y experimentó este fenómeno, pero Albert Einstein en el año 1905 lo explicó basándose en una extensión del trabajo sobre cuantos de Max Planck, cuando la luz (fotones) incide sobre un metal liberando electrones y generando una corriente eléctrica. La cantidad de electrones liberados depende de la frecuencia de los fotones incidentes, fotones de cierta frecuencia tienen la energía necesaria para liberar electrones.

Los átomos de silicio tienen número atómico 14; esto significa 2, 8, 4 electrones en cada órbita. La órbita más exterior puede tener 8 electrones y al tener solamente 4, dispone de 4 huecos para ser llenados. En estado natural los átomos de silicio se enlazan entre sí, silicón intrínseco, y forman una unión sólida y aislante al no tener electrones libres. Al material silicio, al introducirle impurezas como el fósforo o arsénico con 5 electrones de valencia o el boro o galio con 3 electrones de valencia, producirán el cambio de las propiedades del material. Con el átomo de fósforo o

arsénico como impureza y disponiendo de un electrón adicional tenemos el material tipo n; si es boro o galio, como queda un hueco libre, el material se convierte en un receptor de electrones (material tipo p). Al unir el semiconductor tipo p con el semiconductor n, se produce un intercambio rápido de iones positivos y negativos entre los materiales apareciendo potenciales positivos y negativos y específicamente en la unión de los dos semiconductores una diferencia de potencial o campo eléctrico. Aplicando un voltaje hacia delante a los extremos del material p-n se incrementa el voltaje positivo y la circulación de corriente; si aplicamos un voltaje reverso se aumenta el voltaje negativo y se reduce la circulación de corriente.

El fotón que incide sobre el semiconductor, como consecuencia del efecto fotoeléctrico, rompe los enlaces químicos y puede generar la corriente eléctrica, ya que se ha conformado en la unión p-n una tensión eléctrica; esta tensión eléctrica puede aprovecharse si se prepara un circuito eléctrico con una carga y se obtiene una corriente eléctrica. Al incidir fotones en la unión p-n, la energía almacenada en ellos puede hacer saltar los electrones de la unión hacia la banda de conducción, se reduce la banda de energía y crea un campo eléctrico que atrae los electrones en la zona de intercambio. Los fotones cuando impactan a los electrones en la zona de intercambio, los hace saltar hacia el lado p provocando una corriente de generación por fotones.

La tensión eléctrica generada depende del nivel de irradiación incidente y de la temperatura ambiente.

2.3 Celdasolar

Las celdas solares se forman por la capa de semiconductores y mallas metálicas superior e inferior que se encargan de recoger los electrones liberados y transportarlos hacia una carga externa si está habilitado un circuito eléctrico. Estos dispositivos están formados por tres elementos: semiconductor tipo n, unión p-n, y un semiconductor tipo p. Cuando la luz solar llega a la superficie del panel y dependiendo de la energía incidente, libera electrones y genera una diferencia de potencial entre ambos semiconductores. Al aplicar una carga exterior a través de un circuito eléctrico, se puede producir la circulación de una corriente eléctrica. La corriente que genera una celda solar está dada por:

$$I = I_L - I_s \left[e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right] \quad (2.2)$$

$$V_T = \frac{kT}{q} \quad (2.3)$$

I	Corriente de la celda solar en el circuito eléctrico
I_L	Corriente generada por los fotones en la celda solar (amperios)
I_s	Corriente de saturación con voltaje externo hacia atrás antes de la ruptura de avalancha (amperios)
V	Voltaje externo de la celda solar (voltios)
V_T	Voltaje propio de la celda, en función de la temperatura.
q	Carga del electrón (1.6×10^{-19} coulombs)
K	Constante del Boltzman ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K)
T	Temperatura absoluta de la celda solar (°K)

2.4 Célula fotovoltaica

Una célula FV funciona como generador de corriente conectada a una carga R_L (Figura 8); puede ser modelada mediante una fuente de corriente I_L (debido a la generación de portadores por la iluminación), un diodo en paralelo cuya corriente I_D es debida exclusivamente a la recombinación de portadores como consecuencia de la tensión entre sus extremos V (corriente de un diodo en oscuridad).

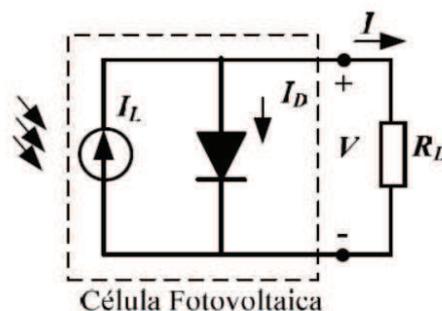


Figura 8. Modelo de una célula fotovoltaica conectada a una carga
Fuente: Tesis Miguel A. Martínez Bohórquez

La corriente I suministrada a una carga externa es:

$$I = I_L - I_D \quad (2.4)$$

La expresión desarrollada de la corriente de oscuridad según la teoría de Shockley:

$$I_D = I_L - I_0 \left[e^{\left(\frac{V}{mV_T}\right)} - 1 \right] \quad (2.5)$$

I_0 corriente inversa de saturación del diodo

V_T potencial térmico ($V_T = kT/q$) (2.6)

k constante de Boltzman

T temperatura en °Kelvin

q carga del electrón

m factor de idealidad del diodo.

El parámetro m , ajustable a cada caso particular, debe pues integrarse, aún en un modelo simple, las desviaciones de cada diodo respecto al caso ideal.

Para el caso de la célula solar, Wolf y Rauschenbach encontraron que la característica I - V se podía representar de una manera más precisa por un modelo de dos exponenciales (Figura 9).

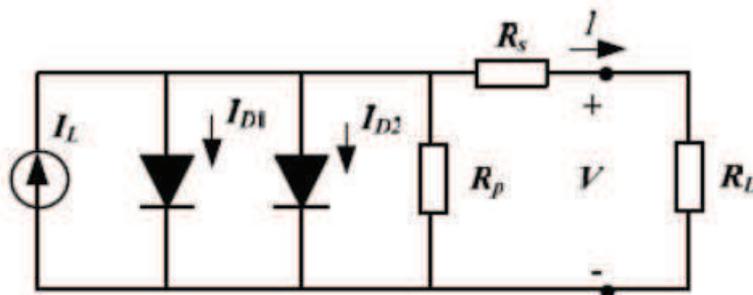


Figura 9. Modelo eléctrico de dos exponenciales de una célula fotovoltaica**Fuente:** Tesis Miguel A. Martínez Bohórquez

$$I = I_L - I_{01} \left[e^{\frac{V+IR_S}{m_1 V_T}} - 1 \right] - I_{02} \left[e^{\frac{V+IR_S}{m_2 V_T}} - 1 \right] - \frac{V+IR_S}{R_P} \quad (2.7)$$

I_{01}, I_{02}	corrientes inversas de saturación de los diodos que representan a los fenómenos de difusión en las zonas neutras y de recombinación en la zona de carga respectivamente.
m_1, m_2	factores de idealidad de ambos diodos, con valores teóricos de $m_1 = 1$ y $m_2 = 2$ aunque se han observado otros valores.
R_S	término de resistencia serie.
R_P	resistencia en paralelo

La ecuación 2.8 expresa la dependencia de la corriente inversa de saturación I_0 con la temperatura.

$$I_0 = I_{0s} \left[\frac{T}{T_R} \right] e^{\frac{qE_G}{mK} \left(\frac{1}{T_R} - \frac{1}{T} \right)} \quad (2.8)$$

I_0	función de la corriente inversa de saturación en condiciones estándar (I_{0s}) de temperatura T_R (25°C),
E_G	diferencia de energía entre la banda de conducción y la de valencia ($E_C - E_V$) del semiconductor usado
T	temperatura de la célula
K	constante de Boltzmann.

La ecuación 2.9 expresa la fotocorriente generada I_L por una conexión de células (arreglo), en función de la irradiancia G (W/m²).

$$I_L = \left[\frac{G}{1000} \right] \cdot [I_{SC} + K_{T,I}(T - T_R)] \quad (2.9)$$

I_{SC}	corriente de cortocircuito en condiciones estándar ($T = 25^\circ\text{C}$ y $G = 1000 \text{ W/m}^2$)
$K_{T,I}$ (A/°C)	coeficiente de corriente del arreglo.

En las ecuaciones anteriores hay parámetros a determinar. En determinados casos se pueden asumir ciertas simplificaciones que reducen el número de parámetros:

1. Asignar a los factores de idealidad sus valores teóricos $m_1 = 1$ y $m_2 = 2$. Esto reduce a 5 el número de parámetros a determinar.

2. Asumir que la recombinación puede modelarse adecuadamente con un solo diodo, lo que equivaldría a hacer $I_{02} = 0$. Esta simplificación deja el modelo con una sola exponencial y 5 parámetros (Figura 10) a determinar: R_s , R_p , m , V_T I_0 .

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\frac{V+IR_s}{mV_T}} - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_p} \quad (2.10)$$

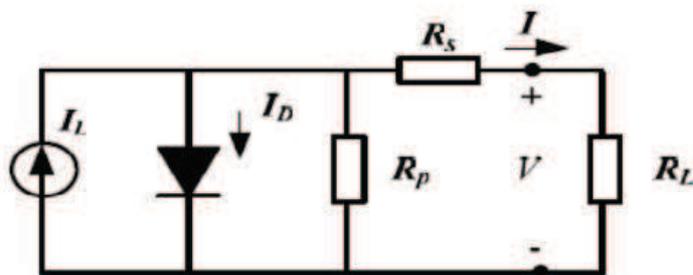


Figura 10. Modelo eléctrico de una exponencial de una célula fotovoltaica

Fuente: Tesis Miguel A. Martínez Bohórquez

3. Asumir que el valor de $R_p \rightarrow \infty$, hipótesis aceptable en células de elevada calidad, con lo que se tendría un modelo de una exponencial y sólo cuatro parámetros a determinar:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\frac{V+IR_s}{mV_T}} - 1 \right] \quad (2.11)$$

El modelo de la Figura 11 se utiliza con bastante frecuencia, sobre todo en condiciones de máxima potencia.

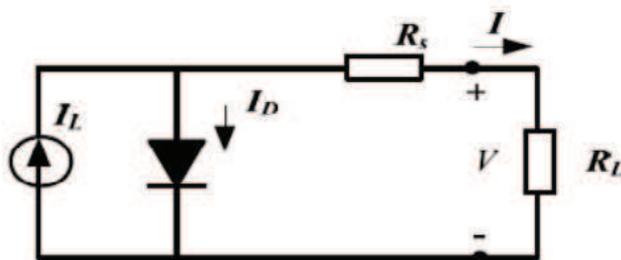


Figura11. Modelo eléctrico simplificado de una célula fotovoltaica

Fuente: Tesis Miguel A. Martínez Bohórquez

2.4.1. Ecuación característica de una célula fotovoltaica

La curva característica corriente-tensión de una **célula fotovoltaica** puede describirse con suficiente precisión por la ecuación:

$$I = I_i - I_o \left(\exp \left(\frac{V + I R_s}{m V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V + I R_s}{R_p} \quad (2.12)$$

I_i corriente fotogenerada

I_o corriente inversa de saturación del diodo

V_t voltaje térmico ($V_t = kT/e$, siendo k la constante de Boltzman, T la temperatura en grados Kelvin y e la carga del electrón)

m factor de idealidad del diodo

R_s resistencia serie

R_p resistencia paralelo

Para el caso de un **panel fotovoltaico**, su característica eléctrica dependerá del número de células en serie y paralelo que posea. Si todas las células constituyentes de un módulo fueran iguales, la corriente generada por el módulo sería igual a la corriente de la célula multiplicada por el número de células en paralelo, y el voltaje sería igual al voltaje de la célula multiplicado por el número de células en serie.

$$I_{mod} = I_c * N_p \quad (2.13)$$

$$V_{mod} = V_c * N_s \quad (2.14)$$

N_p número de células en paralelo

N_s número de células en serie

2.5 Módulos fotovoltaicos

La relación entre la tensión (V) y la corriente (I) proporcionada por un módulo fotovoltaico se puede describir por la expresión exponencial simplificada propuesta por Gow y Manning, que depende básicamente del tipo y número de células en serie y paralelo que lo constituyen. En un módulo con todas las células iguales, la corriente generada es igual a la corriente de la célula multiplicada por el número de células en paralelo, y el voltaje es igual al voltaje de todas las células en serie (Figura 12).

$$I = N_P \left[I_L - I_S \left[e^{\frac{q(V + I R_s)}{N_s + N_p} / AKT} - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_p} \right] \quad (2.15)$$

N_P	células conectadas en paralelo.
N_s	células conectadas en serie.
R_p	resistencia intrínseca en paralelo asociada a la célula
R_s	resistencia intrínseca en serie asociada a la célula
K	constante Boltzman (1.38×10^{-23} J/K)
q	carga electrón.
A	factor de desviación de las características de una unión pn ideal
I_S	corriente inversa de saturación
I_L	corriente generada por la radiación solar

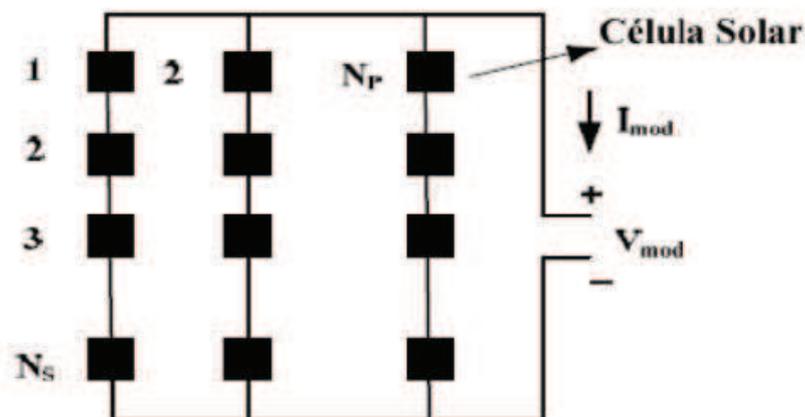


Figura 12. Esquema de conexión eléctrica de un módulo fotovoltaico

Fuente: Tesis Miguel A. Martínez Bohórquez

Las curvas voltaje-corriente V-I en una celda solar se producen para diferentes valores de radiación solar y temperatura. El voltaje es inversamente proporcional a la temperatura y la corriente I es directamente proporcional a la radiación solar G.

Estas celdas solares si se unen unas con otras a través de soportes apropiados forman el panel fotovoltaico; dependiendo del tipo de conexiones podremos tener características particulares de los paneles, sea en voltaje generado, capacidad de corriente, potencia.

Para una radiación determinada en un módulo fotovoltaico se tienen dos curvas:

- Curva característica Voltaje-Intensidad de Corriente
- Curva característica Voltaje-Potencia

En la Figura 13 se puede ver la curva Voltaje-Intensidad de Corriente, donde encontramos varios puntos de interés: voltaje de circuito abierto V_{oc} cuando la celda no está conectada a ninguna carga, I_{sc} cuando la celda está en cortocircuito, al incrementar el voltaje desde 0 hasta V_{oc} la corriente es casi constante hasta un voltaje máximo y de allí desciende rápidamente. En cualquier punto de operación se puede calcular la potencia P; esta potencia se puede determinar como máxima cuando el área del rectángulo hipotético voltaje x intensidad de corriente (V-I) es máxima. El punto P_{max} se conoce como punto de máxima potencia.

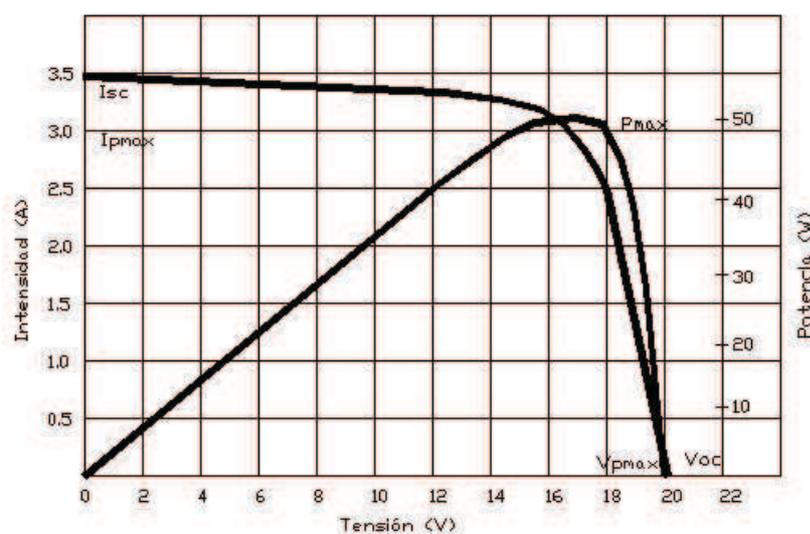


Figura 13. Curva característica V-I y V-P, para una radiación determinada.

En la misma Figura tenemos la curva Tensión-Potencia, que tiene varias características de interés: potencia que crece casi linealmente con el incremento de tensión generada, desde un valor 0 hasta un valor máximo conocido como punto de máxima potencia P_{max} , luego decrece rápidamente hasta alcanzar el punto mínimo o de anulación de la tensión (tensión de vacío). La potencia de los paneles fotovoltaicos se reduce con el incremento de temperatura de la celda y se incrementa con el aumento de radiación solar.

Para un mismo panel fotovoltaico que recibe radiaciones incidentes diferentes, habrá curvas características diferentes como las indicadas en la Figura 14.

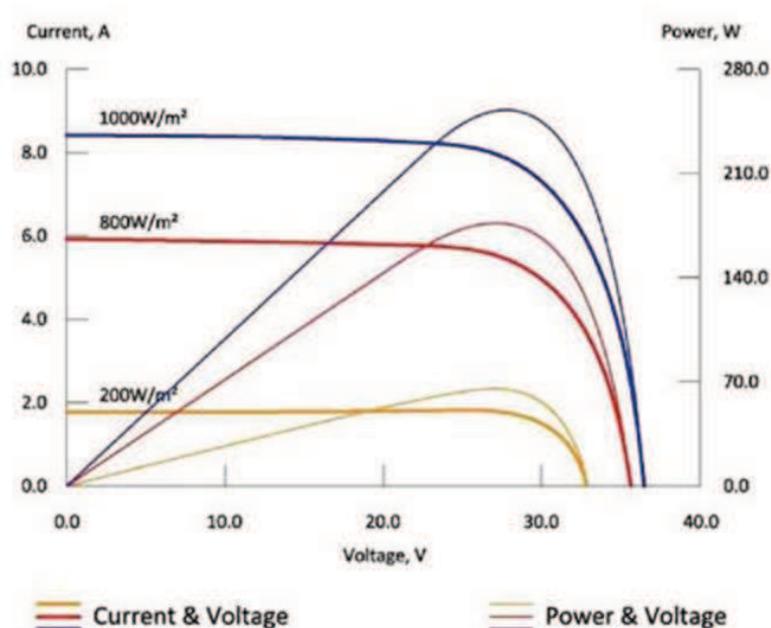


Figura 14. Características V-I de un Panel FV con varios niveles de Irradiancia
Fuente: Panel Solar Topco 250P660

En la Figura anterior se puede ver la influencia de la intensidad de radiación solar en la generación de tensión, corriente y potencia eléctrica. Como en explicaciones anteriores antes del punto de máxima potencia en el panel fotovoltaico la intensidad de corriente generada permanece casi estable, decae ligeramente a medida que la tensión generada aumenta, pero después de ese límite la corriente eléctrica decrece rápidamente a medida que la tensión aumenta. Esto indica que una

instalación fotovoltaica no debe hacerse operar con tensiones superiores a aquel punto donde se produce la máxima potencia, pues de lo contrario la tensión caerá rápidamente.

2.5.1 Factores que afectan a la característica I-V del panel fotovoltaico

Los factores ambientales tales como la irradiancia, temperatura y la distribución espectral de la luz afectan la curva característica corriente-tensión del panel fotovoltaico.

Efecto de la Irradiancia

La corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico se puede considerar que es proporcional a la irradiancia; la irradiancia afecta principalmente a la corriente:

$$I_{sc}(E_2) = I_{sc}(E_1) \frac{E_2}{E_1} \quad (2.16)$$

$I_{sc}(E_2)$	corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia E_2
$I_{sc}(E_1)$	corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia E_1 .
E_1	irradiancia 1
E_2	irradiancia 2

La ecuación anterior es válida para variaciones de irradiancia a temperatura constante y resulta una aproximación cuando ésta varía.

La figura 15 muestra un ejemplo de la influencia de la intensidad de iluminación sobre una curva I-V para el módulo fotovoltaico BP SX-60a distintos niveles de irradiancia con temperatura constante (50° C).

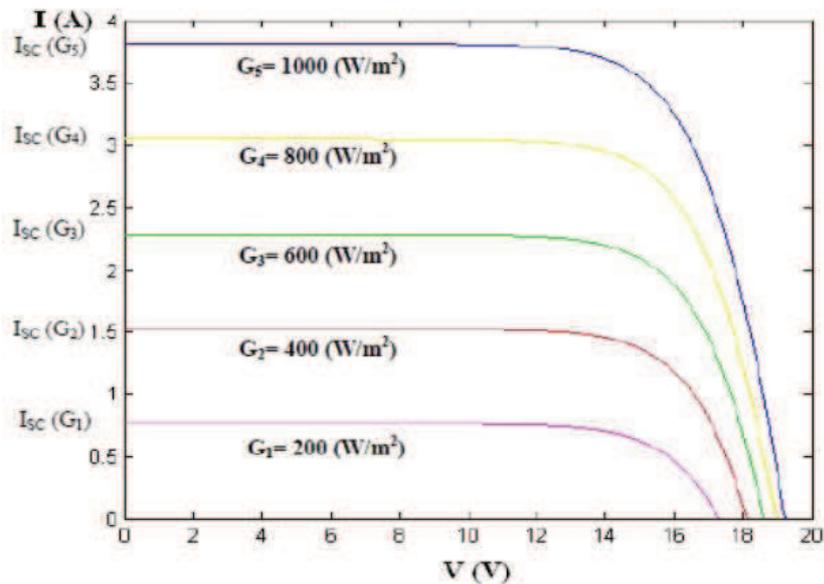


Figura15. Efecto de la irradiancia sobre la característica I-V del panel fotovoltaico BP SX-60

Fuente: Tesis Miguel A. Martínez Bohórquez

Efecto de la temperatura.

El voltaje en la curva característica I-V y principalmente el voltaje de circuito abierto V_{oc} se afecta por la temperatura; también es modificado el punto de máxima potencia y ligeramente el valor de I_{sc} .

Existen tres coeficientes α , β y γ que representan la variación de los parámetros fundamentales de la característica I-V del generador fotovoltaico con la temperatura. Así, α expresa la variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura, β la variación del voltaje de circuito abierto y γ la variación del punto de máxima potencia PMPP. Estos tres coeficientes proveen los fabricantes y valores típicos para dispositivos de silicio monocristalino son: -0.04%, -0.37%, -0.44% respectivamente.

Influencia de la temperatura de trabajo en la eficiencia de un panel FV.

Los Paneles Fotovoltaicos pueden trabajar a temperaturas superiores a los 75° C, pero las pérdidas de potencia con respecto a las condiciones estándar de operación pueden llegar hasta un 25 % de su potencia nominal. Para una Irradiación definida

sobre paneles fotovoltaicos idénticos, para temperatura de trabajo diferentes, las curvas características generadas se ven en la Figura 16.

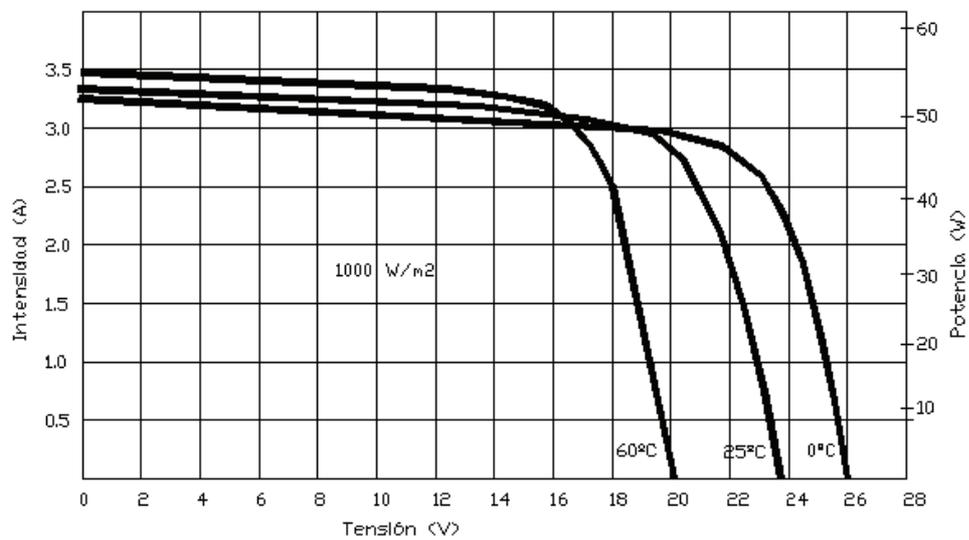


Figura 16. Efecto de la temperatura de trabajo sobre la curva V-I de un Panel FV.

En la Figura 17 se puede ver la tensión generada-corriente generada para el panel fotovoltaico VBMS250AE02 trabajando a diferentes temperaturas.

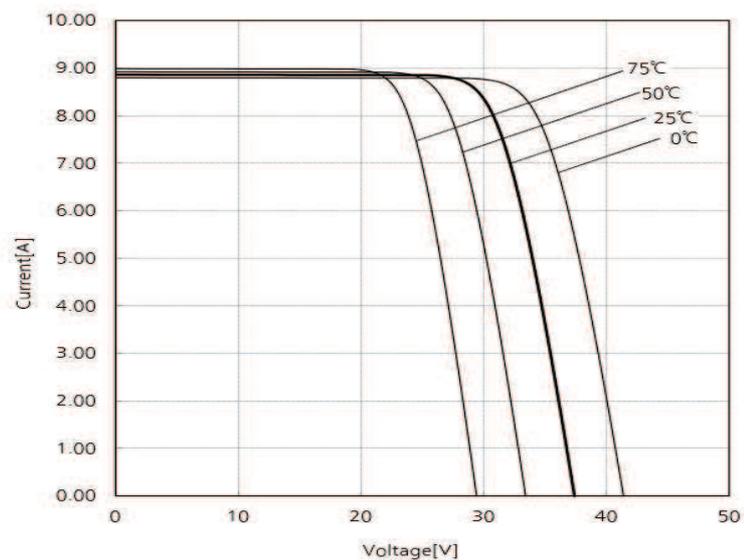


Figura 17. Efecto de la temperatura de trabajo sobre la curva V-I, Panel VBMS250AE02.

Fuente: Panel Fotovoltaico VBMS250AE02

La Figura 18 es la curva Tensión-Potencia de un panel fotovoltaico, donde se observa que la tensión de vacío aumenta a medida que la temperatura de trabajo disminuye; el punto de máxima potencia generada (máxima eficiencia) disminuye notablemente a medida que la temperatura aumenta, el punto de operación del panel fotovoltaico se desplaza a zonas donde la tensión generada baja. La intensidad de corriente de cortocircuito disminuye ligeramente al disminuir la temperatura.

Los fabricantes de paneles fotovoltaicos reportan la potencia pico W_p , pero hay que considerar que esta información es en condiciones estándar; es decir que la temperatura de trabajo es 25°C con una radiación incidente de 1000 W/m^2 . Esto indica que en otras condiciones de temperatura y radiación incidente, la potencia máxima generada será diferente.

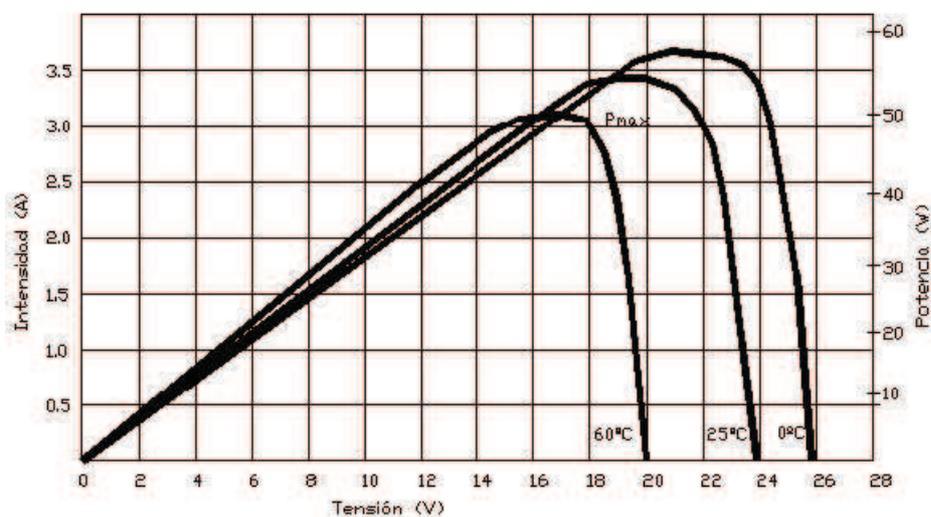


Figura 18. Efecto de la temperatura de trabajo sobre la curva V-P en un panel FV.

La relación lineal que calcula la temperatura de trabajo que alcanza un panel FV está dada por:

$$T_t = T_a + kG \quad (2.17)$$

T_t temperatura de trabajo del panel

T_a máxima temperatura ambiente

G valor de la irradiancia expresado en mW/cm^2

k coeficiente que varía entre 0,2 y 0,4 $^{\circ}\text{C cm}^2 / \text{mW}$, dependiendo de la velocidad media del viento; a velocidad baja o nula, el enfriamiento del panel es mínimo, y k toma valores cercanos o iguales al máximo (0,4). Si la velocidad media del viento es tal que produce un enfriamiento efectivo del panel, el valor de k será el mínimo (0,2). El valor de G varía entre 80 y 100 mW/cm^2 . Para lugares con alto valor de irradiancia diaria se usa el valor máximo. Si existen nubes pasajeras que reducen el valor de irradiancia, el valor de G se reduce a 80 mW/cm^2 . El producto kG representa el incremento de temperatura que sufre el panel sobre la máxima temperatura ambiente.

El primer paso en el cálculo de la potencia de salida de un panel FV trabajando a una temperatura mayor de la estándar a 25°C , es determinar los valores de radiación solar y temperatura ambiental para la zona en que éste vaya a ser usado.

La expresión 2.18 proporciona el valor de la potencia de salida de un panel trabajando a una temperatura T_t .

$$P_T = P_P - (P_P \cdot d \cdot D_T) \quad (2.18)$$

P_t potencia de salida a la temperatura de trabajo T_t

P_p potencia pico estándar del panel (a 25°C)

d coeficiente de degradación ($0,6\%/^{\circ}\text{C}$)

D_T incremento de temperatura sobre la referencia de 25°C .

Para temperaturas de trabajo elevadas, como es común en las zonas desérticas, con radiación alta y vientos inexistentes en el verano, la pérdida de potencia es significativa.

Efecto del contenido espectral de la luz

El espectro solar tiene pequeñas desviaciones de acuerdo a la hora de la medida y época del año respecto al espectro solar considerado estándar en la superficie terrestre.

Al tomar la característica I-V y se realiza una medida del espectro puede realizarse una pequeña corrección multiplicando la corriente de cortocircuito por el “factor espectral”, obteniendo la comparación del espectro estándar y el espectro en condiciones experimentales. Corrección que es muy pequeña y se utiliza cuando se requiere elevada precisión por tratarse de calibraciones de células o módulos fotovoltaicos.

En general la reducción en la producción de energía en los paneles fotovoltaicos está dada por: temperatura del panel, ángulo de incidencia, distribución espectral, incertidumbres en la fabricación de los paneles, envejecimiento, acumulación de polvo en la superficie, suciedad, factores que han sido considerados para estimar las pérdidas en la producción de energía (Kaldellis, 2010). Los estudios efectuados por este investigador en la ciudad de Atenas, Grecia han determinado una pérdida en la eficiencia del panel fotovoltaico en un 0.4 % o un 5% de reducción de la potencia de salida del panel fotovoltaico.

2.5.2 Energía generada en una instalación fotovoltaica serie

Un panel fotovoltaico se compone de varias celdas conectadas entre sí, y dependiendo del nivel de voltaje de operación se produce unión de celdas en serie o unión de celdas en paralelo. Los valores estandarizados de las celdas permiten obtener voltajes de operación de 6 V, 12 V, 24 V, 36 V, 48 V.

Un tipo de conexión de paneles fotovoltaicos, de tal forma que la corriente eléctrica generada en esa conexión sea la misma es la conexión serie (Figura 19), considerando que hay una sola ruta para el circuito. Con este tipo de instalación se puede aumentar el voltaje de operación; teniendo el inconveniente que para propósitos de mantenimiento se deben desconectar todos los paneles en serie.

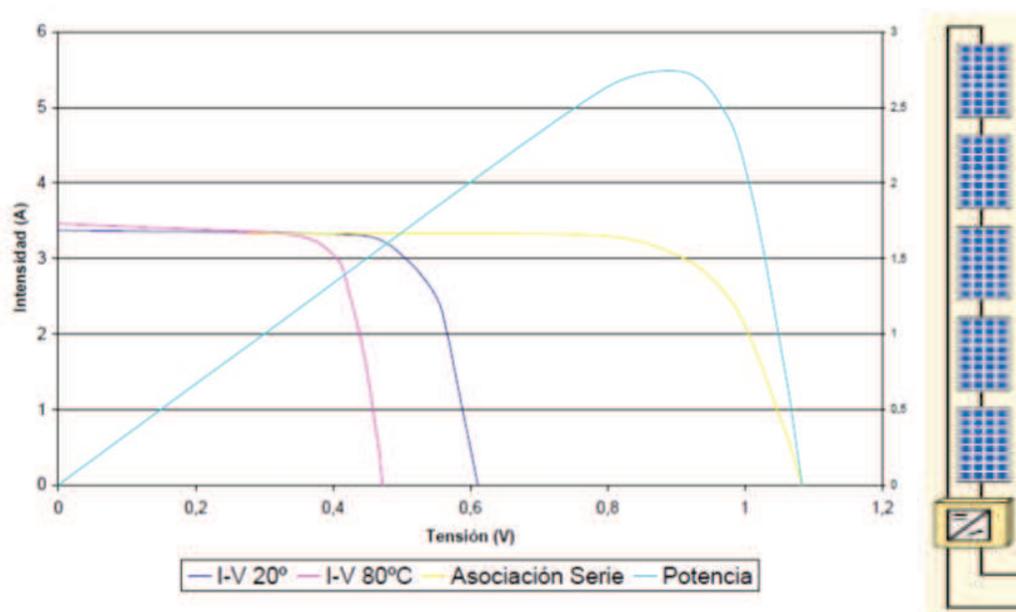


Figura 19. Curva característica conexión serie paneles fotovoltaicos
Fuente: Internet

2.5.3 Energía generada en una instalación fotovoltaica paralelo

Para incrementar la corriente eléctrica de una instalación fotovoltaica se debe recurrir a la instalación en paralelo (Figura 20). El mantenimiento en este tipo de instalación es fácil, pues el panel fotovoltaico con problemas puede ser aislado de la instalación, sin que el voltaje de operación se afecte.

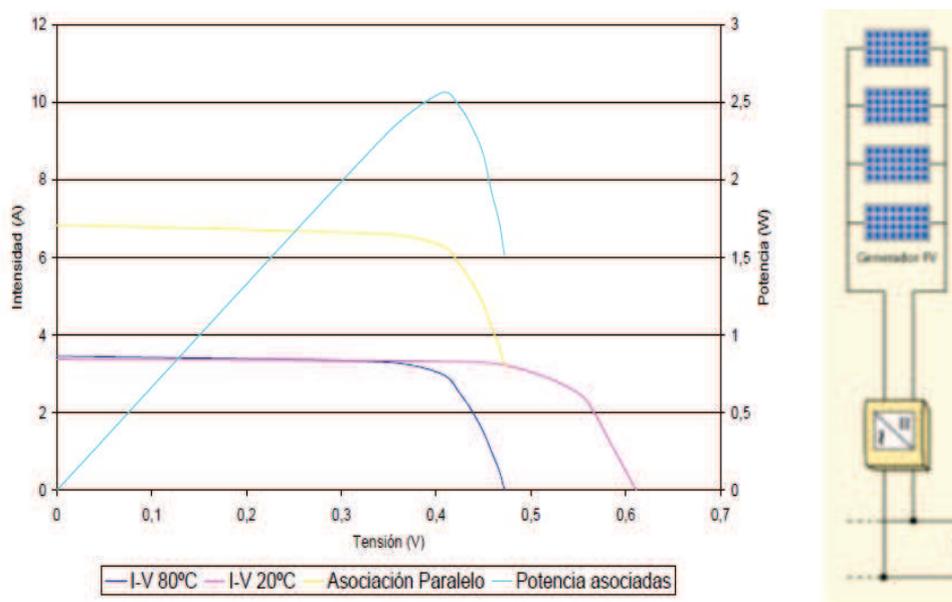


Figura 20. Curva característica conexión paralelo paneles fotovoltaicos
Fuente: Internet

2.5.4 Pérdidas en una Instalación Fotovoltaica

Se puede identificar varias pérdidas de energía en una instalación fotovoltaica:

- pérdidas de eficiencia por temperatura
- pérdidas por conexiones
- pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal
- pérdidas por sombras
- pérdidas por polvo y suciedad
- pérdidas espectrales
- pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador.
- pérdidas por cableado
- pérdidas por explotación y mantenimiento

2.5.4.1 Pérdidas por Temperatura

Los efectos de la temperatura de operación de un panel fotovoltaico sobre su eficiencia se pueden expresar a través de algunas correlaciones, temperatura de la

celda en función de variables climáticas como la temperatura ambiente, velocidad del viento, radiación solar, propiedades de materiales (transmitancia, absorptancia, etc).

La potencia máxima de un panel fotovoltaico es:

$$P_m = V_m \cdot I_m = (FF) \cdot V_{oc} \cdot I_{sc} \quad (2.19)$$

FF Fill factor

m Máxima potencia

oc Open circuit

sc Short circuit

La eficiencia eléctrica de un panel fotovoltaico en una temperatura de referencia:

$$\eta_c = \eta_{T_{ref}} [1 - \beta_{ref} (T_c - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G_T] \quad (2.20)$$

η_c Eficiencia panel fotovoltaico

$\eta_{T_{ref}}$ Eficiencia del módulo eléctrico en la temperatura de referencia (20°C).

β_{ref} Coeficiente de temperatura del material (0.004 K⁻¹ para silicón cristalino)

γ Coeficiente de radiación solar del material (0.12 para silicón cristalino),

pero γ es usualmente considerado como cero, por lo que:

$$\eta_c = \eta_{T_{ref}} [1 - \beta_{ref} (T_c - T_{ref})] \quad (2.21)$$

es la expresión lineal para la eficiencia eléctrica de un panel fotovoltaico.

$$\beta_{ref} = 1 / [T_o - T_{ref}] \quad (2.22)$$

T_o Temperatura a la cual la eficiencia del módulo fotovoltaico cae a cero.

T_{ref} Temperatura referencia del panel fotovoltaico

Para paneles solares fotovoltaicos de silicón cristalino la temperatura T_o es 270°C y T_c se calcula de:

$$T_c = T_a + (NOCT - 20) \cdot (1/800) \quad (2.23)$$

I Irradiancia solar (W/m^2)

T_c Temperatura panel fotovoltaico ($^{\circ}\text{C}$)

T_a Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$)

NOCT Temperatura de operación nominal de la célula ($^{\circ}\text{C}$).

La ecuación con NOCT es la preferida como un indicador de la temperatura del panel fotovoltaico, debido a que es normalmente usada en la industria, los parámetros necesarios son rápidamente disponibles a los usuarios y la temperatura del panel fotovoltaico es calculada de tal forma que produce un valor menor a su temperatura real.

La temperatura de operación de un panel fotovoltaico incide en el proceso de conversión. La eficiencia eléctrica y potencia de salida dependen linealmente de la temperatura de operación, disminuyendo con T_c (temperatura celda). Las pérdidas estimadas por causa de la temperatura del panel se estiman en el orden de 4 a 5 % por cada 10°C de aumento de temperatura de operación. La temperatura de operación de los paneles fotovoltaicos en la práctica depende de factores ambientales (irradiación, temperatura ambiente, velocidad de viento) y de su ubicación (posición y condiciones de aireación en la parte posterior). Esto nos permite concluir que a condiciones de irradiación solar idénticas y similares paneles fotovoltaicos, se producirá más energía en sitios geográficos con clima más frío.

Investigaciones realizadas en los Estados Unidos indican que la potencia de salida de los paneles fotovoltaicos incrementa considerablemente en el invierno en el Noreste y medio Oeste en una magnitud entre el 16% al 20% y en el Sur y Suroeste un 5%; en el verano disminuye un 4% y del 12 a 15 % en esas mismas zonas geográficas (Bayrakci, 2013).

La pérdida de eficiencia de un panel fotovoltaico al trabajar en una temperatura más alta que la temperatura de referencia puede ser compensada por la energía térmica rechazada que se da en sistemas híbridos como los módulos fotovoltaicos/térmicos.

2.5.4.2 Pérdidas por Conexión (Mismatch)

Los paneles fotovoltaicos de una misma serie, presentarán una potencia ligeramente distinta debido al proceso de fabricación y al conectarlos provocarán este tipo de pérdidas por la distinta potencia que generan. Al conectar los paneles en serie se producirá una limitación de corriente eléctrica generada impuesta por el panel fotovoltaico que genere menor potencia; así el panel de menor potencia no permitirá que la instalación genere más corriente que la que puede generar. Esta pérdida puede llegar hasta el 10 % de la potencia de la instalación.

2.5.4.3 Pérdidas por Sombras

Las sombras sobre los paneles fotovoltaicos generan pérdidas por la disminución de captación de la irradiación solar y potencia generada.

2.5.4.4 Pérdidas por Polvo y Suciedad

El polvo depositado en los paneles fotovoltaicos y la suciedad pueden provocar la disminución hasta de un 4% de la potencia nominal de la instalación. Esto debido a la menor tensión y corriente producida en el panel.

2.5.4.5 Pérdidas Angulares

Los paneles Fotovoltaicos y su potencia nominal son determinadas de acuerdo a condiciones estándar de medida (STC) de 1.000 W/m^2 como radiación solar con la incidencia de rayos solares en forma perpendicular y 25° C de temperatura de célula.

En condiciones de operación, el módulo fotovoltaico no recibe radiación solar normal y tampoco el espectro es estándar todo el tiempo de exposición. Como los rayos solares no caen perpendicularmente sobre el panel fotovoltaico todo el tiempo, implica pérdidas que serán mayores, cuanto mayor se aleje el ángulo de incidencia de la perpendicular. Por esta situación se producen pérdidas de 3 a 4 %.

2.5.4.6 Pérdidas Espectrales

El panel fotovoltaico es analizado en fábrica en ciertas condiciones del espectro de radiación, se asume el espectro estándar AM 1.5 G; pero ya en operación normal el panel fotovoltaico no recibirá una radiación espectral uniforme durante todo el tiempo.

Las células fotovoltaicas son espectralmente selectivas, la corriente generada es distinta para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente. La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas hasta del 1 %.

2.5.5 Eficiencia de paneles fotovoltaicos

La calidad del panel fotovoltaico viene determinada por la eficiencia. Se la mide entre el cociente entre la energía producida por el dispositivo y la energía incidente. Sin embargo, existen varias maneras de definir la eficiencia del generador fotovoltaico, dependiendo del área que se tenga en cuenta. En los catálogos de fabricantes y en bibliografías de referencia se puede encontrar:

Eficiencia con respecto al área total

Esta definición implica la relación entre la máxima potencia generada por el dispositivo y la cantidad de radiación solar incidente en el dispositivo completo. Por dispositivo completo se entiende el área total del módulo, incluyendo células, espacio intercelular, contactos y marco del mismo.

Eficiencia con respecto al área de célula

Se ignora el espacio entre células y el marco del módulo, se considera el área cubierta por las células dentro del panel fotovoltaico. De esta manera se evita el efecto de marcos muy grandes, que en realidad no afectan a la calidad de la célula FV.

Eficiencia con respecto al área activa de célula

Se calcula la eficiencia del panel fotovoltaico empleando el área del dispositivo que está expuesta a la luz solar incidente; las áreas sombreadas por los contactos o las rejillas de las células no se incluyen. Eficiencia con valor mayor, usado para células individuales y en resultados de laboratorio y no en dispositivos comerciales.

Efectos de la incertidumbre en los datos.

Un proyecto energético puede ser más costoso que lo definido, si se sub-dimensiona o sobre-dimensiona debido a la incertidumbre de los datos de radiación solar global. Si la radiación solar global en el lugar de interés es mayor que los datos de diseño, el proyecto se sobredimensiona y se generará mayor energía que la demandada. Si la radiación solar global en el lugar de estudio es menor que la utilizada en el diseño, el proyecto quedará sub-dimensionado y no podrá satisfacer la demanda estimada y tendrán que usarse sistemas de respaldo con los costos de operación y mantenimiento.

La incertidumbre de los datos puede ser a causa de localización de los sensores, suciedad, falta de calibración adecuada.

Inadecuada resolución temporal.

Una frecuencia inadecuada de muestreo o de almacenamiento de datos puede provocar que las variaciones en la radiación solar global no sean debidamente captadas.

Periodo de muestreo insuficiente.

El periodo de muestreo deberá escogerse de acuerdo a la investigación a ejecutarse y sus objetivos. El cambio climático requerirá mediciones de decenas de años, comprobaciones de estimaciones satelitales o validaciones de modelos de simulación en periodos cortos de varios meses. Por esto es necesario hacer campañas de medición tan largas como sea posible para que los datos representen realmente en la investigación y no se generen sobre-dimensionamientos o sub-dimensionamientos.

La eficiencia de las tecnologías fotovoltaicas ha mejorado sustancialmente, los costos de fabricación han bajado debido a innovaciones tecnológicas y al crecimiento

del mercado y ha disminuido el precio, por lo que al momento se encuentran paneles con valores por vatio generado más bajos que en años anteriores.

Métodos de prospección.

El recurso solar debe medirse por las necesidades específicas y el objetivo general, datos promedios mensuales pueden servir para agua caliente sanitaria, datos horarios para un año típico para sistemas de concentración solar.

La prospección del clima y sus variaciones se hace con sensores ambientales a través de campañas permanentes de medición a largo plazo por organizaciones meteorológicas, siendo las mediciones en terreno las más confiables.

La eficiencia de los paneles fotovoltaicos en condiciones estándar de operación conseguidas en Laboratorio, para una variedad de marcas de paneles fotovoltaicos se indica en la Figura 21.

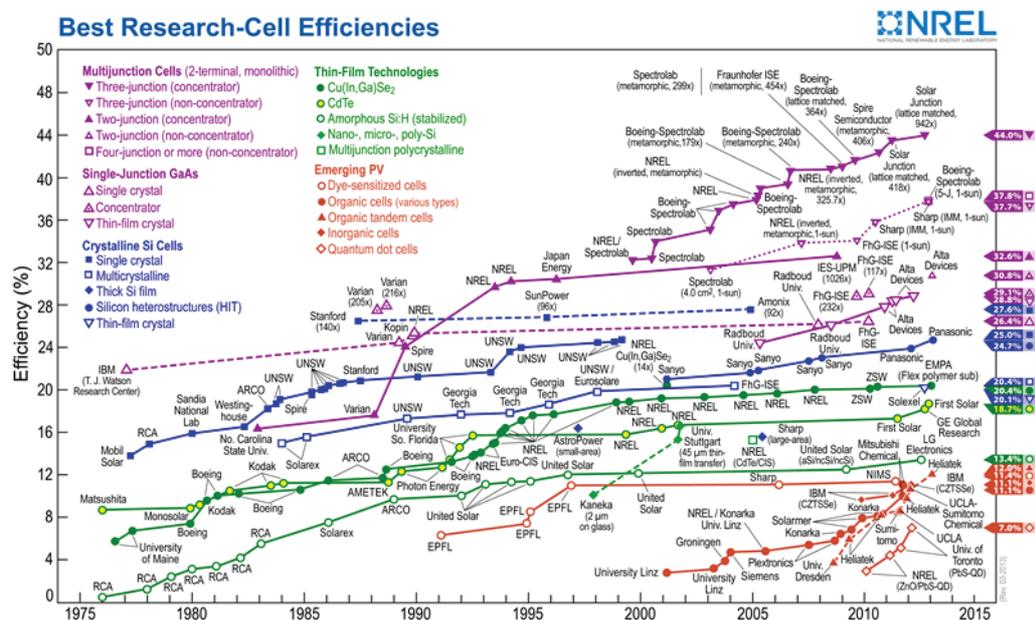


Figura 21. Eficiencia de paneles fotovoltaicos en condiciones de Laboratorio
Fuente: NREL

La eficiencia del panel fotovoltaico es un parámetro importante en el diseño de las instalaciones de generación eléctrica; la eficiencia real del panel fotovoltaico difiere de la eficiencia teórica por varias razones:

- La temperatura de operación del panel FV no será 25° C, puede ser mayor dependiendo de la localidad donde opera y de la hora de máxima radiación por la radiación térmica absorbida.
- La radiación que incide sobre el panel FV no es perpendicular, normalmente el panel FV se coloca inclinado para evitar la acumulación de polvo y suciedad, por lo que la radiación reflejada será mayor.
- La radiación de 1000 W/m² se consigue en pocas horas al día, cuando la atmósfera está clara y normalmente en las horas contiguas al medio día. Este valor de radiación podrá encontrarse en contadas horas del mes y del año y quizás no se encuentre en localidades con atmósfera contaminada.
- Si la energía generada no puede almacenarse porque las baterías están totalmente cargadas.
- Si no hay demanda de electricidad, el rendimiento será cero.

La eficiencia (η) máxima del panel fotovoltaico, dada por la cantidad de energía solar que es aprovechada para generar energía eléctrica, se define como la relación entre potencia máxima que entrega el panel (P_{MAX}) y la potencia de la radiación solar que incide sobre la superficie del panel (P_L).

$$\eta = \frac{P_{MAX}}{P_L} \quad (2.24)$$

$$\eta = \frac{V_M \times I_M}{E \times A_C} \quad (2.25)$$

E Energía solar sobre el panel fotovoltaico en condiciones estándar; temperatura celdas 25 °C, nivel del mar, irradiación solar de 1 kW/m².

A_c Área del panel fotovoltaico.

V_M Voltaje máximo en voltios

I_M Intensidad de corriente máxima generada en el panel.

Los paneles fotovoltaicos en condiciones de operación normal en una instalación, no trabajarán en las condiciones de ensayo o Laboratorio (25° C de temperatura del panel y 1000W/m² de irradiación), por lo que la potencia generada no coincidirá con la potencia pico reportada por el fabricante en la placa de identificación. La eficiencia de un panel fotovoltaico puede determinarse con la expresión:

$$\eta = \frac{W_p \cdot A}{1000} \quad (2.26)$$

n eficiencia teórico del panel

W_p potencia pico en vatios

A superficie efectiva del panel en m²

En los Laboratorios de fabricantes de paneles fotovoltaicos, donde hay control sobre radiación solar, temperatura ambiente, humedad y velocidad del viento se consiguen fabricar paneles fotovoltaicos con eficiencias teóricas.

Factor de forma (FF): Es el valor correspondiente al cociente entre P_{max} y el producto de I_{sc} x V_{oc}. Puede venir expresado en tanto por ciento o tanto por 1, siendo el valor 100% el que corresponderá a un hipotético perfil de cuadrado, no real. Nos da una idea de la calidad del dispositivo fotovoltaico, siendo éste tanto mejor cuánto más alto sea su factor de forma.

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (2.27)$$

2.5.6 Caracterización de Paneles Fotovoltaicos

El ensayo Normalizado para la caracterización de los paneles fotovoltaicos debe hacerse con una radiación de 1000 W/m² y una temperatura de célula de 25°C, lo cual es muy difícil de conseguirlo en la situación real de operación. Este procedimiento tiene importancia en la investigación, diseño y control de calidad de la instalación fotovoltaica para verificar el comportamiento real de los equipos con respecto a los datos de fabricación. Proceso que significa medir la tensión y corriente para diferentes estados de carga del panel fotovoltaico en todas las etapas de

operación, desde el estado de mínima tensión y máxima corriente (I_{sc}), pasando por diversos estados de carga hasta alcanzar el estado de máxima tensión y mínima corriente (V_{oc}).

Un ensayo que no se realice en condiciones estándar de operación requerirá correcciones con extrapolación de datos. El método de corrección de las medidas extrapolando a las condiciones estándar consiste en corregir los valores de I_{sc} y V_{oc} a los niveles de irradiancia y temperatura de la célula deseados, y posteriormente trasladar toda la curva I-V hasta I_{sc} y V_{oc} corregidas. Los valores de I_{sc} y V_{oc} en las condiciones deseadas se obtienen según las ecuaciones:

$$I_{sc2} = I_{sc1} \frac{E_2}{E_1} + \alpha (T_2 - T_1) \quad (2.28)$$

$$V_{oc2} = V_{oc1} m \frac{kT}{e} \ln \left(\frac{E_2}{E_1} \right) + \beta (T_2 - T_1) \quad (2.29)$$

I_{sc1}	corriente de cortocircuito experimental
V_{oc1}	voltaje de circuito abierto experimental
T_1	temperatura experimental
E_1	irradiancia experimental
I_{sc2}	corriente de cortocircuito a corregirse
V_{oc2}	voltaje de circuito abierto a corregirse
T_2	temperatura a corregirse
E_2	irradiancia a corregirse
m	factor de idealidad del diodo
α y β	son los coeficientes de temperatura
k	constante de Boltzman ($1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K)
e	carga del electrón ($1.602 \cdot 10^{-19}$ C).

Una vez corregidos los valores de I_{sc} y V_{oc} , cada punto de la curva I-V se traslada la cantidad necesaria hasta alcanzar los valores corregidos de I_{sc} y V_{oc} , es decir:

$$\Delta I_{sc} = I_{sc2} - I_{sc1} \quad (2.30)$$

$$\Delta V_{oc} = V_{oc2} - V_{oc1} \quad (2.31)$$

$$I_2 = I_1 - \Delta I_{sc} \quad (2.32)$$

$$V_2 = V_1 - \Delta V_{oc} \quad (2.33)$$

Los coeficientes de temperatura α y β proporcionan los fabricantes de los módulos. El valor de m se puede fijar entre 1 y 1.2 que es un valor típico para células de Silicio cristalino.

2.6 Estaciones Meteorológicas

Una Estación Meteorológica tendrá diferentes instrumentos para medir diferentes variables tal como se ve en la Figura 22. Un esquema típico de una Estación Meteorológica se indica en la Figura 23.

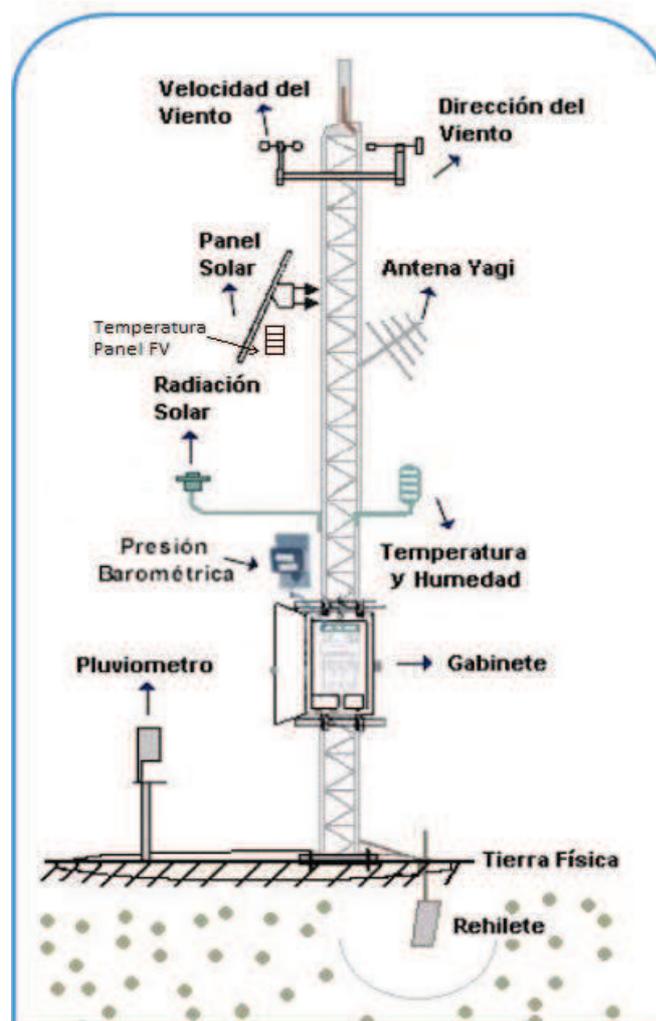


Figura 22. Estación Meteorológica típica**Fuente:**Internet

Las estaciones meteorológicas actuales utilizan la tecnología disponible, con lo cual se ha automatizado la operación y adquisición de datos, haciendo uso de la Internet, mensajes escritos, radiofrecuencia, satélites, etc. Para que sean autónomas requieren el empleo de un sistema de alimentación de energía basado en baterías recargables que puede recargarse de la red eléctrica o de paneles solares fotovoltaicos. Figura 23.

**Figura 23.**Esquema Estación Meteorológica

Las estaciones meteorológicas, de acuerdo a su aplicación pueden ser: Climatológicas, Eólicas, Agrícolas, Aeronáuticas, Satelitales, Especiales.

Estación Meteorológica Climatológica: Instalación para monitoreo de los parámetros que se producen en la atmósfera, información que servirá para estudios de predicción del clima o generar estadísticas del comportamiento climático.

Estación Meteorológica Agrícola: Monitoreo de los parámetros que sirven para conocer el clima y su influencia con los cultivos y la producción agrícola. La información recopilada, procesada y uso permitirá realizar riegos eficientes, controlar plagas, pronosticar heladas, uso racional del agua de riego, etc.

Estación Meteorológica Especial: Empleada para medición de variables en mares y océanos a través de boyas meteorológicas o para el sondeo remoto con radares meteorológicos para medir la turbulencia atmosférica y la actividad de tormentas.

Estación Meteorológica Aeronáutica: Se instalan en aeropuertos y aeródromos civiles o militares. Información que se transmite en tiempo real a otros aeropuertos, aeródromos y a los aviones en vuelo, con la finalidad de contribuir y proveer un normal desarrollo de la navegación aérea y coordinar frecuencias de vuelo, planes de vuelo, demoras y accidentes causados por tempestades, formación de hielo, turbulencias. La disponibilidad de información meteorológica fiable es un factor decisivo para las operaciones de vuelo y en particular para la elección de la ruta y nivel de vuelo. Esta información permite reducir la carga de combustible, reducir el tiempo de duración del vuelo, elegir las componentes favorables del viento, así de esta manera disminuyen los costos operativos logrando muy importantes ahorros gracias a estas predicciones concretas. Estas estaciones normalmente miden temperatura del aire, punto de rocío, dirección viento, velocidad del viento, presión barométrica, precipitación, alcance visual en la pista, altura de las nubes.

Estación Meteorológica Satelital: A través de satélites artificiales geoestacionarios y polares se supervisa el tiempo atmosférico y el clima de la Tierra. Se hace uso de cámaras que fotografían electrónicamente los sistemas nubosos. La información recibida se envía a la Tierra para su interpretación. Existen dos tipos básicos de satélites meteorológicos dependiendo de su órbita: los geoestacionarios y los polares.

2.6.1 Recolección de datos

Las estaciones meteorológicas normalmente se instalan en sitios remotos donde los sensores van colocados en alturas considerables sobre la superficie terrestre (decenas de metros), por lo que es necesario el empleo de un sistema de transmisión de datos por medios que sean confiables desde los sensores hasta el sistema de adquisición de datos, sean variables meteorológicas, variables eléctricas (Figura 24).



Figura 24. Recolección de datos Meteorológicos
Fuente: Internet

La recolección de datos se efectúa en un sistema de adquisición de la siguiente manera:

- Caracterización de sensores
- Filtraje de señales
- Protección de Señales
- Acondicionamiento de señales
- Codificación de señales

2.7 Sistema de Adquisición de Datos

Son instrumentos que tiene la finalidad de medir y almacenar, a intervalos definidos por el usuario o sus necesidades, diversas variables meteorológicas como: radiación solar global, temperatura ambiental, humedad relativa, presión barométrica, precipitación lluvia, velocidad del viento, dirección del viento.

2.7.1 Métodos de Adquisición de las Variables Meteorológicas.

Dentro de los Métodos de Adquisición de Datos tenemos aquellos que emplean los instrumentos: Dataloggers, Microprocesadores, Microcontroladores y Circuitos Lógicos Programables (PLC); dependiendo su uso de costos, capacidad de almacenamiento, capacidad de procesamiento de datos.

En los principales sistemas de Adquisición de Datos, se implementan diferentes dispositivos para llevar a cabo la captura de las señales provenientes de los sensores, almacenamiento de la información y posterior procesamiento.

La información monitoreada puede ser enviada por medios de comunicación como: RF (Radio Frecuencia), Satélite, GSM (Global System for Mobile), GPRS (General Packet Radio Service), Red Inalámbrica (WiFi, WiMax), ver Figura 25.

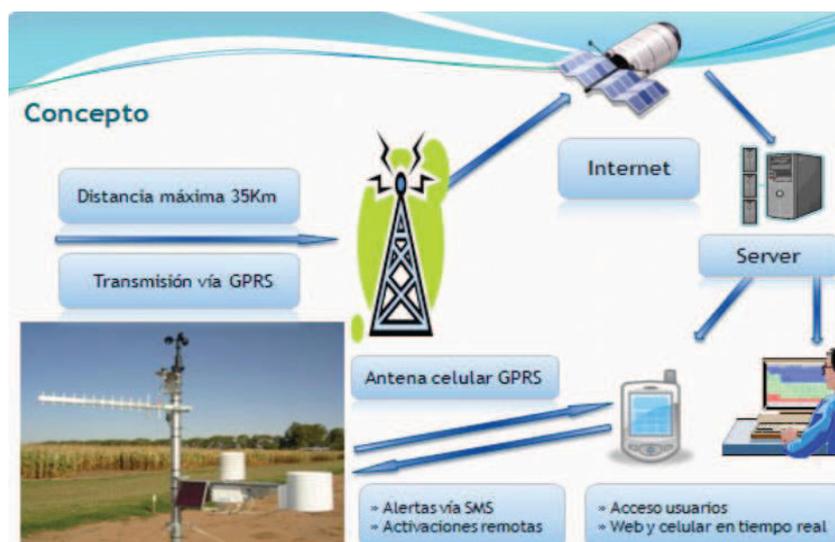


Figura 25. Métodos de Adquisición de Datos Meteorológicos

Fuente: Internet

La elección del Sistema de Adquisición y Transmisión de la información está relacionada con el alcance de la transmisión y costo de la instalación. La radiofrecuencia tiene la posibilidad de recibir y enviar mucha información con un costo reducido, teniendo disponibles equipos de radiocomunicación con el alquiler de las frecuencias de transmisión. La satelital ofrece una gran cobertura espacial y temporal a un costo muy elevado de instalación, operación y mantenimiento. Las redes WiFi (Wireless Fidelity) tienen elevada velocidad de transmisión con un rango

de cobertura pequeño. La red WiMax (Worldwide Interoperability for Microwave Access) tienen alto costo de instalación con coberturas de decenas de kilómetros.

A través de la tecnología GSM/GPRS con costos de operación reducido, se puede obtener un gran servicio, dependiendo de la cobertura de la telefonía celular.

2.8 Análisis teórico del recurso

El conocimiento de la radiación solar local es esencial para algunas aplicaciones: modelos de crecimiento de cultivos, evapotranspiración, diseño de sistemas de irrigación, diseño arquitectónico, diseños fotovoltaicos, diseños calentamiento solar, diseños combinados. La información no siempre está disponible y el empleo de equipamiento es costoso y requiere mantenimiento periódico y caro.

El análisis de la radiación solar y varias estimaciones en esta investigación se ha hecho en el sitio geográfico con latitud -0.174 , ubicado en el centro norte de la ciudad de Quito, sector La Gasca (Figura 26); una imagen ampliada se indica en la Figura 27.

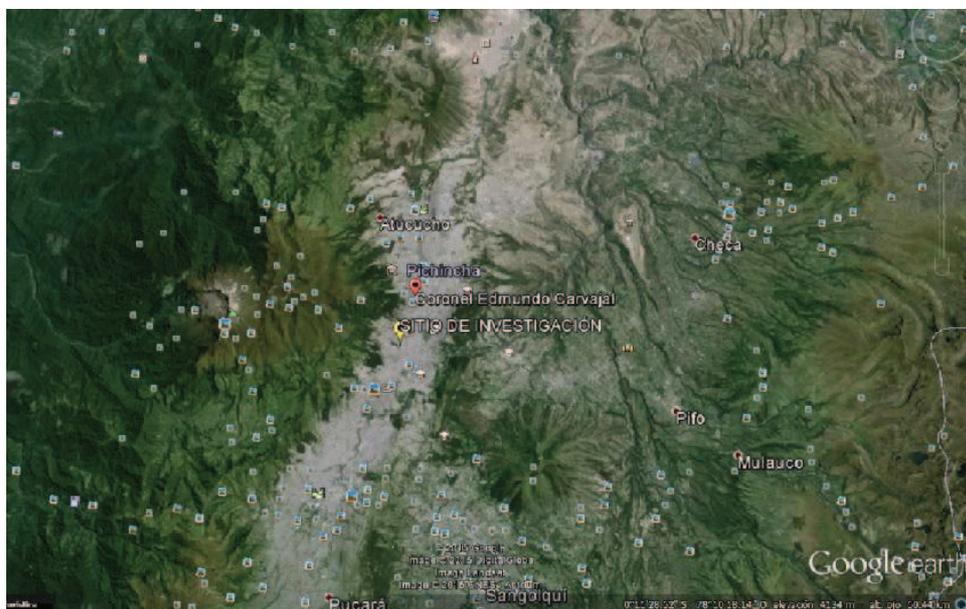


Figura 26. Ubicación sitio de investigación en la ciudad de Quito
Fuente: Google Earth

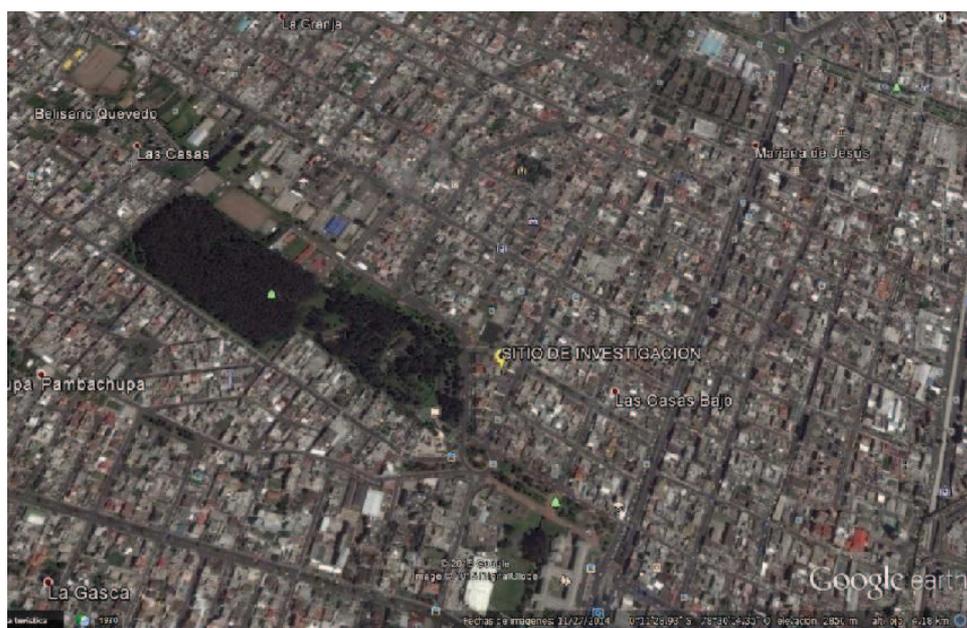


Figura 27.Ubicación sitio de investigación en la ciudad de Quito
Fuente:Google Earth

La obtención de la información de radiación solar global en esta investigación se realizó de 4 fuentes:

- Mapas de Isorradiación Solar Anual del INAMHI
- Software ISOCAD
- Atlas Solar del CONELEC
- NASA (National Aeronautic and Space Administration)

La Información disponible de Mapas de Isorradiación Solar Anual o Isolíneas para el Ecuador, preparado por el INAMHI (Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología), donde se encuentra información media anual sobre superficie horizontal (Figura 28). El dato necesario para el cálculo en esta investigación es de 4 Kwh/m²día.

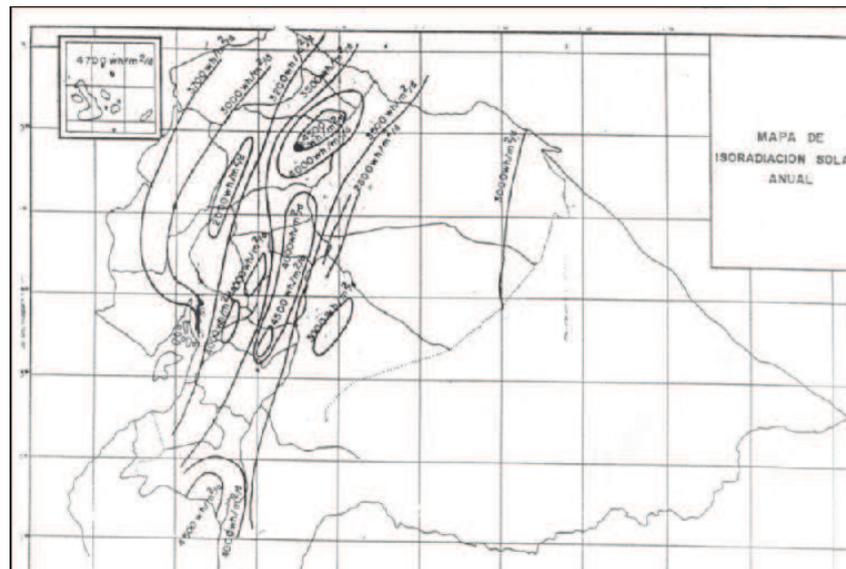


Figura 28. Mapa de Isorradiación Ecuador
Fuente: INAMHI

El Software ISOCAD, desarrollado por la investigadora Marina Rosales, calcula la radiación solar en superficie horizontal e inclinada (Figura 29); requiere datos como país, ciudad donde se efectúa el análisis. Los valores de temperatura se supone constantes para la investigación, el programa ha establecido el valor de 20 °C

SELECCIÓN DE LUGAR	
Localidad	Datos de radiación
PAÍS	RADIACIÓN DIARIA MEDIA MENSUAL SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL
ECUADOR	ENERO 4,94
CIUDAD	FEBRERO 4,84
QUITO-NAQUITO	MARZO 4,78
LATITUD	ABRIL 4,53
-0,1	MAYO 4,83
	JUNIO 4,09
	JULIO 5,53
	AGOSTO 5,47
	SEPTIEMBRE 4,89
	OCTUBRE 5,25
	NOVIEMBRE 5,14
	DICIEMBRE 5,14
	Unidades de radiación
	<input checked="" type="radio"/> kWh/m2 <input type="radio"/> Langley <input type="radio"/> MJ/m2

Figura 29. Pantalla Software ISOCAD
Fuente: ISOCAD

El Atlas Solar del CONELEC, generado por la NREL de los Estados Unidos preparado para la investigación y desarrollo de energías renovables y eficiencia

energética. Datos de radiación solar recopilados desde el 1 de enero de 1985 hasta el 31 de diciembre de 1991, publicados en julio de 2006 y expresados en unidades Wh/m² día. Representan la energía solar promedio mensual y anual de los valores diarios de radiación solar global, directa y difusa sobre una superficie horizontal. En este Atlas, la ciudad de Quito motivo de la investigación, tiene un promedio anual de Insolación global de 4,574.99 Wh/m². (CONELEC, 2008), Figura 30.

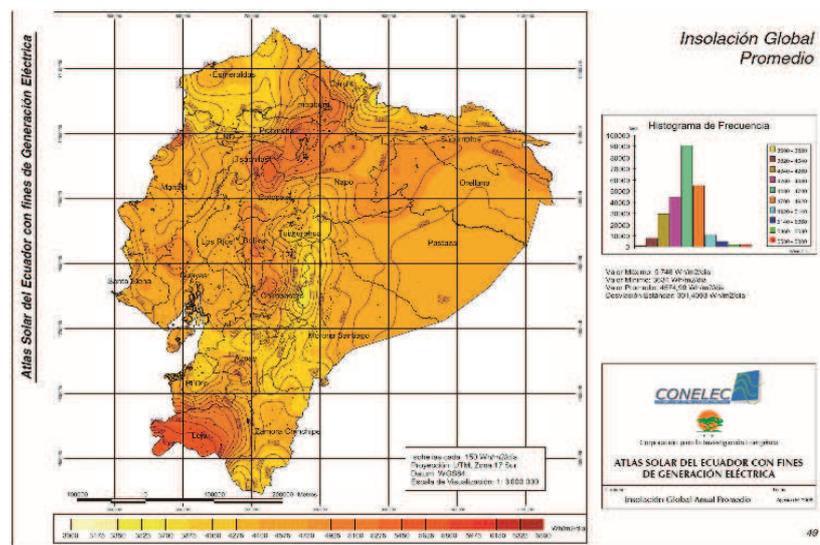


Figura 30. Insolación Global Promedio Ecuador
Fuente: Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica

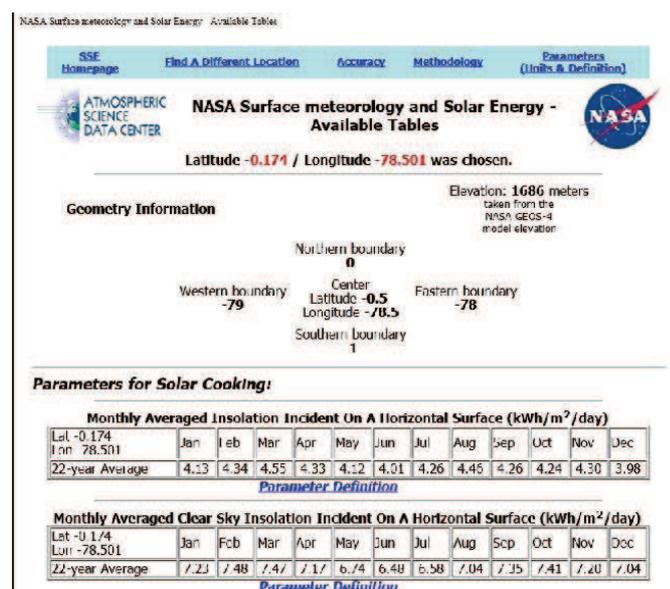


Figura 31. Software datos meteorológicos NASA
Fuente: NASA

La NASA (National Aeronautic and Space Administration) provee datos gratuitos de satélites geoestacionarios para estudios de clima y procesos climáticos; incluyen una fuente de datos solares y meteorológicos. Un rótulo generado en el software de la NASA tenemos en la Figura 31.

Existen comercialmente también diferente Software para cálculos solares: CENSOL, ISF, ISOL, etc.

Para encontrar la radiación sobre **superficie inclinada** disponiendo de información de radiación solar para superficie horizontal; tenemos la expresión en el Método de Ingeniería sin Fronteras:

$$G_{dm}(\beta) = A \cdot G_{dm}(0) + B \cdot (G_{dm}(0))^2 \quad (2.34)$$

$G_{dm}(\beta)$ Radiación solar sobre superficie inclinada

$G_{dm}(0)$ Radiación solar sobre superficie horizontal

A, B Coeficientes reportados en el texto Ingeniería sin Fronteras.

Para el desarrollo de la ecuación anterior hay que considerar:

- coeficiente de reflexión ρ del suelo que se encuentra en Tablas. Para el caso de estudio se usará $\rho=0.4$, o un tipo de suelo en calidad de grava.
- Inclinación β del panel fotovoltaico, β está dada por la expresión $\beta=|\Phi|+10^\circ$, donde Φ es la latitud geográfica.
- Coeficiente A , depende de la inclinación del panel fotovoltaico β y del coeficiente de reflexión ρ .
- Coeficiente B depende de la latitud Φ del lugar, inclinación del panel fotovoltaico y del mes del año.

Si en un sitio geográfico se tiene previsto una instalación fotovoltaica y no se disponen de datos de radiación solar, se hará uso de un modelo teórico para estimarla.

Hay diversidad de modelos para estimar la radiación global solar; entre ellos tenemos los modelos empíricos que hacen uso de variables:

- Horas de brillo solar
- Temperatura del aire
- Precipitación lluviosa
- Humedad relativa
- Nubosidad

El método más empleado es el que usa las horas de brillo solar, con el cual confortablemente se puede hacer mediciones y tomar datos. El método de Angström es el más ampliamente usado, método que propone una relación lineal entre el radio de radiación global promedio diaria al correspondiente valor en condiciones de cielo claro y el radio de la duración de horas de brillo solar diario para el máximo posible de duración de horas de brillo solar.

Una modificación a este modelo la hizo Prescott quien sugirió el empleo de intensidades de radiación extraterrestre. Esta fórmula emplea de manera más conveniente la ecuación de Angström, reemplazando el promedio de radiación global en un día claro con la radiación extraterrestre. La fórmula de Angström–Prescott utilizada es:

$$\frac{H}{H_0} = a + b \frac{n}{N} \quad (2.35)$$

H mensualmente la radiación global diaria

H radiación solar diaria extraterrestre sobre una superficie horizontal

n mensualmente promedio duración brillo solar

N mensualmente el promedio máximo duración de brillo solar

a, b constantes de regresión determinadas empíricamente

Las condiciones del cielo son cubiertas con el radio n/N , **a** es una medida de transmisión atmosférica para una condición total de nubes, **b** es la rata de incremento de H/H_0 con n/N . La suma de **a+b** indica la transmisión atmosférica bajo condiciones de **cielo claro**.

Las constantes **a** y **b** toman valores amplios, dependiendo de la localidad considerada e inclusive pueden encontrarse de correlaciones establecidas de sitios vecinos.

Las variaciones de **a** y **b** se producen por cambios estacionales en el tipo y espesor de las nubes, concentración de contaminantes en la atmósfera, latitud geográfica de la localidad.

Hay algunos modelos de REGRESIÓN para estimar la radiación global solar desde irradiancia extraterrestre medida y duración de brillo solar diario teórico.

La radiación diaria extraterrestre sobre una superficie horizontal puede ser calculada como una función de la constante solar (G_{sc}), factor de corrección por la excentricidad de la órbita terrestre (E_o), latitud del sitio (Φ), declinación solar (δ) y el principal ángulo de brillo solar (ω_s) en MJ/m²/día. Se obtiene empleando la siguiente expresión:

$$H_o = (1/\pi) \cdot G_{sc} \cdot E_o \cdot (\cos \Phi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + (\pi/180) \cdot \sin \pi \cdot \sin \delta \cdot \omega_s) \quad (2.36)$$

La constante solar es la cantidad de energía recibida en el tope de la atmósfera terrestre, medida en una distancia promedio entre la Tierra y el Sol sobre una superficie orientada perpendicularmente al sol. El valor aceptado generalmente es 1367 w/m² (un equivalente diario de 118.10 MJ/m²/día).

El factor de corrección por excentricidad E_o puede ser calculado con la expresión:

$$E_o = 1.00011 + 0.034221 \cdot \cos \Gamma + 0.00128 \cdot \sin \Gamma + 0.000719 \cdot \cos^2 \Gamma + 0.000077 \cdot \sin^2 \Gamma \quad (2.37)$$

La declinación solar δ puede ser calculada en grados desde la ecuación:

$$\delta = (180/\pi) \cdot (0.006918 - 0.399912 \cos \Gamma + 0.070257 \cdot \sin \Gamma - 0.006758 \cdot \cos^2 \Gamma + 0.000907 \cdot \sin^2 \Gamma - 0.002697 \cos^3 \Gamma + 0.00148 \cdot \sin^3 \Gamma) \quad (2.38)$$

$$\Gamma = 2\pi \cdot (n-1)/365 \text{ (radianes)}$$

n Número de días del año empezando desde el primero de enero.

El ángulo horario de brillo solar principal **w** puede ser calculado:

$$w = \cos^{-1}(-\tan \Phi \cdot \tan \delta) \quad (2.39)$$

El número posible máximo de horas de luz solar **N** está dado por:

$$N = (2/15) w \quad (2.40)$$

Los modelos de Regresión lineal que pueden emplearse para estimaciones de radiación solar global son:

Tabla 1

Modelos de Regresión lineal

Modelo	Ecuaciones de Regresión	Fuente
Lineal	$H/H_o = a + b \cdot (n/N)$	Angström-PreScott
Cuadrático	$H/H_o = a + b \cdot (n/N) + c \cdot (n/N)^2$	Akinoglou y Ecevit
Tercer grado	$H/H_o = a + b \cdot (n/N) + c \cdot (n/N)^2 + d \cdot (n/N)^3$	Ertekin and Yaldiz
logarítmico	$H/H_o = a + b \cdot \log(n/N)$	Ampratwun y Dorvlo

Fuente: J. Almorox

En el método de regresión lineal para estimar la radiación solar global sobre superficie horizontal y obtención de las constantes **a** y **b** para cada localidad, se usaron datos medidos de radiación global promedio mensual sobre superficie horizontal y horas de brillo solar desde la estación meteorológica instalada en el sitio de investigación; así se generó la ecuación de regresión. Los coeficientes de regresión pueden variar de estación climática a estación climática.

Al desarrollar los modelos se encontraron las mejores ecuaciones predictivas, usando expresiones para fines estadísticos; la exactitud de los valores estimados fueron probados calculando estadísticamente la R^2 , Error Estándar de la Estimada y

el Error principal absoluto. La R^2 estadística indica el porcentaje de variabilidad de la variable dependiente. El Error estándar de la radiación estimada indica los valores para la desviación estándar de la residual, estimada por la raíz cuadrada del error principal cuadrado.

El Error principal absoluto es una medida de la exactitud, calculada por la suma de los Errores absolutos y dividiendo por el número de observaciones. La raíz cuadrada del Error principal y el Error absoluto principal son los fundamentos de la exactitud de la medida.

Así un nuevo set de constantes **a** y **b** en la ecuación de Angström-Prescott fueron obtenidas en la ciudad de Quito y con esa información se estimó la radiación solar global diaria sobre superficie horizontal en el sitio de investigación.

También se obtuvieron las constantes **a**, **b**, **c**, **d** en la ecuación modificada de Angström-Prescott, empleando el Índice de Calidad del Aire de Quito IQCA, con esa información se estimó la radiación solar global diaria sobre superficie horizontal en el mismo sitio de investigación.

CAPÍTULO III

ESTADO DEL ARTE

La Organización Mundial de la Salud OMS emite directrices sobre la calidad del aire que son aplicables en todo el mundo y establece que cada país debe considerar normas de calidad de aire que protejan la salud de sus pobladores; en el Ecuador tenemos la NECA o Norma de Calidad del Aire Ambiente publicada en el Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria (Libro VI de la Calidad Ambiental, Anexo 4), con la cual se evalúa el estado de la contaminación atmosférica a través de métodos y procedimientos de medición, límites permisibles.

3.1 Índice quiteño de la calidad del aire, IQCA

El Municipio del Distrito Metropolitano de Quito (MDMQ) publica diariamente en su página web información de la calidad del aire ambiental, a través de la REMMAQ de la CORPAIRE, de diferentes estaciones de medición ubicadas tanto en la ciudad de Quito como en zonas aledañas, monitoreando cinco contaminantes comunes: material particulado $PM_{2,5}$, óxidos de Nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO_2), monóxido de Carbono (CO) y oxidantes fotoquímicos expresados como ozono (O_3).

La red de monitoreo REMMAQ está formada por seis subsistemas y cada uno de ellos con estaciones fijas (Tabla 2) que disponen de analizadores automáticos de gases y partículas distribuidos en la RAUTO (Red automática), REMPA (Red de Monitoreo Pasivo).

Tabla 2
Estaciones automáticas de la RAUTO

Estación	Nomenclatura	Contaminante					
		CO	NO ₂	O ₃	SO ₂	PM _{2.5}	PM ₁₀
Carapungo	Car	X	X	X	X	X	X
Cotocollao	Cot	X	X	X	X	X	
Belisario	Bel	X	X	X	X	X	
Centro	Cen	X	X	X	X	X	
El Camal	Cam	X	X	X	X	X	
Guamani	Gua	X	X	X			X
Los Chillos	Chi		X	X	X		
Tumbaco	Tum			X	X		X

Fuente: Informe de Calidad del Aire de Quito.

La REDEP (Red de depósito) registra el sedimento de polvo atmosférico, RAPAR (Red de Material Particulado) para partículas en suspensión menores de 10 microgramos y menor a 2.5 microgramos, REMET que captura parámetros meteorológicos (velocidad de viento, dirección del viento, humedad relativa, radiación solar global, temperatura, presión atmosférica, precipitación). Los datos de estas estaciones de monitoreo el Municipio de Quito los ofrece a través de la página www.quitoambiente.gob.ec y pueden estar está disponibles con información desde el año 2003.

La medición efectuada como concentraciones en el aire y expresada en microgramos por m³ y en rangos específicos en cada caso, es convertida a una escala numérica y de colores para todos los contaminantes. La escala numérica está definida en el rango entre 0 y 500 (Tabla 3); mientras más alto es el valor del IQCA, mayor es el nivel de contaminación atmosférica. Un valor de 100 corresponde a los límites máximos permitidos en la norma nacional de calidad del aire NECA y sus rangos intermedios son calificados en varias escalas sobre la incidencia en la salud humana.

Tabla 3
Límites numéricos de categorías del IQCA

Rango	Categoría	CO ^a	O ₃ ^b	NO _x ^c	SO ₂ ^d	PM _{2.5} ^e
0 – 50	Nivel deseable	0 - 5 000	0 - 80	0 - 75	0 - 175	0 – 33
50 – 100	Nivel aceptable	5 001 - 10 000	81 - 160	76 - 150	176 - 350	34 – 65
100 – 200	Nivel de precaución	10 001 - 15 000	161 - 300	151 - 1 200	351 - 800	66 – 150
200 – 300	Nivel de alerta	15 001 - 30 000	301 - 600	1 201 - 2 300	801 - 1 600	151 – 250
300 – 400	Nivel de alarma	30 001 - 40 000	601 - 800	2 301 - 3 000	1 601 - 2 100	251 – 350
400 – 500	Nivel de emergencia	> 40 000	> 800	> 3 000	> 2 100	> 350

Fuente: Informe de Calidad del Aire de Quito.

El cálculo de las concentraciones de estos contaminantes se hace a través de mediciones en las diferentes estaciones con analizadores automáticos, usando relaciones lineales para cada contaminante, como se puede ver en Tabla 4.

Tabla 4
Expresiones matemáticas para el cálculo del IQCA

Contaminante	Expresiones matemáticas para cada rango de concentración			
CO (concentración promedio en 8 horas, mg/m ³)	0 < Ci < 10	10 < Ci < 15	15 < Ci < 30	30 < Ci
	IQCA = 10Ci	IQCA = 20Ci – 100.00	IQCA = 6.67Ci + 100.00	IQCA = 10Ci
O ₃ (concentración promedio en 1 hora, ug/m ³)	0 < Ci < 160	160 < Ci < 300	300 < Ci < 600	600 < Ci
	IQCA = 0.6250Ci	IQCA = 0.7143Ci – 14.29	IQCA = 0.3333Ci + 100.00	IQCA = 0.500Ci
NO _x (concentración máxima en 24 horas, ug/m ³)	0 < Ci < 150	150 < Ci < 1 200	1 200 < Ci < 2 300	2 300 < Ci
	IQCA = 0.6667Ci	IQCA = 0.0952Ci + 85.71	IQCA = 0.0909Ci + 90.91	IQCA = 0.1429Ci – 28.57
SO ₂ (concentración máxima en 24 horas, ug/m ³)	0 < Ci < 350	350 < Ci < 800	800 < Ci < 1 600	1 600 < Ci
	IQCA = 0.2857Ci	IQCA = 0.2222Ci + 22.23	IQCA = 0.1250Ci + 100.00	IQCA = 0.2000Ci – 20.00
PM _{2.5} (concentración máxima en 24 horas, ug/m ³)	0 < Ci < 65	65 < Ci < 150	150 < Ci < 250	350 < Ci
	IQCA = 1.5385Ci	IQCA = 1.1765Ci + 23.53	IQCA = Ci + 50.00	IQCA = Ci + 50.00

Fuente: Informe de Calidad del Aire de Quito.

El valor más alto de los IQCA parciales o de cada contaminante es el IQCA para el área de influencia de la estación de medición, esto se ve en la Figura 32, que como publicaciones los emite la REMMAQ en su página web.

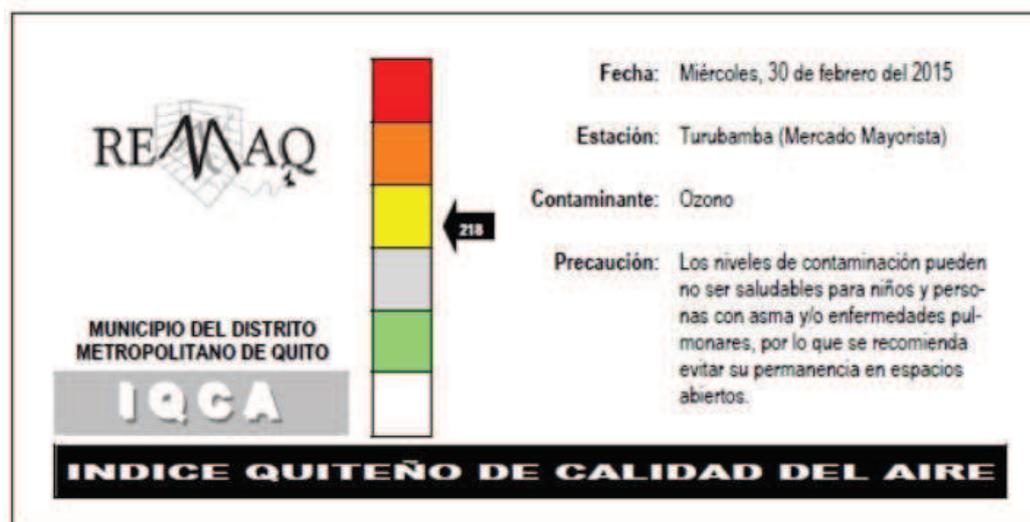


Figura 32. Ejemplo de publicación del IQCA
Fuente: Informe de Calidad del Aire de Quito

Esta publicación indica que el Índice de Calidad del Aire en Quito, el miércoles 30 de febrero de 2015 (como ejemplo) en el área de influencia de Turubamba es 218 (como ejemplo), reportando la estación de medición, el contaminante mayor y las precauciones que se debe tener para precautelar la salud.

De los contaminantes que se presentan en la atmósfera de la ciudad de Quito tenemos el material particulado PM o partículas sólidas y gotas de líquido en el aire, las PM_{10} o aquellas que tienen un diámetro menor a 10 micrómetros, las $PM_{2.5}$ o aquellas que tienen un diámetro menor a 2.5 micrómetros denominadas finas y son las que producen gran inconveniente en la salud como deposiciones sobre instalaciones fotovoltaicas causando pérdida de eficiencia en los proyectos solares.

El monóxido de carbono CO es un contaminante que se produce cuando el carbono de los combustibles no se quema completamente y genera contaminación ambiental y también afecta a las instalaciones fotovoltaicas. Es un contaminante que se produce en mayor magnitud en periodos fríos debido a que en esas condiciones la combustión de los hidrocarburos es menos completa.

El dióxido de azufre (SO_2) se produce en la quema de combustibles que tienen este compuesto, como el carbón, derivados de petróleo, procesos industriales.

Cuantificando sitios y zonas donde hay mayor presencia de partículas sedimentables, permitirá definir la mejor ubicación de una instalación fotovoltaica y encontrar la mejor eficiencia tanto en el Distrito Metropolitano de Quito como zonas aledañas.

La Norma ecuatoriana NECA para partículas sedimentables establece que no se debe superar 1 mg/cm^2 durante 30 días, lo cual no se cumplió en la mayoría de los sitios monitoreados; probablemente se deba a diferentes trabajos de obra civil ejecutados en esas zonas. La concentración máxima de este contaminante durante 30 días, en el año 2013 en función de cada uno de las estaciones de monitoreo se reporta en la Figura 33.

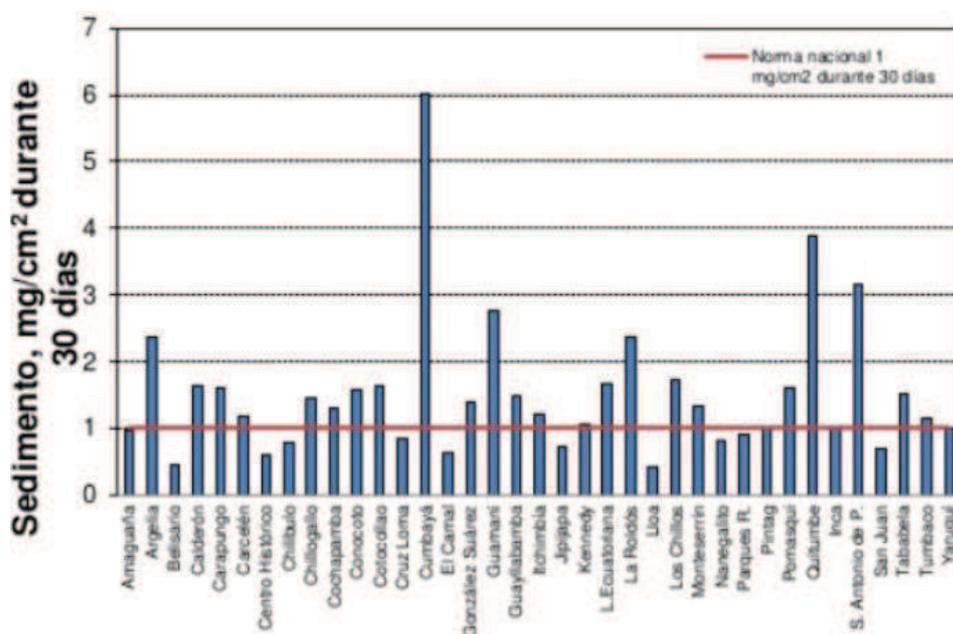


Figura 33. Concentraciones mensuales máximas de partículas sedimentables (mg/cm^2 durante 30 días) año 2013

Fuente: Informe de Calidad del Aire de Quito

Los máximos mensuales de la presencia de este contaminante en el DMQ y zonas aledañas, como partículas sedimentables durante en el año 2013 se lo reporta en la Figura 34.

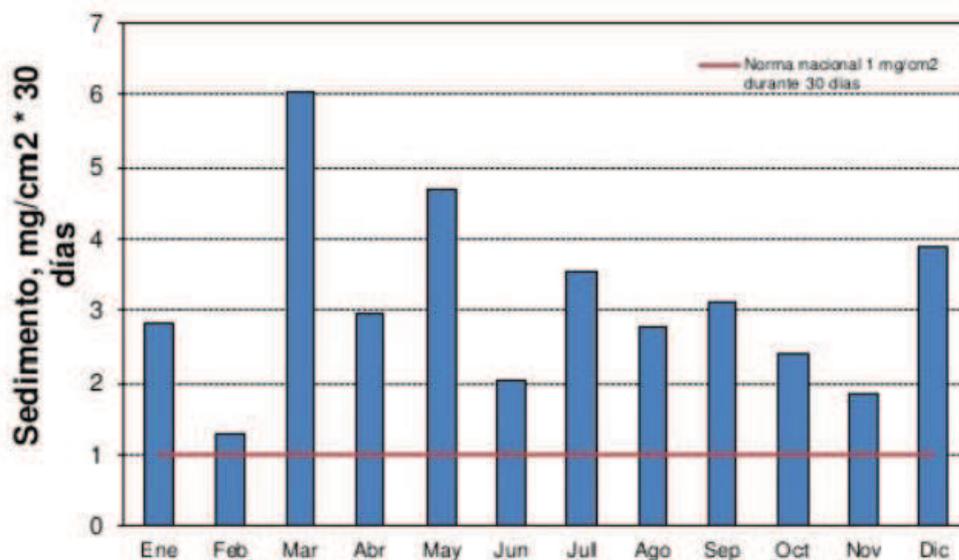


Figura 34. Concentraciones máximas mensuales de partículas sedimentables año 2013

Fuente: Informe de Calidad del Aire de Quito.

En la figura 35 en el lapso 2006-2013 se puede ver la tendencia de incremento de este contaminante en el DMQ y zonas aledañas, debido quizás al crecimiento de la actividad constructiva, obra pública, etc.

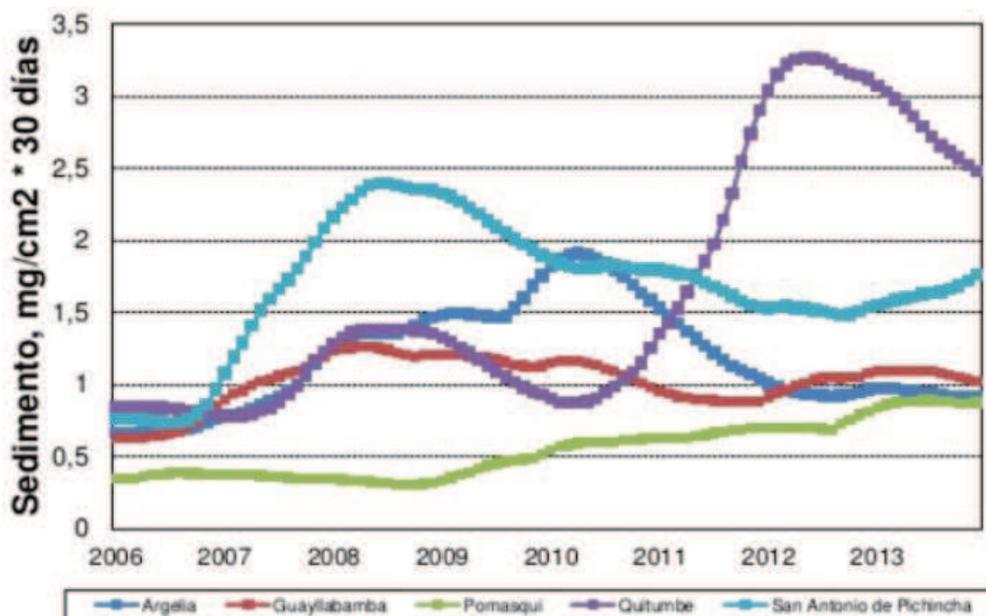


Figura 35. Tendencias sedimento (mg/cm²) durante 30 días 2006-2012 estaciones críticas.

Fuente: Informe de Calidad del Aire de Quito

Las zonas de San Antonio de Pichincha y Guayllabamba influenciadas por actividad minera, escasez de lluvias, erosión eólica provocando valores altos de polvo suspendido, indica que son sitios menos apropiados para instalaciones fotovoltaicas.

El material particulado grueso PM_{10} tiene presencia en la atmósfera con una relación directa con precipitaciones. En el DMQ se tendrán niveles altos de presencia de este contaminante en periodos secos, y concentraciones mayores en meses con precipitación lluviosa. Para el año 2013 la concentración promedio mensual se ve en la Figura 36.

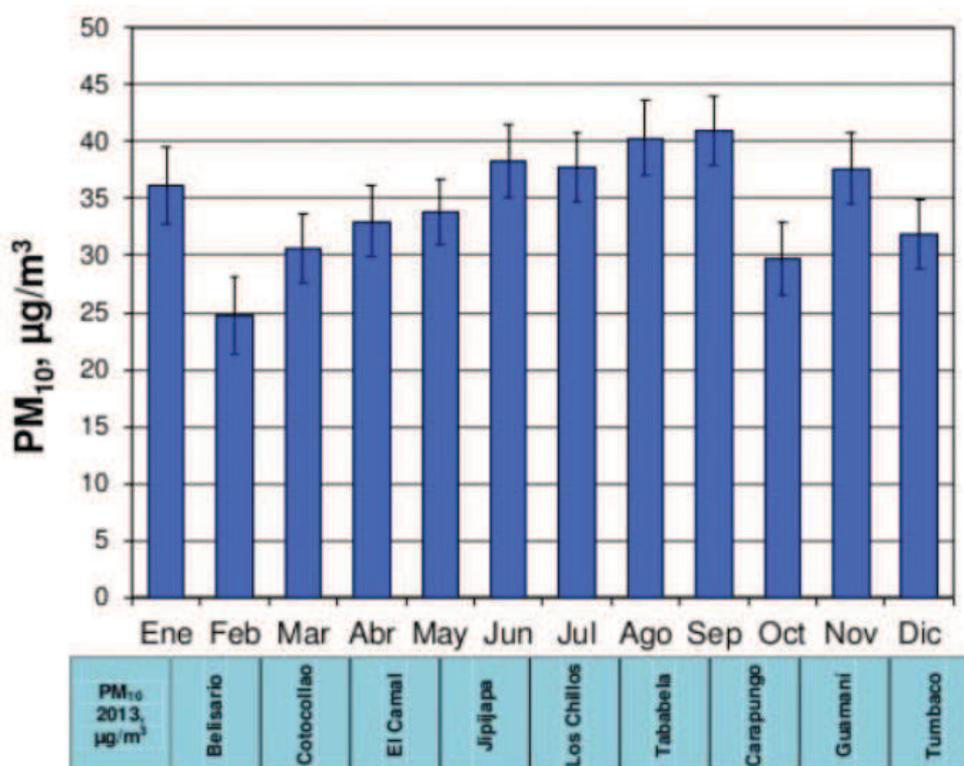


Figura 36. Concentraciones medias mensuales de PM_{10} ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) y máximos durante el año 2013.

Fuente: Informe de Calidad del Aire de Quito.

En el reporte anterior no se superó al nivel máximo de la NECA de 50 microgramos por m^3 para el promedio anual, probablemente porque en el DMQ desde el año 2006 no se comercializa diésel con contenido de azufre de 7000 ppm que provoca las emisiones de humo negro en los motores de combustión. El registro

histórico desde el año 2004 indica que hay disminución constante de este contaminante, Figura 37.

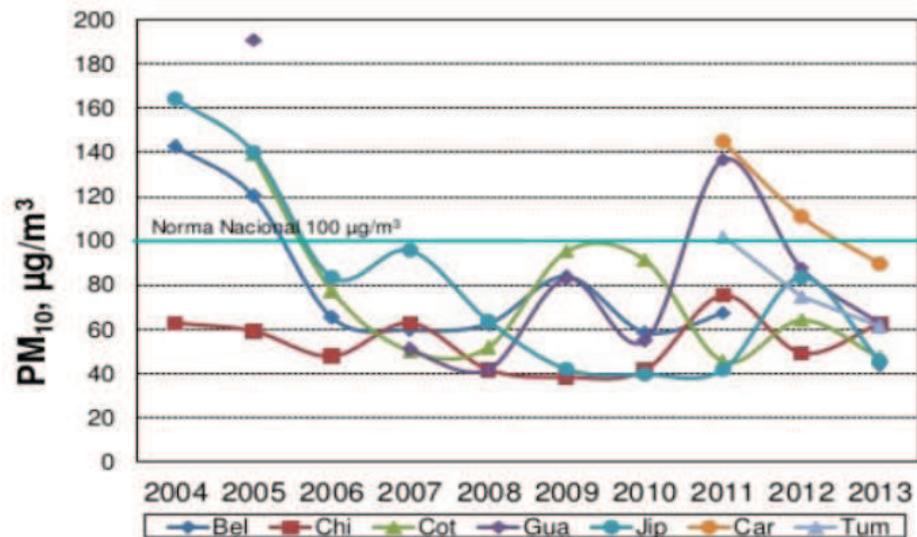


Figura 37. Tendencias para PM₁₀ (ug/cm³) percentil 98 del promedio 24 horas y anual.

Fuente:Informe de Calidad del Aire de Quito

Las concentraciones de PM_{2.5} tienen que ver con el tráfico vehicular y su registro está graficado en la Figura 38.

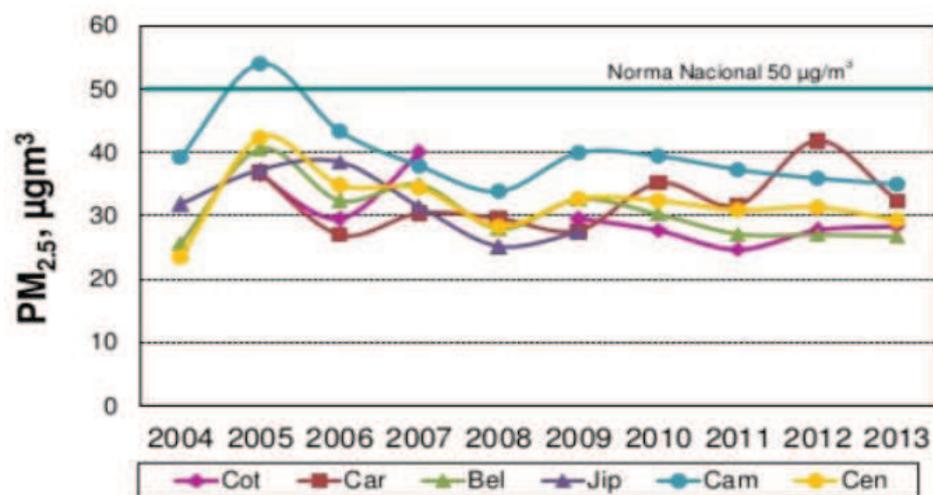


Figura 38. Tendencias para PM_{2.5} (ug/cm³) percentil 98 del promedio 24 horas y anual.

Fuente:Informe de Calidad del Aire de Quito

El monóxido de carbono tiene que ver con el tráfico vehicular, su influencia en la contaminación ambiental del DMQ tiene la tendencia a permanecer constante (Figura39), aun cuando el parque automotor ha incrementado; probablemente este fenómeno se deba al empleo de mejores tecnologías en los motores de combustión.

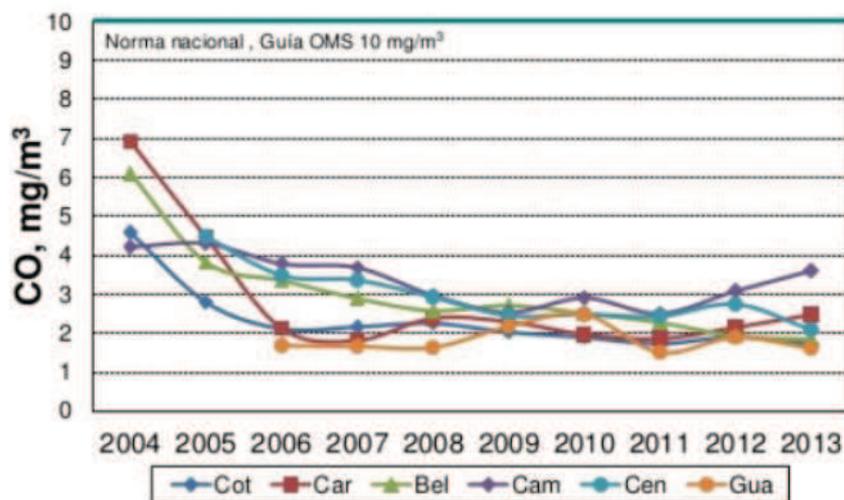


Figura 39. Tendencias CO (mg/m³) máximo promedio octohorario
Fuente: Informe de Calidad del Aire de Quito

Respecto a los parámetros meteorológicos monitoreados en el DMQ y zonas aledañas se expone en las siguientes gráficas:

La radiación solar que es monitoreada por estas estaciones y sus registros desde el año 2008-2013 se reporta en escala gráfica en la Figura 40.

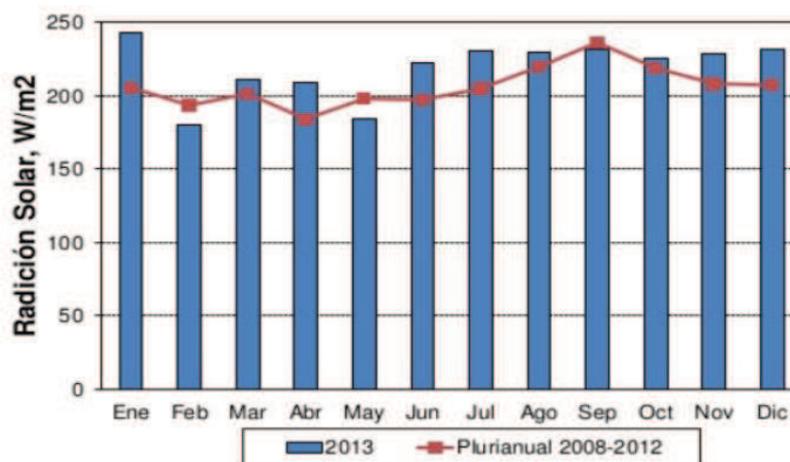


Figura 40. Análisis de la Radiación Global Solar en el DMQ, 2013 y plurianual
Fuente: Informe de Calidad del Aire de Quito.

La temperatura promedio mensual en el lapso 2007-2012 queda indicada en la Figura 41.

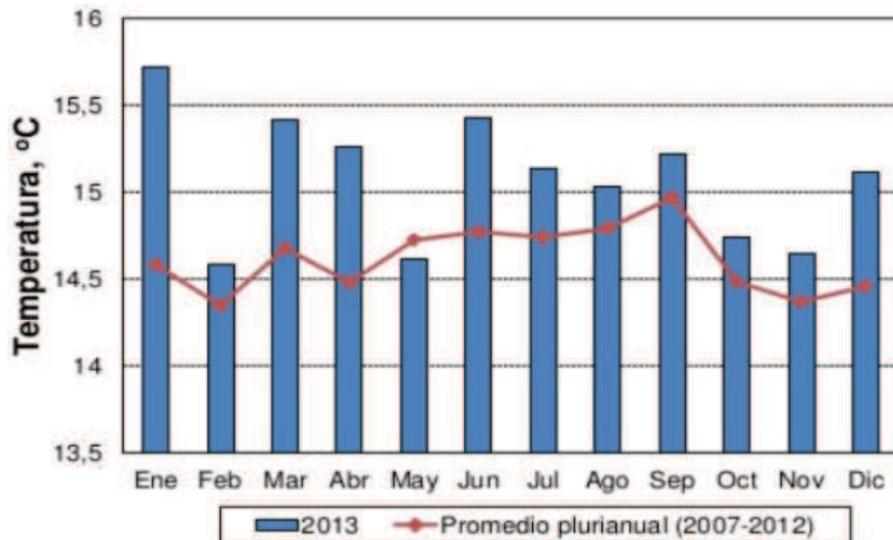


Figura 41. Análisis de la Temperatura en el DMQ, 2013 y plurianual
Fuente: Informe de Calidad del Aire de Quito

Las figuras 42, 43, 44 indican datos estadísticos desde el año 2008 al 2012 y 2013 referidos a la precipitación lluviosa, presión barométrica, velocidad del viento, respectivamente en el Distrito Metropolitano de Quito.

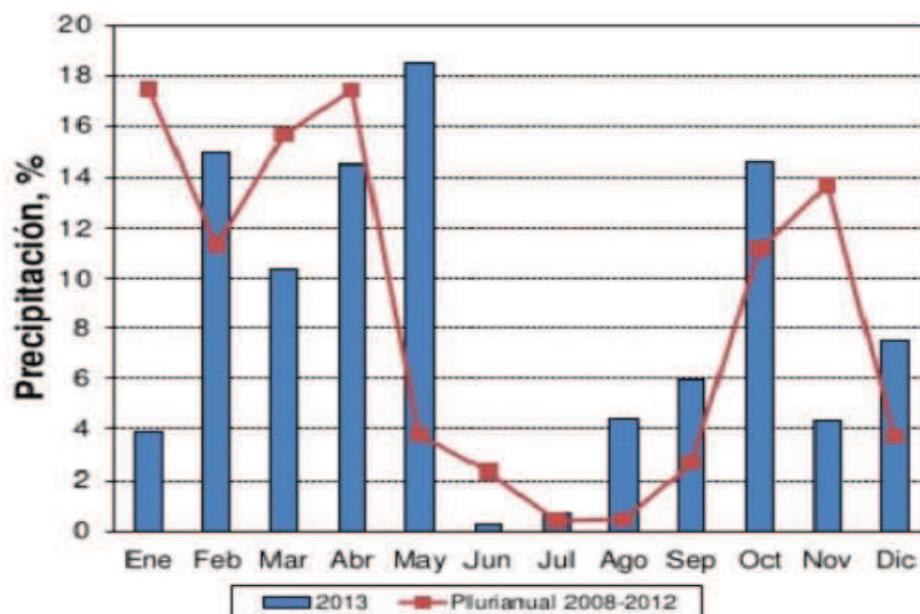


Figura 42. Análisis de la Precipitación en el DMQ, 2013 y plurianual
Fuente: Informe de Calidad del Aire de Quito

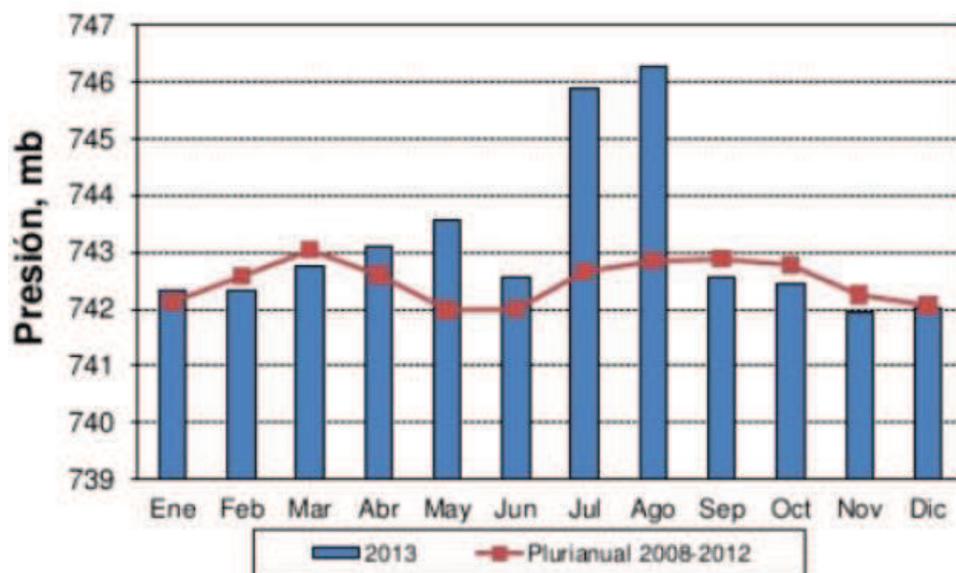


Figura 43. Análisis de la Presión Barométrica en el DMQ, 2013 y plurianual
Fuente: Informe de Calidad del Aire de Quito.

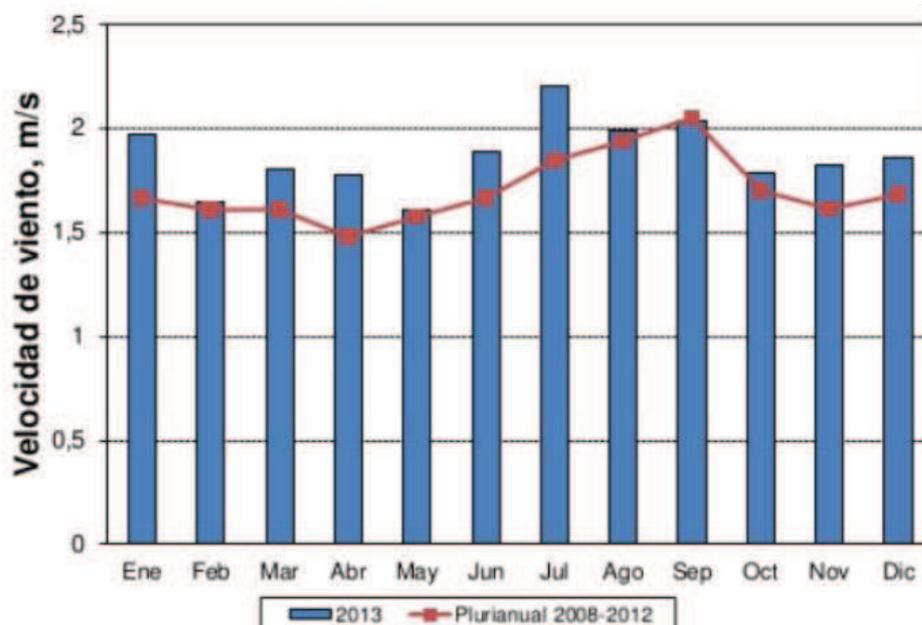


Figura 44. Análisis de la Velocidad de vientos en el DMQ, 2013 y plurianual
Fuente: Informe de Calidad del Aire de Quito.

3.2 Modelo de estimación de la radiación solar global en el sitio de investigación, DMQ.

El Índice de claridad es un parámetro óptico que nos indica a través de análisis estadísticos el estado de la atmósfera, condiciones y características climáticas, cambio de las mismas en el transcurso del tiempo. De su seguimiento puede determinarse el estado de la atmósfera por acción de la contaminación usando datos de radiación solar global y optimización de diseños fotovoltaicos.

Hay múltiples estudios de este parámetro en diferentes ciudades y países del mundo, un estudio cercano se ha efectuado en la ciudad de Bogotá, empleando datos de radiación solar global (Revista Colombiana de Física, 2008) y en el que se reproduce el comportamiento de la irradiancia solar global y extraterrestre, que incluye la dispersión diaria de estas radiaciones y la obtención del índice de claridad promedio diario mensual para Bogotá en los meses de investigación.

La actividad humana ha generado en los ambientes urbanos una serie de problemas ambientales como lluvia acida, huecos de ozono, smog, efecto invernadero. Algo poco conocido del efecto de la contaminación ambiental es la pérdida de eficiencia de los paneles fotovoltaicos en la generación de electricidad; una explicación tiene que ver con la deposición de partículas sólidas en la superficie de los paneles; por esto es que se han desarrollado en otros países múltiples estudios para encontrar el impacto en la eficiencia de paneles FV en ambientes urbanos por deposición de contaminantes.

El impacto de la deposición de contaminantes puede afectar la eficiencia de las instalaciones fotovoltaicas, lo cual se ha tratado de determinar haciendo uso de paneles fotovoltaicos idénticos, uno completamente limpio y el otro contaminado artificial o naturalmente con diferentes contaminantes presentes en la atmósfera (ceniza, polvo) y localizados en el mismo sitio, misma inclinación y con las mismas condiciones ambientales. Se determina la pérdida de potencia, energía y eficiencia de conversión, de acuerdo a los diferentes contaminantes atmosféricos (Kaldellis, 2011),

donde el decremento de magnitud depende de la composición, color, diámetro del contaminante.

La radiación solar global es estimada mayormente con el empleo de las ecuaciones de Angström-Prescott; una mejor aproximación a estas ecuaciones se obtiene con el manejo de los índices de contaminación ambiental (Zhao, 2013) que organismos públicos reportan de las mediciones realizadas.

La investigación en este trabajo intenta hacer un ajuste a las ecuaciones de Angström-Prescott, usando medidas de radiación global solar, horas de brillo solar e índices de contaminación ambiental reportadas como Índice de calidad del Aire en Quito, encontrando los coeficientes empíricos de regresión **a** y **b** para un modelo que no use Índices de contaminación y coeficientes empíricos **a**, **b**, **c**, **d** en la misma ecuación al usar Índices de contaminación, tomando como referencia la investigación de NaZhao. Con los resultados obtenidos poder aplicar estas ecuaciones en sitios o zonas similares que no disponen de datos de radiación solar y estimar la radiación solar global en esos sitios.

La presencia de contaminantes en la atmósfera como los aerosoles, en regiones contaminadas, pueden ser los agentes que provocan atenuación en la radiación global solar que llega a la superficie de la tierra.

La radiación solar es atenuada desde que ingresa a la atmósfera, debido a la absorción por diferentes moléculas y partículas, difracción y reflexión de la luz por presencia de moléculas, vapor de agua, polvo y contaminantes. La radiación solar que llega a la Tierra depende de la turbidez atmosférica y la atenuación producida puede dar un indicativo de la concentración de contaminantes en la atmósfera (Hamdan, 1995). Esto podrá hacerse comparando la radiación solar medida en el área de interés con datos medidos en una zona alejada de la primera, en condiciones de **cielo claro**, o comparando los datos de radiación global medidos en el área de investigación con los datos generados de un modelo que predice tales datos en condiciones de cielo claro.

Un tipo de influencia negativa en la generación de energía fotovoltaica tiene que ver con la deposición de contaminantes sobre los paneles fotovoltaicos afectando la energía generada, potencia de salida, eficiencia. Efecto que depende del tipo de contaminante (Kaldellis, 2011), debido principalmente al incremento de la reflexión de la radiación solar. Entre los contaminantes que se depositan sobre los paneles fotovoltaicos tenemos principalmente depósitos de ceniza basados en carbón, como un producto de malas combustiones de combustibles en vehículos motorizados.

Algunos investigadores hacen estimaciones de radiación global empleando datos medidos de duración de brillo solar y radiación solar en la ecuación de Angström-Prescott, encontrando los coeficientes de regresión **a** y **b** (Almorox, 2007). La correlación obtenida puede ser usada para estimar la radiación solar en regiones o zonas donde los datos de radiación solar no están disponibles, si se tiene como datos únicamente las horas de brillo solar.

Otro modelo que puede estimar la radiación global es aquel que utiliza datos mínimo y máximo de temperatura, teniendo como base la ecuación de Angström-Prescott para radiación solar global sobre superficie horizontal; después de desarrollar el modelo basado en límites de temperatura, se encuentran los coeficientes de regresión **a** y **b** (Okonkwo, 2014). Las ecuaciones propuestas por este investigador son:

$$\frac{H}{H_o} = a + b (T_{max}) \quad (3.1)$$

$$\frac{H}{H_o} = a + b (T_{max}) + c(T_{max})^2 \quad (3.2)$$

$$\frac{H}{H_o} = a + b (T_{min}) \quad (3.3)$$

$$\frac{H}{H_o} = a + b \left(\frac{T_{min}}{T_{max}} \right) \quad (3.4)$$

H/H_o	Índice de claridad
n/N	Fracción de brillo solar
a, b	Constantes de regresión
T_{max}	Temperatura máxima

Tmin Temperatura mínima

Los resultados obtenidos con este modelo, se han justificado usando expresiones estadísticas para encontrar correlaciones y coincidencias entre datos medidos y valores calculados.

CAPÍTULO IV

DESARROLLO EXPERIMENTAL

4.1 Equipos

El equipamiento para el desarrollo experimental se hizo con:

- Datalogger Symphonie NRG, 12 canales de entrada.
- Tarjetas electrónicas acondicionadoras de señal (SCM) compatibles con Symphonie NRG Datalogger.
- Software específico (Symphonie Data Retriever, SDR).
- Computadora portátil para procesamiento de información obtenida y monitoreada.
- Fuente de tensión fija con 5, 9, 12, 15 voltios dc de salida.
- Fuente de tensión variable con salida entre 0-30 voltios dc.
- Multímetro digital, 0-30 voltios dc
- Amperímetro digital, 0-30 Amperios
- Termómetro digital, 0-100°Celsius.
- Osciloscopio BK 5100, 100 Mhz

4.2 Instalaciones

Esta investigación desarrollada en un sitio ubicado en el centro norte de la ciudad de Quito, ha empleado un instalación fotovoltaica para transformar la Energía Solar Global en Energía eléctrica, acoplado una carga resistiva al panel fotovoltaico, implementado una Microestación Meteorológica como en la Figura 45, instalado un sistema de Recolección de Datos, un sistema de Adquisición de Datos, base de datos meteorológicos y eléctricos, generado un modelo de estimación de radiación solar global sobre superficie horizontal, generado un modelo de radiación solar global utilizando Índices de Calidad del Aire en la ciudad de Quito para superficie horizontal.

Para obtener datos de la Microestación Meteorológica y los sensores detecten información válida se utilizaron andamios para superar la altura de las edificaciones y conseguir que la instalación fotovoltaica no sea afectada por sombras o reflexiones. El pluviómetro Novalynx Rain Gauge está instalado a una altura sobre la superficie del terreno, de tal forma que su medición no se afecte por salpicaduras de agua.



Figura 45.Microestación Meteorológica Instalada en el centro norte de Quito

4.3 Señales

Las señales como información meteorológica, se obtuvieron desde la Microcentral Meteorológica implementada con sensores meteorológicos y desde sensores de señales eléctricas en la Instalación Fotovoltaica en investigación.

Señales de parámetros Eléctricos y Meteorológicos.

Las señales de los sensores en el Sistema Recolector de Datos se transmitieron a un sistema de almacenamiento de datos Dataloggera través de cables conductores tipo coaxial y blindado para evitar que haya ruido e interferencia eléctrica en la información.

Estas señales fueron direccionadas al Datalogger a diferentes canales de entrada:

- Canal contador.
- Canal de medición de la Velocidad del viento con un Anemómetro.
- Canales análogos.
- Canal para medición de Radiación Global con un Piranómetro (0 a 3000 w/m²).
- Canal para medición de Humedad Relativa (0 a 100%).
- Canal para medición de Presión Barométrica (150 a 1500 mBar).
- Canal para medición de la Dirección del Viento (0° a 355°).
- Canal para medición de la Temperatura ambiental (0° a 150°C).
- Canal para medición del voltaje de la instalación Fotovoltaica (0 a 50V)
- Canal para medir la corriente generada en la instalación fotovoltaica (0 a 20A).

4.4 Microestación Meteorológica implementada

La instalación Meteorológica de manera específica se formó con: anemómetro para medir la velocidad del viento NRG 40C, sensor de precisión LM35 para medir

temperatura en grados Celsius, sensor tipo veleta NRG 200 P para medición de la orientación del viento, sensor de presión barométrica MPX4115A, sensor de humedad relativa HIH-4030, Piranómetro LI-COR 200 para medición de la radiación solar global, sensor de precipitación lluviosa Novalynx Rain Gauge.

4.4.1 Anemómetro NRG 40C

Para medir la velocidad del viento se empleó este sensor con cazoletas o molinete; sensor que durante la rotación transmite impulsos a un contador electrónico en una tarjeta dedicada SCM de la NRG (Figura 46), indicando directamente el movimiento del aire que pasa por el anemómetro; o sea el recorrido del aire, a partir del cual se calcula su velocidad media.

Este sensor es doblemente calibrado, la primera calibración se la hace en fábrica, la segunda calibración en túneles de viento en un rango de 4 a 26 m/s. La señal de salida es una onda senoidal con una frecuencia linealmente proporcional a la velocidad del viento con un rango de salida entre 0-125 Hz. El equivalente eléctrico que describe el principio de funcionamiento del sensor corresponde a una fuente de voltaje variable.



Figura 46. Anemómetro NRG 40C.
Fuente:NRG Renewable Sysyems.

4.4.2 Sensor de Dirección del Viento NRG 200P

Se llama dirección del viento al punto del horizonte de donde proviene el mismo. Se expresa en grados de azimut o puntos cardinales Norte (N), Sur (S), Este (E), Oeste (O), Noreste (NE), Noroeste (NO), Sureste (SE), Suroeste (SO) con respecto al norte magnético. El instrumento que se usa para medir la dirección es la veleta.

El sensor NRG 200P (Figura 47) está compuesto por una veleta conectada directamente a un potenciómetro de precisión que proporciona un voltaje de salida análogo entre 0 a 5V, que es directamente proporcional a la dirección del viento.



Figura 47. Veleta dirección viento NRG 200P.
Fuente:NRG Renewable Sysyems.

La ubicación de los dos sensores en la instalación de la Microestación meteorológica se observa en la Figura 48.



Figura 48. Anemómetro NRG40C y Veleta dirección viento NRG 200P instalados.

4.4.3 Sensor de temperatura LM35

Es un sensor de precisión para temperatura en grados Celsius (Figura 49), que tiene como respuesta un voltaje de salida proporcional a la temperatura. Es un

Figura 50. Sensor presión atmosférica MPX4115**Fuente:**Motorola

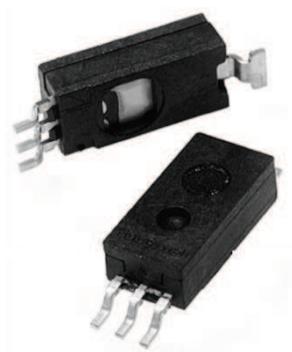
Requiere alimentación de voltaje de operación de 5 V, entrega una señal analógica como salida proporcional a la presión barométrica medida; es de bajo costo y fácil instalación.

4.4.5 Sensor de Humedad Relativa HIH-4030

Se denomina humedad ambiental a la cantidad de vapor de agua presente en el aire, es un parámetro que determina el grado de saturación de la atmósfera, es la relación existente entre la tensión de vapor actual y la tensión de vapor saturante a una determinada temperatura, multiplicada por cien.

Se puede expresar de forma absoluta o de forma relativa también llamada grado de humedad. La humedad relativa (HR) es la humedad que contiene una masa de aire ambiental en relación con la máxima humedad absoluta que podría admitir sin producirse condensación, conservando las mismas condiciones de temperatura y presión atmosférica.

El sensor HIH 4030 (Figura 51) en la medición usa un elemento capacitivo de polímero con un filtro hidrofóbico, permitiendo utilizarse en ambientes condensados, industriales, médicos y comerciales. Provee linealidad y sensibilidad con una rápida respuesta.

**Figura 51.** Sensor Humedad Relativa HIH-4030**Fuente:**Honeywell

La ubicación de los tres sensores en la instalación de la Microestación Meteorológica se observa en la Figura 52.

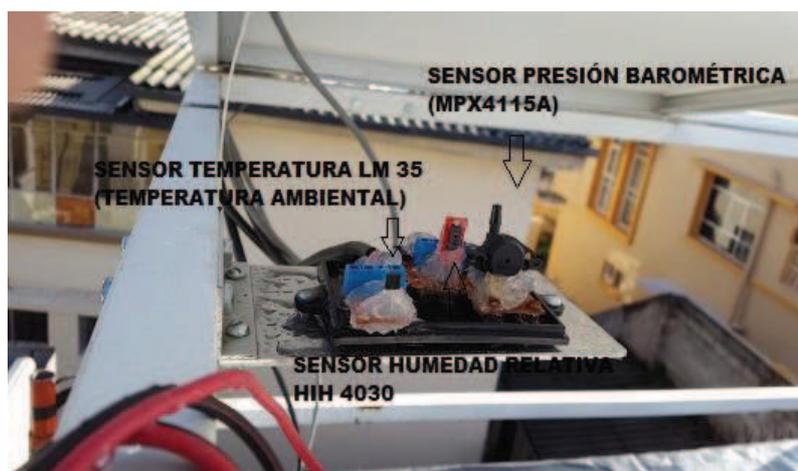


Figura 52. Sensor Humedad Relativa HIH-4030, Presión Barométrica MPX4115A, Temperatura Ambiental LM35

4.4.6 Sensor de Precipitaciones Novalynx Rain Gauge –TippingBucket

Es un pluviómetro (Figura 53) con el cual se mide la altura de agua de las precipitaciones; la superficie receptora es un anillo de doscientos centímetros cuadrados de superficie bajo el supuesto de que las precipitaciones están uniformemente distribuidos sobre una superficie horizontal impermeable y que no están sujetas a evaporación. Se colocó a una altura de 1.20 metros para evitar corrientes turbulentas a baja altura y salpicado de la superficie terrestre.



Figura 53.Pluviómetro Novalynx Rain Gauge-Tipping Bucket
Fuente:NRG Renewable Systems

4.4.7 Sensor de Corriente ACS712 -20 a +20 Amperios

El sensor integrado de corriente ACS712 (Figura 54) mide en el rango de -20 a +20 amperios, con sensibilidad de 100 mV/A, y consiste de un circuito de precisión basado en el efecto Hall, cuando circula corriente por una pista de cobre cerca al circuito. Al circular corriente por la pista de cobre, genera un campo magnético, del cual el chip convierte a un voltaje proporcional.

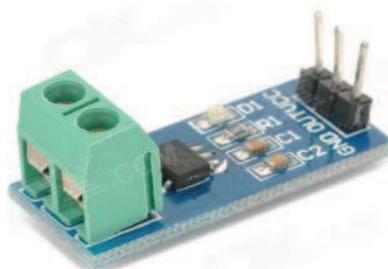


Figura 54. Sensor de Corriente ACS712
Fuente: Allegro Microsystems LLC

4.4.8 Sensor de Radiación Solar LI-COR 200SZ

El sensor LI-COR 200 (Figura 55), es un piranómetro que mide radiación solar global, la medición de la radiación activa lo hace fotosintéticamente en el ancho de banda de 400 a 700 nm. Es diseñado para medir radiación global en temas de agricultura, meteorología y estudios de energía solar. Este sensor tiene un detector fotovoltaico de silicón. La corriente de salida es proporcional a la radiación solar.

El piranómetro fue calibrado tomando como referencia un piranómetro de precisión Eppley Precisión Espectral. La respuesta espectral de este sensor no incluye el espectro solar entero y es usado en la misma condición como la que fue calibrado; esto es, no será usado bajo vegetación, luz artificial, radiación solar reflejada. El rango de medición de este sensor es de 0 a 3000 W/m².



Figura 55. Piranómetro LI-COR 220 SA.
Fuente:LI-COR inc.

En la Figura 56 se indica la ubicación del piranómetro para medir la radiación solar global. El sensor se encuentra posicionado de manera horizontal, con ayuda de un medidor de nivel horizontal incorporado al instrumento.



Figura 56. Piranómetro LI-COR 200 SA instalado

El sistema de adquisición de datos está formado por un Datalogger de la fábrica NRG como se ve en la Figura 57, las señales provenientes de los sensores en algunos casos requirieron pre-acondicionamiento antes de acoplarse a las tarjetas electrónicas acondicionadoras de señal (SCM) de la fábrica NRG.

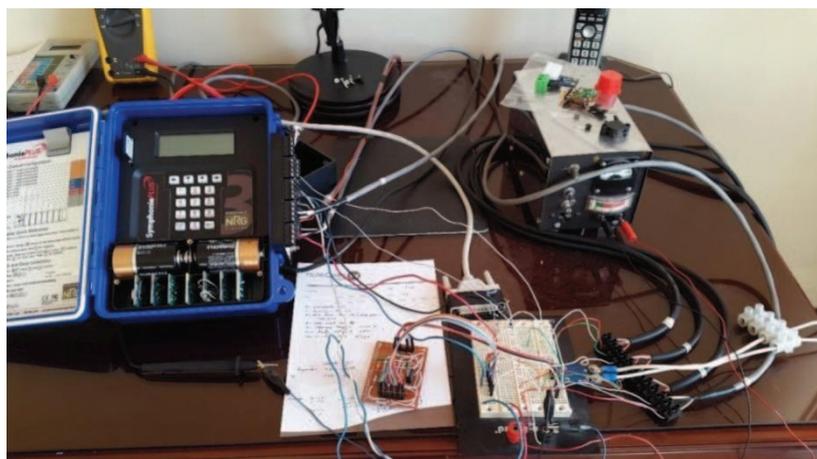


Figura 57. Sistema de Adquisición de datos con pre acondicionamiento señales

4.5 Protocolo experimental de captura de datos, almacenamiento de datos

Es el procedimiento para la captura de datos de un grupo de sensores que monitorean parámetros meteorológicos de una instalación Meteorológica y otro grupo de sensores para monitoreo de señales eléctricas de la Instalación Fotovoltaica, a través de descargas rutinarias desde una **Memoria SD**, instalada en un equipo de almacenamiento de datos o Datalogger.

El uso de tecnología específica para este tipo de mediciones, a través de instrumentos con reconocimiento mundial (marca NRG), facilitó el proceso de medición, eliminó errores por conexiones indebidas y señales erróneas.

4.6 Acondicionamiento señal sensores

La señal de los sensores fue acondicionada a través de filtraje, ganancia, reforzamiento y protección, antes de llegar al sistema de almacenamiento de datos o Datalogger. Este proceso se lo hizo con tarjetas electrónicas dedicadas (tarjetas SCM) para cada variable ambiental y cada señal eléctrica. Cada tarjeta SCM automáticamente determina el modo de almacenamiento de la información en cada canal del Datalogger. Este modo establece como el Datalogger procesará los datos de cada canal de entrada. Las tarjetas definieron si la señal es análoga, de frecuencia (velocidad), o totalizadoras.

Las señales se grabaron en el Datalogger Symphonie NRG, en una tarjeta de memoria tipo SD de suficiente capacidad incorporada en el instrumento para almacenamiento de datos por uno o dos años aproximadamente. El Datalogger se configuró como unidad autónoma, donde los datos almacenados se descargaron de la memoria SD a una memoria de mayor capacidad en la computadora dedicada con rutinas de descarga de datos programadas cada semana.

Los datos obtenidos de los diferentes sensores recibieron un tratamiento inicial con:

- Muestreo de señales cada segundo (pudiendo configurarse otro intervalo).
- Intervalo de promedios de datos monitoreados cada 10 minutos (fijo).
- Medio de almacenamiento en tarjeta SD.
- Resultados estadísticos preliminares de cada señal: promedio, desviación estándar, valor mínimo, valor máximo.

4.7 Calibración sensores meteorológicos, eléctricos

El fabricante del Datalogger NRG Symphonie PLUS reporta datos de calibración para cada uno de los sensores cuyas señales se están monitoreando; valores de **slope** y **offset** que se ingresan por teclado en el instrumento se indican en el ANEXO 1 para cada sensor específico acoplado.

Las señales de los sensores de temperatura ambiental y temperatura del panel fotovoltaico en su pre-acondicionamiento se les atenuó con un divisor de voltaje, pues había que encontrar la magnitud de tensión apropiada a ser medida, considerando que los valores medidos tenían valores altos; el divisor de voltaje (Figura 58) se hizo a base de resistencias y así no se provocó daños a la tarjeta acondicionadora principal y al equipo de adquisición de datos.

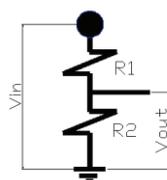


Figura 58. Divisor voltaje resistivo

La señal de voltaje de salida del panel fotovoltaico está en el rango de 0 a 20 voltios, señal que se atenuó a través de un divisor de voltaje como pre-acondicionamiento, y posterior conexión a la tarjeta electrónica acondicionadora dedicada para esta aplicación en el Datalogger.

A la instalación fotovoltaica se acopló una carga resistiva, la corriente generada atravesó el módulo ACS712, que generó una señal lineal de 180 mV/A, valores bajos que no requirieron pre-acondicionamiento. Esta información se dirigió directamente a la tarjeta electrónica acondicionadora de señal dedicada para esta medición.

Las señales de los sensores del piranómetro, anemómetro, veleta, pluviómetro, siendo específicos de la fábrica NRG se acoplaron directamente a las tarjetas acondicionadoras de señal NRG para calibración, almacenamiento, procesamiento en el sistema de adquisición de datos, Datalogger.

4.7.1 Sensor de temperatura LM35

Este sensor reacciona como una resistencia variable, la cual varía su resistividad con los cambios de temperatura. Se fabricó el circuito electrónico de la Figura 59 para la medición de temperatura:

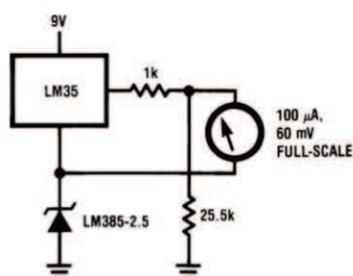


Figura 59. Circuito medición temperatura en °Celsius

Fuente: National Semiconductor

El circuito se polarizó a +12V de una fuente de poder disponible; con un termómetro digital se tomó lectura de la temperatura ambiental (t_1), sobre la resistencia de 25.5 k se midió el voltaje de salida con un multímetro digital (V_1).

El sensor tiene una respuesta de 10 mV/°C, por lo que a una temperatura t_2 (100°C por ejemplo) se tendrá $V_2 = V_1 + 0.01 \cdot (t_2 - t_1)$, la temperatura t_2 se consiguió aplicando calor al sensor y midiendo la temperatura con el termómetro digital.

Para calibrar esta señal en el Datalogger, se desconecta el sensor de temperatura en su canal de entrada y en su reemplazo se acopla una fuente de tensión variable para recrear los voltajes V_1 y V_2 . Por prueba y error a través del teclado del instrumento se ingresan el factor de escala y cero, hasta encontrar que en la pantalla se visualice los valores correctos de voltaje V_1 y V_2 . Al primer valor le corresponde la temperatura t_1 y al segundo valor la temperatura t_2 . Encontrado estos valores, se reemplaza la fuente de tensión variable por los cables del sensor.

La hoja de datos de este sensor se indica en el ANEXO 2.

4.7.2 Sensor de Humedad Relativa HIH 4030

El sensor HIH-4030 se polarizó con un voltaje de + 5 voltios dc. Según la hoja de datos del fabricante el sensor de humedad HIH 4030 reacciona a la humedad ambiental con una respuesta de 30.68 mV/% HR, para 0 % HR el voltaje de salida $V_1 = 0,958$ V, para 75,3 %HR el voltaje de salida $V_2 = 3,268$ V (Figura 60).

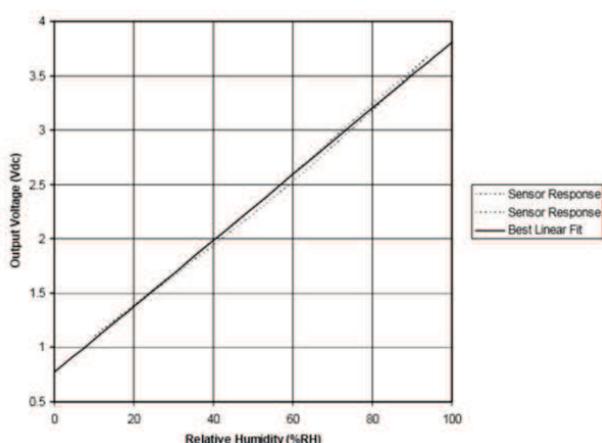


Figura 60. Respuesta Voltaje salida-%Humedad Relativa sensor HIH 4030

Fuente:Honeywell

De la figura anterior vemos que la respuesta en la pendiente (slope) es de 30.68 mv/ % RH. Su voltaje de salida a 25°C está dado entre 0.75 y 3.75 voltios para 0% y 100% HR.

Para calibrar este sensor, se desconectó el sensor HIH 4030 de su canal de entrada en el Datalogger y en su reemplazo se conectó una fuente de tensión continua variable para recrear los voltajes V_1 y V_2 definidos anteriormente. Por prueba y error y usando como señales de entrada los valores de voltaje V_1 y V_2 , se ingresa en el Datalogger, a través del teclado, diversos factor de escala y cero hasta encontrar los dos valores de voltaje. Se quiere que en la pantalla del Datalogger se visualice %HR₁ (para V_1) y %HR₂ (para V_2).

Encontrados estos valores, se reemplaza la fuente de tensión variable por los cables del sensor.

La hoja de datos con las especificaciones del sensor se indica en el ANEXO 3.

4.7.3 Sensor de Presión Barométrica MPX 4115 A

Para el caso del sensor de presión, no fue necesaria una etapa de acondicionamiento, su señal de salida tiene una magnitud proporcional a la presión barométrica y de valor pequeño. Se conectó directamente al sistema de adquisición de datos. La salida de voltaje del sensor está de acuerdo a la ecuación establecida por el fabricante (Figura 61).

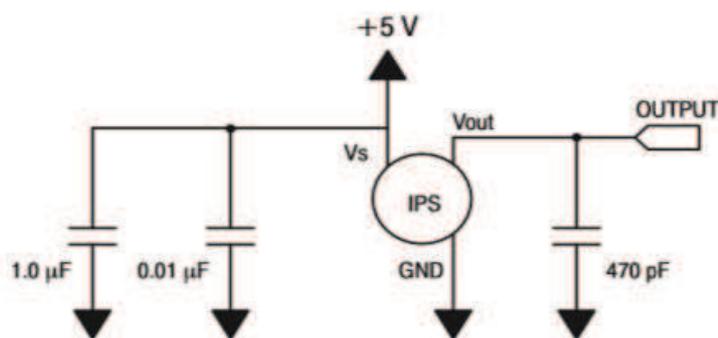


Figura 61. Circuito típico sensor MPX 4115 SA
Fuente:Motorola

$$V_{out} = V_s \cdot (0.009 \cdot P - 0.095) \quad (4.1)$$

V_{out} voltaje de salida

V_s voltaje de polarización del sensor

P presión ambiente

El sensor se conectó como en la Figura 62 empleando voltaje de polarización de +5 voltios.

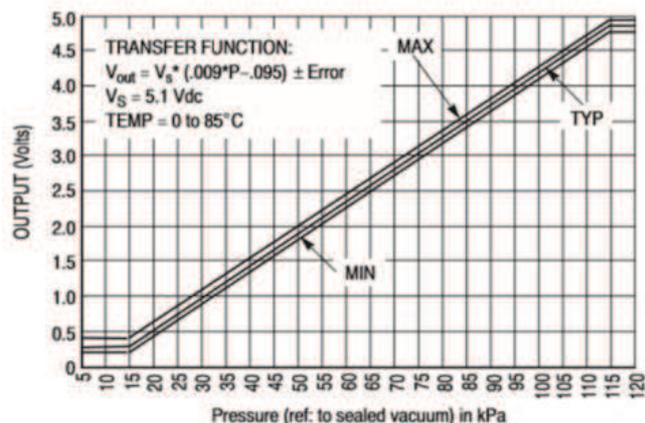


Figura 62. Gráfico Voltaje salida- Presión absoluta en kPa sensor MPX 4115 SA.
Fuente:Data Sheet integrated silicon pressure sensor MPX4115SA, Freescale Semiconductor Inc.

Según la hoja de datos del fabricante, el sensor reacciona con una respuesta de 45.9 mV/kPa. De la curva de respuesta del sensor, a 20 kPa tenemos $V_1=0.55$, a 100 kPa el voltaje de salida $V_2= V_1+0.0459*(100-20)$.

Para calibrar este sensor se desconecta de su canal de entrada en el Datalogger y en su reemplazo se conectó una fuente de tensión continua variable para recrear los voltajes V_1 y V_2 encontrados anteriormente.

Por prueba y error y usando como señales de entrada los valores de voltaje V_1 y V_2 , se ingresa en el Dataloggera través del teclado, diversos factor de escala y cero hasta encontrar los dos valores de voltaje. Se quiere que en la pantalla del Dataloggerse visualice20 kPa para el voltaje V_1 y 100 kPa para el voltaje V_2 .

Encontrados estos valores, se reemplaza la fuente de tensión variable por los cables del sensor.

La hoja de datos con las especificaciones del sensor en mención se indica en el ANEXO 4.

4.7.4 Sensor de Velocidad de Viento, Anemómetro NRG 40 C

Los datos del fabricante NRG que sirven para calibrar el sensor son: slope=0.765, zero=0.30, datos que se ingresan en el Datalogger a través del teclado.

4.7.5 Sensor de Dirección de Viento, Veleta NRG 200 P

Los datos del fabricante NRG que sirven para calibrar el sensor son: slope=0.351, zero=0.00, datos que se ingresan en el Datalogger a través del teclado.

Sin embargo para probar el funcionamiento del sensor de dirección de viento se utilizó una fuente de voltaje continua variable entre 0 a 5V. En la representación de los diferentes puntos cardinales (N, S, E, O, NE, NO, SE, SO) se efectuaron cambios en la dirección de la veleta desde 0° tomado como el punto donde el sensor entrega el valor mínimo de voltaje hasta 360° que es el punto donde el sensor entrega el máximo voltaje, con incrementos de 45°. El voltaje entregado por el sensor en los diferentes puntos es medido y registrado para generar una gráfica y así poder observar el comportamiento lineal del sensor.

4.7.6 Sensor de Radiación Solar Global, Piranómetro LI-COR LI 200 SZ

La respuesta espectral del piranómetro usando en la investigación es como se observa en la Figura 63.

Este piranómetro LI-COR 200 SZ tiene una constante de calibración propia de 119.21 reportada por el fabricante y obedece a calibraciones de fábrica.

Según hoja de datos de este sensor, la respuesta en la medición es de 95,98 microamperios para 1000 W/m². La ecuación que le caracteriza a este sensor, según reporte del fabricante es:

$$\text{factor de escala} = \frac{\text{constante}}{I} \quad (4.2)$$

Entonces el factor de escala en el Datalogger:

$$FE = \frac{119.21}{95.28}$$

$$FE = 1.242$$

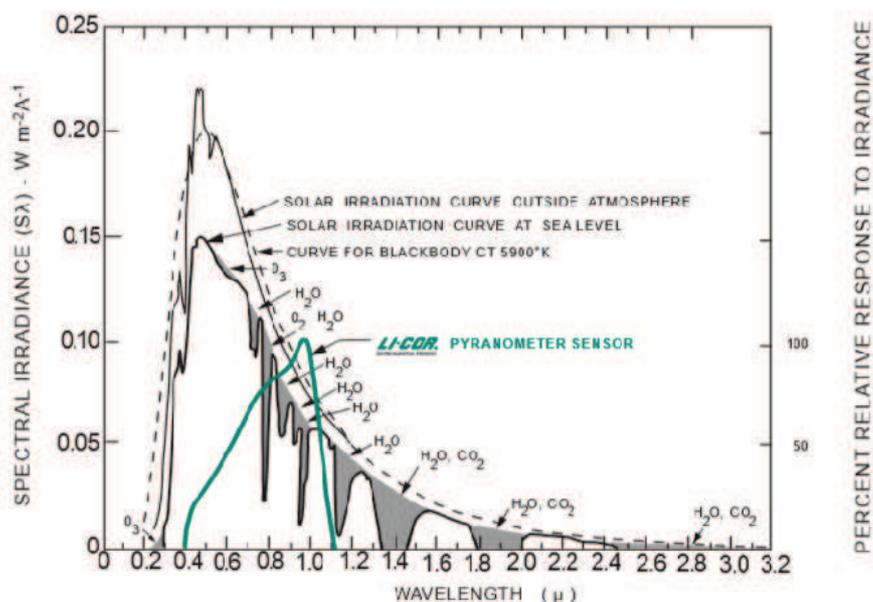


Figura 63. Respuesta espectral Piranómetro LI-COR 200SZ, con distribución energía en espectro solar.

Fuente: Fuente: LI-COR, Inc.

Dato que fue ingresado en el Datalogger a través de su teclado. El fabricante indica que el offset a ingresarse en el instrumento es 0.00; con estos dos valores el piranómetro queda calibrado.

En el ANEXO 5 se indica el certificado de calibración del Piranómetro, siendo la radiación solar global el parámetro ambiental mas importante de esta investigación. El ANEXO 6, de acuerdo a calibraciones de fábrica de este sensor indica el factor de escala a utilizarse para que la medición sea transformada a $\text{wattios}/\text{m}^2$.

4.7.7 Sensor de Precipitación Lluvia Novalynx Rain gauge–TippingBucket

Los datos de calibración reportados por el fabricante son: slope= 0.254, zero=0.00, datos que se ingresaron en el Datalogger NRG a través de su teclado.

4.7.8 Sensor de Corriente ACS 712 20 Amperios

Según la hoja de especificaciones técnicas el sensor ACS 712 reacciona con una respuesta de 100 mV/A, según se indica en la Figura 64.

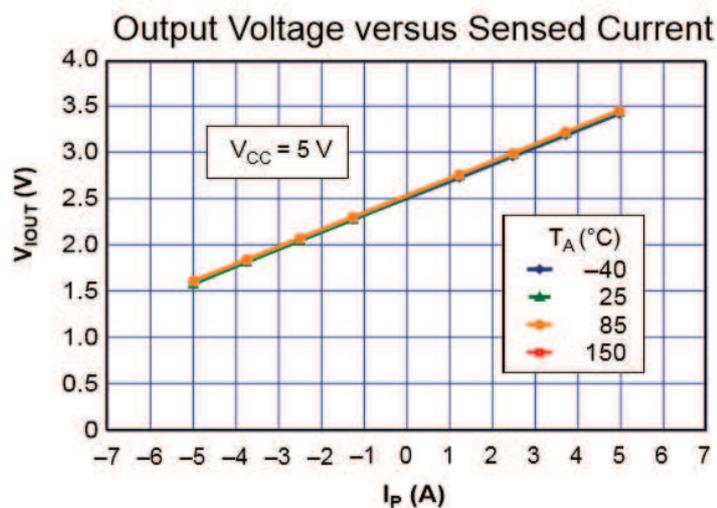


Figura 64. Gráfico Voltaje Salida-Intensidad corriente sensor ACS712.
Fuente:Allegro Microsystems.

El panel fotovoltaico SUNSET PX 1206 que forma parte de la investigación puede generar 120 Wp, con corriente nominal de 7.25 amperios continuos.

Para efectuar la medición el sensor de corriente ACS712 se polariza con +5 voltios y por sus contactos de potencia se hace circular la corriente que se genera en el panel fotovoltaico.

Dos valores de corriente generada en el panel fotovoltaico y que circulen por el sensor son suficientes para calibrar el Datalogger; el primer valor de corriente I_1 provocará que el sensor genere un voltaje V_1 y una corriente de valor más alto I_2 provocó la salida de voltaje V_2 del sensor de corriente. Las conexiones se hicieron como se indica en la Figura 65.

$$V_2 = V_1 + 0.100 * (I_2 - I_1) \quad (4.3)$$

V_1 voltaje₁

V_2 voltaje₂

I_1 corriente₁

I_2 corriente₂

Para calibrar el Datalogger, se desconectó del canal de entrada las conexiones existentes y en su reemplazo se acopló una fuente de tensión variable para recrear los

voltajes V_1 y V_2 obtenidos anteriormente. Por prueba y error en el teclado del instrumento se ingresó el factor de escala y cero para este canal, hasta encontrar que en la pantalla del instrumento se visualicen los valores de voltaje V_1 y V_2 . Al primer valor le corresponde la corriente I_1 y al segundo valor la corriente I_2 . Encontrados estos valores, se reemplaza la fuente de tensión variable por los cables de salida de señal del sensor.

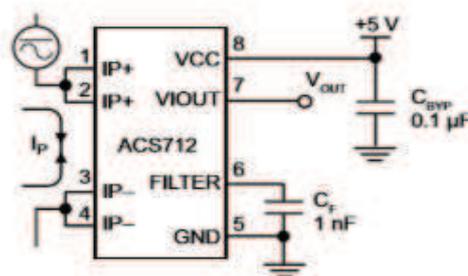


Figura 65. Circuito típico Módulo ACS712.
Fuente: Allegro Microsystems LLC

La instalación fotovoltaica se la hizo usando el panel fotovoltaico SUNSET PX 1206, Figura 66 y 67, con características eléctricas:

Potencia nominal	P_{max}	120 [W _p]
Corriente nominal	I_{MPP}	7.25 [A]
Tensión nominal	V_{MPP}	16.5 [V]
Corriente de cortocircuito	I_{SC}	7.8 [A]
Tensión de circuito abierto	V_{OC}	21.0 [V]
Área panel	A_c	0,8319 m ²

Potencia pico bajo condiciones de test (1000 W/m², 25± 2°C, espectro AM 1,5)

SUNSET PX Series 120 - 160 W_p

Con una experiencia de más de 30 años, la empresa SUNSET es pionera y ha contribuido en gran medida en el progreso de esta tecnología. El resultado de esta experiencia dilatada es la serie PX, un módulo fotovoltaico con células policristalinas de gran rendimiento también en condiciones extremas. Los módulos de la serie PX son muy apropiados para la instalación on-grid e instalaciones especiales off-grid.



Características de las series Sunset PX

- 36 células solares de silicio policristalino de SUNsilicon® con un grado de eficiencia hasta el 19%
- Superficie estructurada para rendimientos eléctricos especialmente altos
- Uso de vidrio solar templado especial, material EVA sintético, y un marco de aluminio anodizado garantizan la utilización a largo plazo
- Producción bajo el control de los estándares de calidad alemana
- Muy apropiado para SUNpower Roof® sistema integrado y SUNpremium® sistema huertas solares

The world's future energy[®] by

www.sunset-solar.com



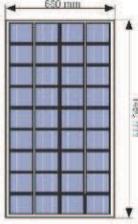
Figura 66. Características Panel Fotovoltaico SUNSET PX1206
Fuente: Sunset Energietechnik GmbH

SUNSET ENERGIE

Serie modulo PX 1206 / 1306 / 1406 / 1506 / 1606

Especificaciones técnicas PX		1206	1306	1406	1506	1606
Potencia nominal (+5%)	P_{nom} [W _p]	120	130	140	150	160
Corriente nominal	I_{sc} [A]	7.25	7.50	7.75	8.08	8.41
Tensión nominal	V_{mp} [V]	16.5	17.2	18.0	18.5	19.0
Corriente de cortocircuito	I_{cc} [A]	7.8	8.1	8.4	8.7	9.0
Tensión de circuito abierto	V_{oc} [V]	21.0	21.4	21.8	22.2	22.5

Potencia pico bajo condiciones de test: [STC: 1000 W/m², 25°C, espectro AM 1.5]



Especificaciones técnicas PX		1206	1306	1406	1506	1606
Potencia nominal	P_{nom} [W _p]	85	93	100	107	114
Corriente nominal	I_{sc} [A]	5.8	6.0	6.20	6.46	6.72
Tensión nominal	V_{mp} [V]	14.85	15.5	16.2	16.7	17.2
Corriente de cortocircuito	I_{cc} [A]	6.24	6.43	6.72	6.96	7.20
Tensión de circuito abierto	V_{oc} [V]	18.0	18.3	18.6	20.0	20.6

Potencia pico bajo condiciones de test: [NOCT: 800 W/m², 48± 2°C, espectro AM 1.5]



Propiedades en el diseño del sistema

Clase protección	II	
Sistema de tensión	V_{sys} [V]	1000
Protección por sobrecorriente	I_c [A]	15
Coefficiente de temperatura I_{sc}	α	[%/K] 0.0293
Coefficiente de temperatura V_{oc}	β	[%/K] -0.32

Propiedades mecánicas

Cubierta frontal	4 mm vidrio solar	Clase de protección	zona de corriente IP 65
Cubierta trasera	folio multicapa	Cable de conexión	Vu II Contact MC4 o compatible
Tipo de célula	poli cristalino	Peso	11.7 kg
Dimensiones	1480 x 652 x 35 mm	HI-test	5400 Pa

En el curso de los años la empresa SUNSET ha fijado otros parámetros con los estándares de calidad. Una calidad constante se garantiza con pruebas hechas regularmente. Un control visual, eléctrico y técnico será hecho sobre cada módulo. Esto se puede reconocer a través de la etiqueta SUNSET, el número de serie, y la garantía de SUNSET.

- 5 años garantía del producto
- 10 años garantía de rendimiento respecto a una prestación del 90%
- 25 años garantía de rendimiento respecto a una prestación del 80%
- Informaciones detalladas se encuentran en nuestras condiciones de garantía
- Conforme según IEC 61730 y IEC 61215



SUNSET Energietechnik GmbH
 • Industriestraße 19-27 • D-40735 Adenau a.H.
 • Telefon: 0211 9539134-0 • eMail: 0211 9539134-299
 • FAX: support@sunset-solar.com

Paracet:

Especificaciones sin compromiso a cambiar en los técnicos.

Figura 67. Especificaciones técnicas Panel Fotovoltaico SUNSET PX1206
Fuente: Sunset Energietechnik GmbH

La radiación solar transformada en voltaje y corriente eléctrica a través del panel fotovoltaico indicado, se acopló a través de breakers de protección a una carga resistiva formada por focos para corriente continua a 12 voltios y de variada potencia (Figura 68). La medición de corriente se hizo empleando el sensor de corriente continua ACS712 y midiendo el voltaje de salida del panel con una tarjeta electrónica SCM de la NRG.



Figura 68. Carga resistiva acoplada al panel fotovoltaico SUNSET PX1206

El conjunto formado por el sistema de Adquisición de datos, carga resistiva, protección eléctrica se indica en la Figura 69, para su procesamiento.

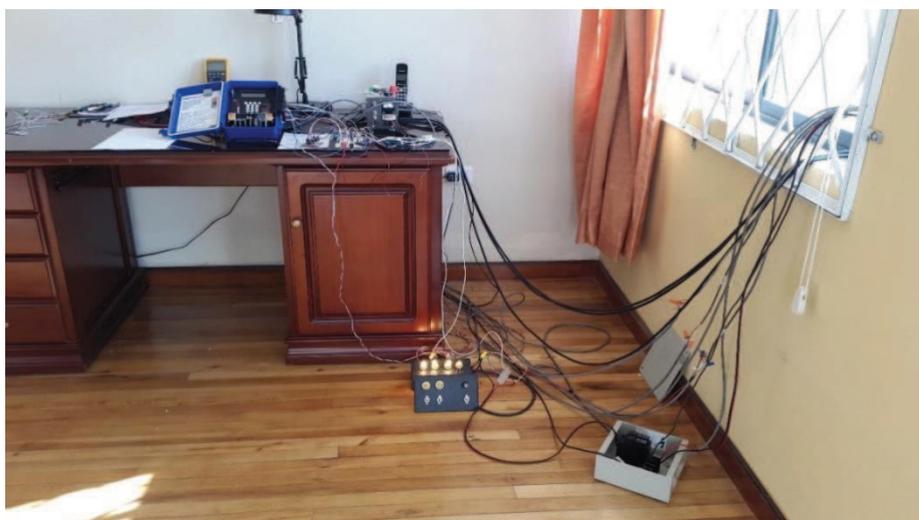


Figura 69. Oficina para procesamiento información

4.8 Procesamiento de información

Los datos recopilados de manera directa desde la memoria SD en el Datalogger a intervalos definidos, se grabaron en una computadora dedicada para la investigación, donde se ordenaron, clasificaron, procesaron estadísticamente para la validación de la eficiencia de la instalación fotovoltaica y otras investigaciones tema de

este trabajo. Los datos obtenidos corresponden a señales de 10 sensores, con intervalos de un segundo, promediados cada 10 minutos, luego cada día, y finalmente promediados mensualmente durante el lapso de investigación de tres meses.

El software SDR de la fábrica NRG se instaló en la computadora dedicada al tema de investigación, después de una descarga gratuita desde la web. Con esa herramienta se procesaron los datos “crudos” obtenidos desde la tarjeta de memoria SD.

Información con datos en **tiempo real** de los sensores Meteorológicos y sensores eléctricos del sitio en investigación pudieron lograrse haciendo uso del instrumento iPack que fabrica la NRG, empleado como interface entre el Datalogger y la Internet, desde donde se puede obtener información de los 12 canales del Datalogger, en intervalos programados, mediante mensajes de texto o correos electrónicos y así monitorear remotamente el funcionamiento de la instalación Meteorológica y la instalación Fotovoltaica.

4.9 Análisis y resultados

La estimación de la contaminación atmosférica en el sitio de investigación en la ciudad de Quito, Distrito Metropolitano, se pudo hacer comparando los valores medidos de los parámetros meteorológicos y eléctricos del sitio de investigación con valores medidos en instalaciones fuera de la ciudad, en sitios donde se considere que no hay contaminación ambiental, durante un cierto número de días, en condiciones de cielo claro.

La dificultad de cumplir con mediciones fuera del sitio de investigación, pues significaba planear la instalación de una Microestación Meteorológica adicional, forzó a desarrollar la investigación con datos de medición de radiación global solar a través de un **modelo** que pueda **estimar** los valores diarios de esta radiación durante días con cielo claro, sin nubes o días con evidencia que no provocan atenuación solar.

En la Microestación Meteorológica implementada en el sitio de investigación (centro norte de la ciudad de Quito) los datos medidos de radiación solar global sobre

superficie horizontal en condiciones de cielo claro a través del piranómetro LI-COR 200 SZ, se compararon con los datos estimados a través del modelo basado en la ecuación de Angström-Prescott.

La diferencia entre el valor medido de radiación solar global y el dato estimado puede ser un indicativo de la presencia de contaminantes atmosféricos, diferencia que puede haberse producido por deposiciones de partículas sedimentables sobre el panel fotovoltaico o por la presencia de contaminantes en la atmósfera. El efecto de deposición de partículas sedimentables se pudo verificar usando un pedazo de algodón limpio (Figura 70), que después de efectuar una limpieza en una pequeña sección del panel fotovoltaico se lo encontró en las condiciones de la Figura 71.



Figura 70. Pieza de algodón antes de efectuar la limpieza de una pequeña sección del panel fotovoltaico.



Figura 71. Pieza de algodón después de efectuar la limpieza de una pequeña sección del panel fotovoltaico

El índice de claridad es un parámetro que puede describir la situación de la masa atmosférica por la presencia de aerosoles en la atmósfera.

El fabricante del panel fotovoltaico indica en sus especificaciones técnicas datos de corriente nominal, voltaje nominal, potencia nominal. De las mediciones eléctricas efectuadas en la generación de corriente y voltaje en el panel fotovoltaico se generó una base datos con las cuales se calculó su potencia real y eficiencia.

4.10 Datos Estadísticos Meteorológicos

La investigación se hizo con datos meteorológicos, particularmente radiación solar global obtenidos de una Microestación Meteorológica y eléctricos de una Instalación Fotovoltaica, implementados en el centro norte de la ciudad de Quito, recopilados y almacenados en un sistema de Adquisición de Datos, organizados y procesados en bases de datos en una computadora dedicada, para su posterior uso, interpretación y validación.

El tamaño de la muestra de datos que sirvió como información para la investigación se obtuvo durante los meses de marzo y abril de 2015, se ordenó por valores horarios, valores diarios y promediados mensualmente.

Las bases de datos fueron de gran tamaño, por la cantidad de información recopilada.

La base de datos de la radiación solar (ANEXO 7) permitió analizar su comportamiento en el sitio en investigación, por dos razones importantes; una porque sirve para proyectos solares en zonas urbanas empleando la energía fotovoltaica y otra por la posibilidad de determinar la influencia de la contaminación atmosférica en la radiación solar global que llega a la superficie del sitio en investigación.

En la Figura 72 se ve el comportamiento de la radiación global solar sobre superficie horizontal en el sitio de investigación en los tres meses de estudio, de la

información obtenida del Piranómetro LI-COR-200 calibrado en fábrica y nivelado horizontalmente en el sitio investigado.

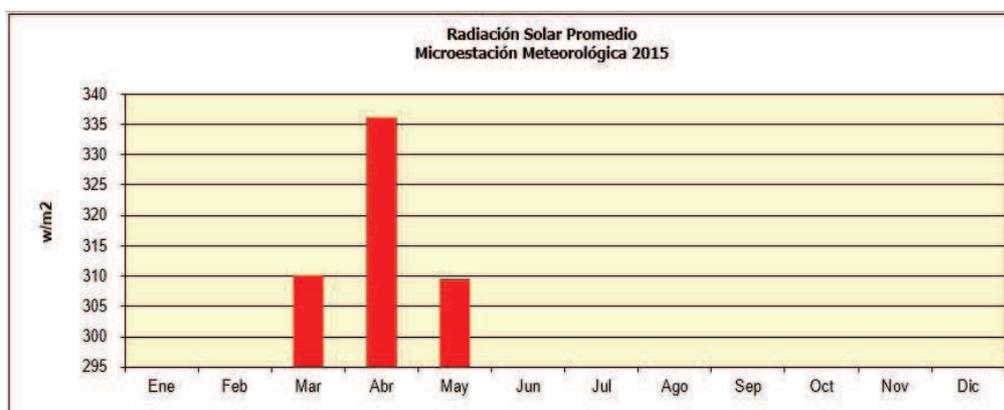


Figura 72. Radiación Solar Promedio medida en Microestación Meteorológica.

Para propósitos de determinación de la eficiencia real del panel fotovoltaico, en el ANEXO 8, usando una base datos se han registrado los valores de corriente máxima generada y voltaje máximo generado en el panel fotovoltaico en cada hora de los diferentes días investigados. Se escogieron valores máximos para determinar la eficiencia real del panel fotovoltaico; cuya información se comparó con la eficiencia teórica indicada por el fabricante.

La base de datos también tiene información de las mediciones de temperatura ambiental en los tres meses de investigación (ANEXO 9), datos tomados con frecuencia de un segundo, promediados cada 10 minutos, promediados por hora, día y mes. Estos datos pueden ser usados para estimaciones de radiación solar global sobre superficie horizontal con modelos de cálculo que emplean temperaturas máxima y mínima (Okonkwo, 2014). Las ecuaciones a emplearse tienen como base la ecuación de Angström-Prescott. La Figura 73 indica la temperatura ambiental promedio en el sitio de investigación en los tres meses de estudio.

La medición de la radiación solar global en la superficie terrestre es complicada y costosa, por eso la importancia de estimarla empleando variables meteorológicas de fácil obtención como la temperatura ambiental, humedad relativa, velocidad del viento y lluvia.

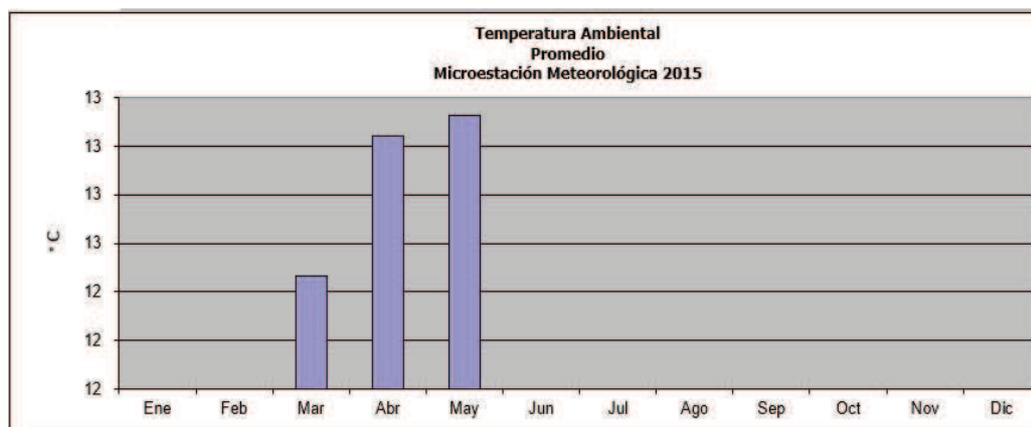


Figura 73. Temperatura Ambiental Promedio Mensual medida en Microestación Meteorológica.

El empleo de la humedad relativa para estimación de radiación solar global sobre superficie horizontal puede hacerse con los modelos denominados redes neuronales, pero en esta investigación no se usaron esos modelos. La Figura 74 indica los promedios mensuales de este parámetro ambiental, obtenido de información cada segundo, promediado cada 10 minutos, luego promediado por hora día y mes (ANEXO 10) y esos datos convertidos a escala numérica; a mayor valor tenemos mayor humedad relativa en el ambiente.

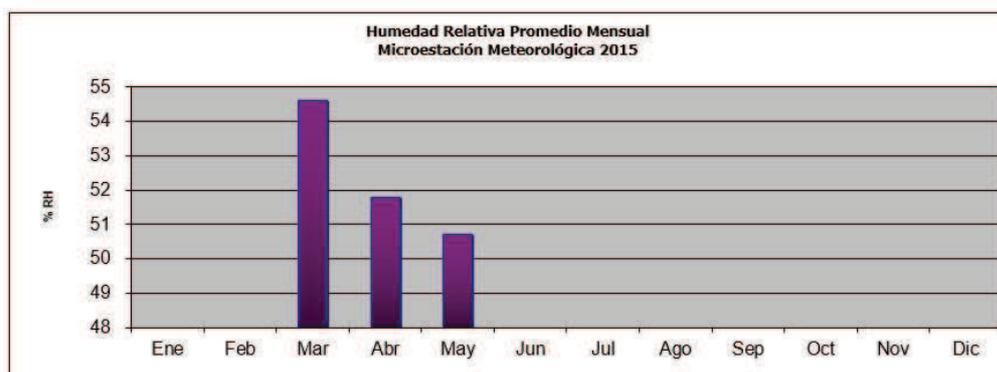


Figura 74. Humedad Relativa Promedio Mensual medida en Microestación Meteorológica.

Sin datos de radiación global solar, los datos de precipitaciones de lluvia pueden ser usados, para estimar transmitancia atmosférica y radiación diaria (Guillermo P. Podestá, 2004), con una aproximación menor que aquellos modelos que emplean el

brillo solar. La Figura 75 establece datos de precipitación acumulada en el sitio de investigación en los tres meses de estudio.

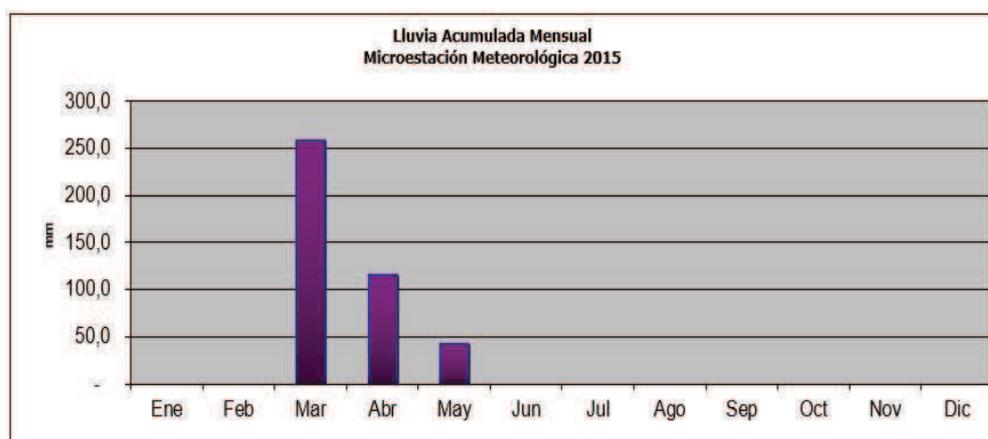


Figura 75. Lluvia mensual acumulada medida en Microestación Meteorológica.

En la Figura 76 tenemos el viento promedio mensual en los tres meses de estudio en el sitio de investigación, escala gráfica obtenida de la base de datos con datos de viento (ANEXO 11).

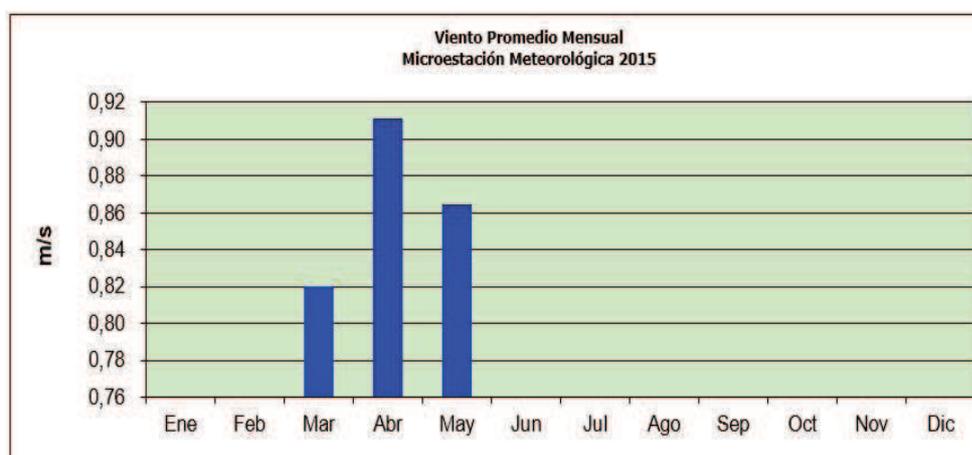


Figura 76. Velocidad Viento Promedio Mensual medida en Microestación Meteorológica.

La Figura 77 indica la distribución de velocidades del viento en el sitio de investigación, en porcentaje, en el primer mes de estudio; la Figura 78 la rosa de vientos correspondiente.

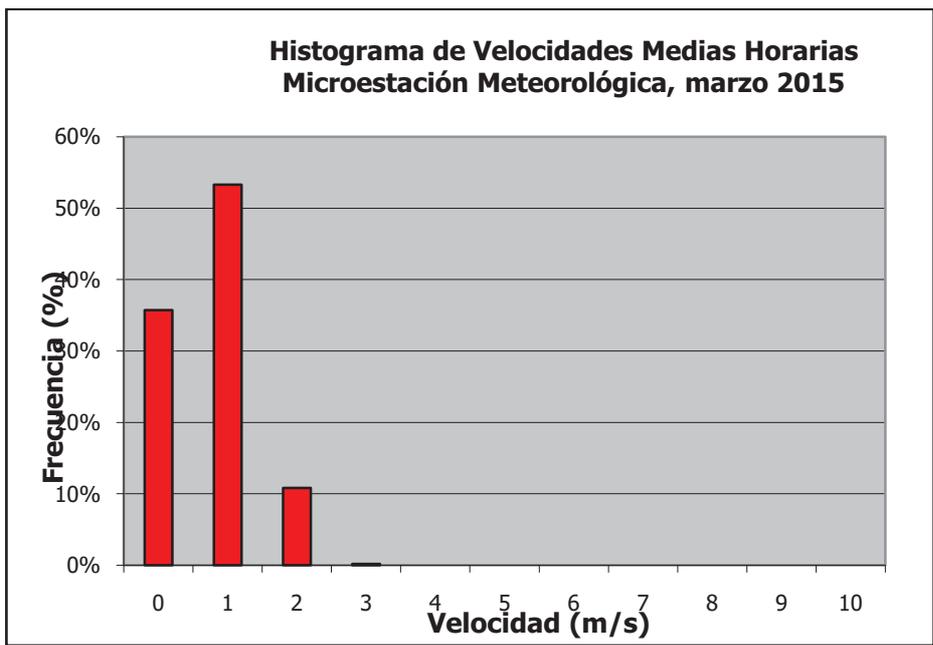


Figura 77. Histograma de Velocidades Medias Horarias medida en Microestación Meteorológica.

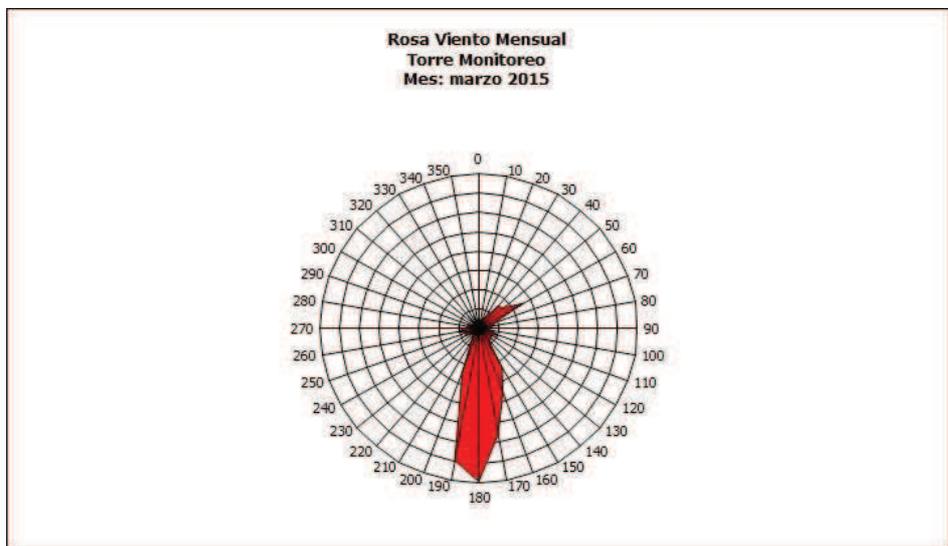


Figura 78. Rosa de Vientos marzo 2015 medida en Microestación Meteorológica.

La Figura 79 indica la distribución de velocidades del viento en el sitio de investigación, en porcentaje, en el segundo mes de estudio; la Figura 80 la rosa de vientos correspondiente.

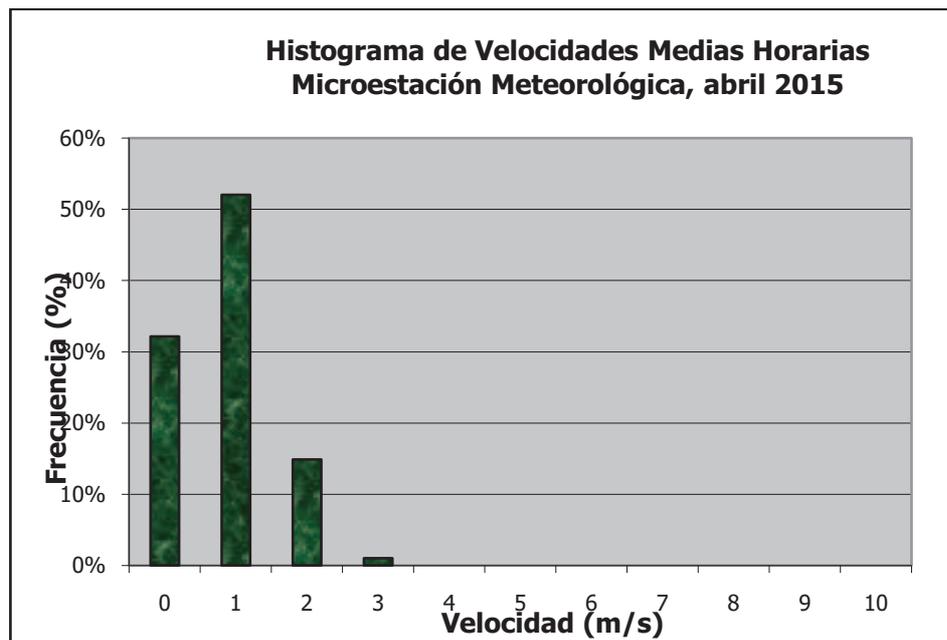


Figura 79. Histograma de Velocidades Medias Horarias, abril 2015 medido en Microestación Meteorológica.

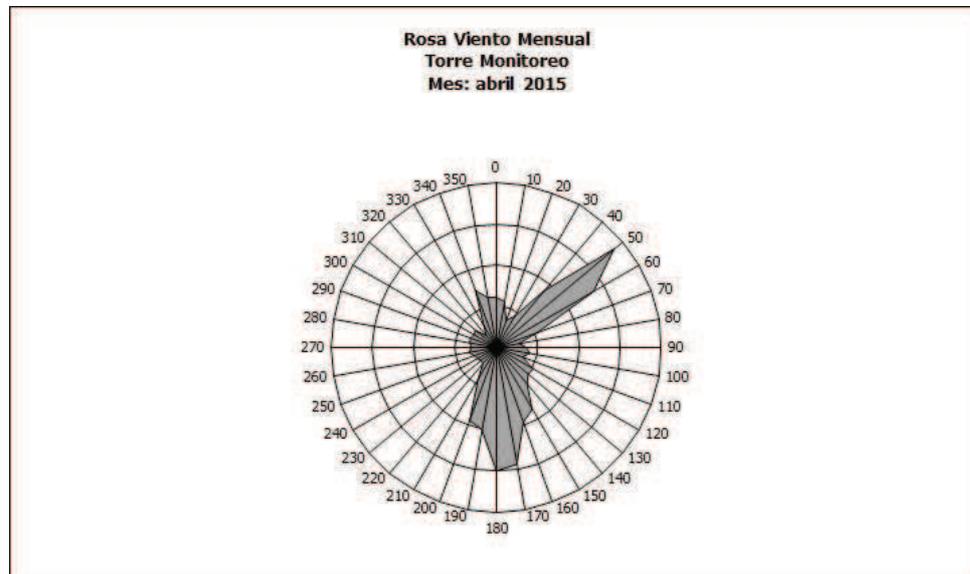


Figura 80. Rosa de Vientos abril 2015 medida en Microestación Meteorológica.

La Figura 81 indica la rosa de vientos generada en los tres meses de investigación, donde se indica gráficamente la dirección que tienen los vientos y las velocidades promedio.

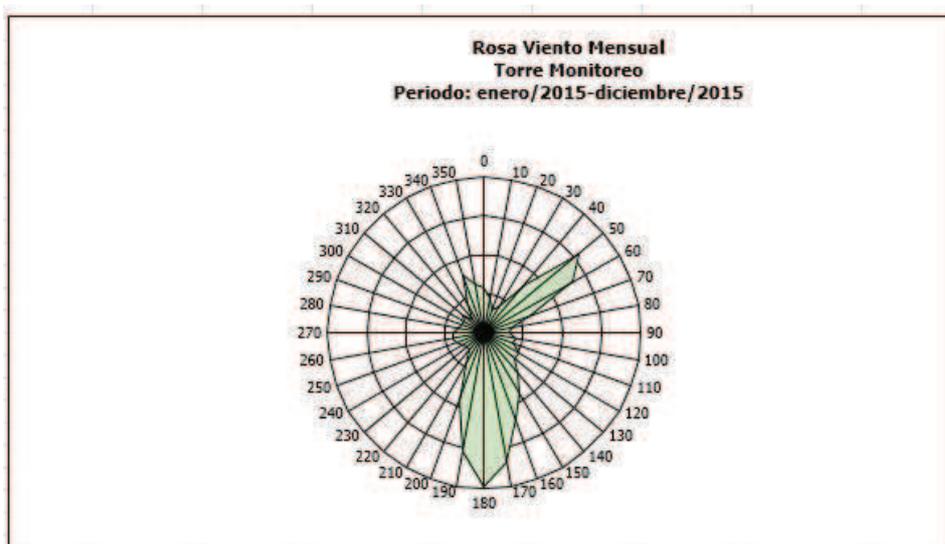


Figura 81. Rosa de Vientos Mensual medida en Microestación Meteorológica.

La Figura 82 indica la orientación promedio del viento en el sitio de investigación, en los tres meses de estudio.

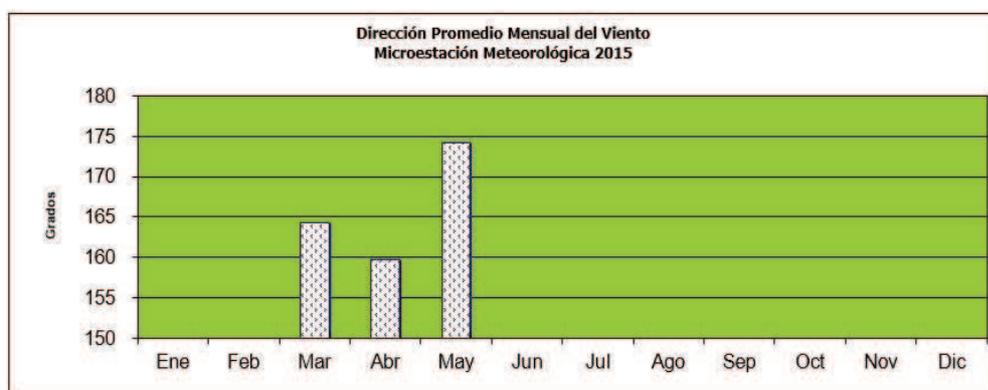


Figura 82. Dirección Promedio mensual del viento medida en Microestación Meteorológica.

Los datos medidos de radiación solar global sobre superficie horizontal se hicieron con el Piranómetro LI-COR 200 SA debidamente calibrado para condiciones sobre superficie horizontal y nivelado horizontalmente. Estos datos son necesarios para evaluación de sistemas de energía solar. Esta investigación refiere a la preparación de un modelo empírico basado en la ecuación de Angström –Prescott,

para estimar la radiación solar global, directa y difusa en el sitio de investigación, usando correlaciones diarias y mensuales específicas basadas en horas de brillo solar.

Se han tomado valores de parámetros ambientales y meteorológicos cada segundo, promediados cada 10 minutos y almacenados en un sistema de adquisición de datos. Estos datos a su vez se promediaron cada hora, promediaron cada día y finalmente cada mes de estudio.

La estimación exacta de esta información es esencial para diseños de proyectos solares, proyectos de calentamiento a través del sol, secado de granos, diseños arquitectónicos.

La información de radiación solar no siempre es disponible en todos los sitios y regiones del país, debido al costo de instalación, calibración y mantenimiento. Para ayudar a solucionar este inconveniente se puede usar correlaciones apropiadas obtenidas empíricamente para estimar la radiación solar a partir de parámetros como las horas de brillo solar, humedad relativa, temperatura ambiente, temperatura del suelo, días de lluvia, evaporación.

El procedimiento de cálculo se lo hizo empleando la ecuación de Angström- Prescott:

$$\frac{H}{H_0} = a + b \frac{n}{N} \quad (4.4)$$

y para evaluarla se usaron los datos constante solar $G_{sc} = 1367 \text{ w/m}^2$, latitud geográfica del sitio de investigación = $-0,1337$.

Con estos datos iniciales se determinó la declinación orbital d que efectúa la Tierra en su rotación en cada día de los tres meses investigados, N el número teórico de horas de brillo solar, n el número real de horas de brillo solar (horas sol pico HSP).

La radiación extraterrestre se calculó sobre superficie horizontal. Estos valores diarios se promediaron para cada uno de los tres meses investigados; datos del mes de marzo se tabularon en la Tabla 5.

Year	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Population	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
GDP	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Unemployment	5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0	10.5	11.0	11.5	12.0	12.5	13.0	13.5	14.0	14.5	15.0
Inflation	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0	10.5	11.0	11.5	12.0
Interest Rate	5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0	10.5	11.0	11.5	12.0	12.5	13.0	13.5	14.0	14.5	15.0
Government Spending	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Tax Revenue	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Public Debt	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Trade Balance	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Current Account	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Foreign Investment	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Research and Development	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Healthcare Spending	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Education Spending	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Defense Spending	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Energy Spending	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Environment Spending	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Transportation Spending	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Healthcare Revenue	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Education Revenue	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Defense Revenue	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Energy Revenue	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Environment Revenue	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Transportation Revenue	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Healthcare Expenditure	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Education Expenditure	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Defense Expenditure	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Energy Expenditure	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Environment Expenditure	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Transportation Expenditure	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200

Table 1: Summary of the data for the first 10 rows of the dataset.

Row	Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10
1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
3	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
4	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
5	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
6	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
7	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
8	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
9	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
10	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100

Examinez les résultats de l'analyse de variance pour les données. Répondez à la question de recherche. Présentez les résultats de l'analyse de variance à la manière d'un rapport de recherche. Utilisez les termes de l'analyse de variance dans votre rapport.

Les résultats de l'analyse de variance indiquent que les différences entre les groupes sont significatives. Les résultats de l'analyse de variance indiquent que les différences entre les groupes sont significatives.

Les résultats de l'analyse de variance indiquent que les différences entre les groupes sont significatives. Les résultats de l'analyse de variance indiquent que les différences entre les groupes sont significatives.

Les résultats de l'analyse de variance indiquent que les différences entre les groupes sont significatives. Les résultats de l'analyse de variance indiquent que les différences entre les groupes sont significatives.

Les résultats de l'analyse de variance indiquent que les différences entre les groupes sont significatives. Les résultats de l'analyse de variance indiquent que les différences entre les groupes sont significatives.

Les résultats de l'analyse de variance indiquent que les différences entre les groupes sont significatives. Les résultats de l'analyse de variance indiquent que les différences entre les groupes sont significatives.

Les résultats de l'analyse de variance indiquent que les différences entre les groupes sont significatives. Les résultats de l'analyse de variance indiquent que les différences entre les groupes sont significatives.

Les résultats de l'analyse de variance indiquent que les différences entre les groupes sont significatives. Les résultats de l'analyse de variance indiquent que les différences entre les groupes sont significatives.

$$\text{RMSE} = \left[\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N (C_i - M_i)^2 \right]^{1/2} \quad (4.7)$$

$$t = \left[\frac{(N-1)(\text{MBE})^2}{(\text{RMSE})^2 - (\text{MBE})^2} \right]^{1/2} \quad (4.8)$$

Un valor de RMSE de cero es ideal, este valor da información de validación de los cálculos predictivos en el corto tiempo permitiendo una comparación de cada uno de los valores entre el calculado y el estimado.

El coeficiente de regresión R^2 da información sobre la fineza del modelo, es una medida estadística de cuan bien la línea de regresión se aproxima a los puntos de datos reales.

t estadística es un indicador de ajuste entre valores calculados y datos medidos.

En la Tabla 8 están registrados los promedios de los componentes de cálculo de la radiación solar de cada uno de los tres meses investigados y los errores estadísticos que sirvieron para estimar la radiación solar global.

Tabla 8

Resumen cálculo errores estadísticos, modelo normal

Mes	Hmed	Ho	n	N	H/Ho	n/N	a	b	Hcal
Febrero									
Marzo	3,73	10,40	3,73	12,00	0,359	0,311	0,00080376	1,1510	3,73
Abril	4,06	10,12	4,06	12,00	0,402	0,339	-0,0029	1,1947	4,06
Mayo	3,71	9,56	3,71	11,99	0,388	0,309	0,0106	1,2190	3,71

Mes	R2	MBE	RMSE	MPE	t
Febrero					
Marzo	1	0,000	0,012	-0,031	0,008
Abril	0,9959	0,001	0,054	-0,005	0,063
Mayo	0,9956	0,001	0,053	-0,027	0,069

Haciendo uso del Índice de Calidad del Aire (IC), la ecuación de Angström-Prescott se ha modificado como lo propone Zhao (2013) en la ecuación lineal:

$$\frac{H}{H_o} = a + b \frac{n}{N} + c \left(\frac{IC}{100} \right) + d \left(\frac{n}{N} \right) \left(\frac{IC}{100} \right) \quad (4.9)$$

El Índice de Calidad del Aire para la ciudad de Quito se calculó promediando los datos de los reportes publicados por la REMMAQ en el lapso 2001-2013 en sus informes anuales y aquellos que inciden directamente en la generación fotovoltaica (Tabla 9). La información correspondiente a los años 2014 y 2015 aún no estuvo disponible. Se empleó este artificio de cálculo con fines demostrativos de como sería el procedimiento; el error cometido con esta propuesta no influye significativamente.

Tabla 9

Cálculo Índice de Calidad del Aire en la ciudad de Quito.

AÑO	PM10 ug/m3	PM2.5 ug/m3	CO mg/m3	PM10 IQCA	PM2.5 IQCA	CO IQCA
2004	78	21	6,0	78	42	60
2005	49	26	3,8	49	52	38
2006	23	23	3,3	23	46	33
2007	30	23	2,9	30	45	29
2008	29	21	2,5	29	42	25
2009	25	23	2,6	25	45	26
2010	23	24	2,5	23	48	25
2011	25	22	2,1	25	44	21
2012	42	21	2,0	42	42	20
2013	29	22	1,8	29	44	18
PROMEDIOS PARCIALES				35,3	45	29,5
PROMEDIO TOTAL				45		

Con el resultado del cálculo anterior en la ecuación 4.7 se obtuvieron las constantes de regresión **a**, **b**, **c**, **d**, evaluando 4 ecuaciones simultáneas con 4 incógnitas con soluciones tradicionales matemáticas. La Tabla 10 indica un promedio de todos los datos que sirvieron para el cálculo y los errores estadísticos que se utilizaron en la estimación de la radiación global solar en el sitio de investigación durante los meses de estudio.

Tabla 10

Resumen cálculo errores estadísticos, con IQCA=45.

Mes	Hmed	Ho	n	N	H/Ho	n/N	a	b	c	d	Heal
Febrer											
Marzo	3,73	10,40	3,73	12,00	0,359	0,311	0,162043	1,3466	-0,359496	-0,4309	3,73
Abril	4,06	10,12	4,06	12,00	0,402	0,339	0,3427	1,0684	-0,7680	0,2807	4,06
Mayo	3,71	9,56	3,71	11,99	0,388	0,309	0,0000	10,8869	0,0194	-21,4730	3,70

Mes	R2	MBE	RMSE	MPE	t
Febrer					
Marzo	1	0,000	0,012	0,008	0,029
Abril	0,9959	0,001	0,054	-0,005	0,064
Mayo	0,9956	0,001	0,055	-0,032	0,065

La ayuda de una calculadora científica HP, permitió optimizar el cálculo.

Los valores estimados de radiación solar en el modelo planteado están en plena coincidencia con los datos medidos de cada día y de los meses investigados. Los valores de MBE, MPE, RMSE, t-test son muy bajos, lo que puede verse en las tablas anteriores; es decir que estadísticamente este modelo tiene su importancia y validez, donde los valores estimados tienen concordancia con los datos medidos. El modelo planteado entonces es un gran indicador de la radiación global diaria y mensual en el sitio investigado.

La aplicación más importante a este modelo encontramos en que puede ser usado en zonas y regiones con similares características climáticas, latitud y longitud geográfica, cuando no se dispongan de datos.

Se reporta en la Figura 83 la relación H/Ho vs n/N que corresponde al sitio de investigación para el primer mes de estudio.

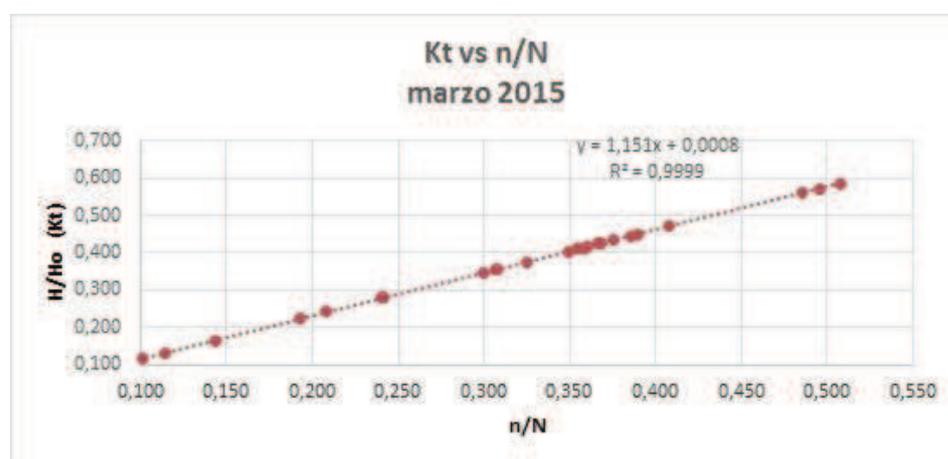


Figura 83. Relación H/Ho vs n/N, marzo 2015.

La Figura 84 indica la relación H/Ho vs n/N que corresponde al sitio de investigación para el segundo mes de estudio.

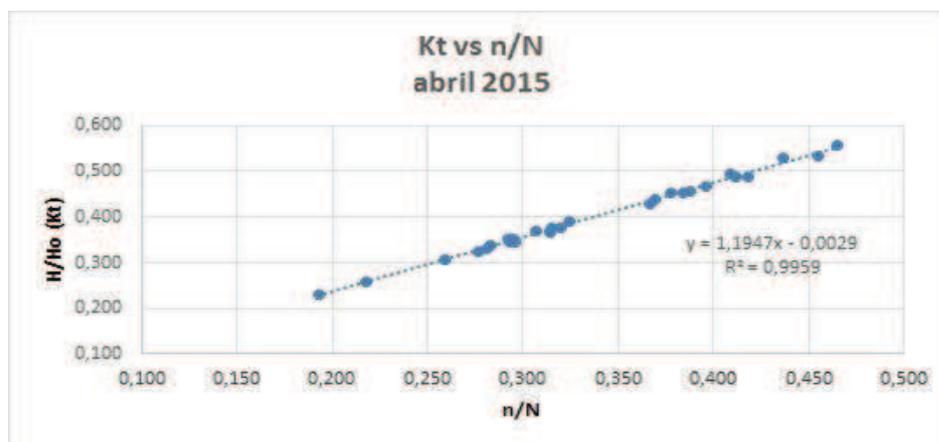


Figura 84. Relación H/Ho vs n/N, abril 2015.

La Figura 85 indica la relación H/Ho vs n/N que corresponde al sitio de investigación para el tercer mes de estudio (mayo 2015).

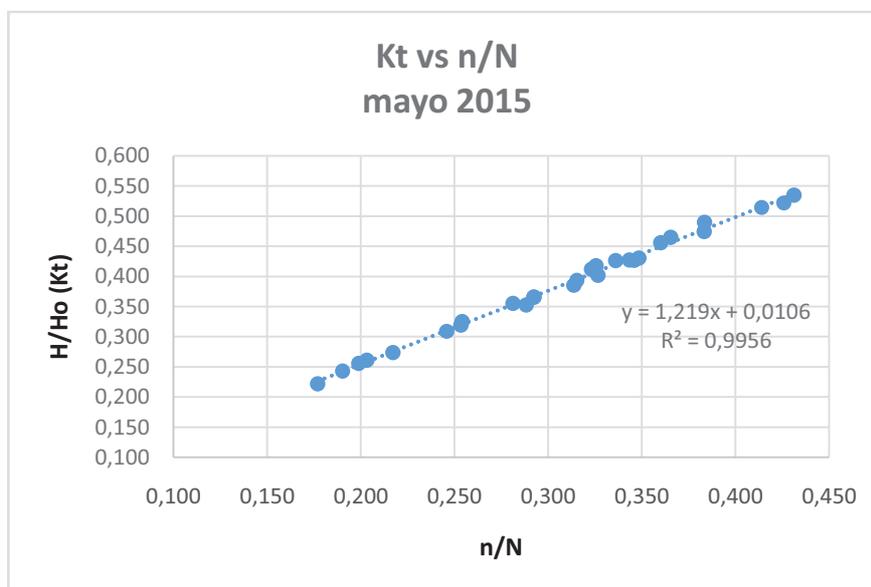


Figura 85. Relación H/Ho vs n/N, mayo 2015.

La Figura 86 indica la relación H/H_o vs n/N para el sitio de investigación durante los tres meses de estudio.

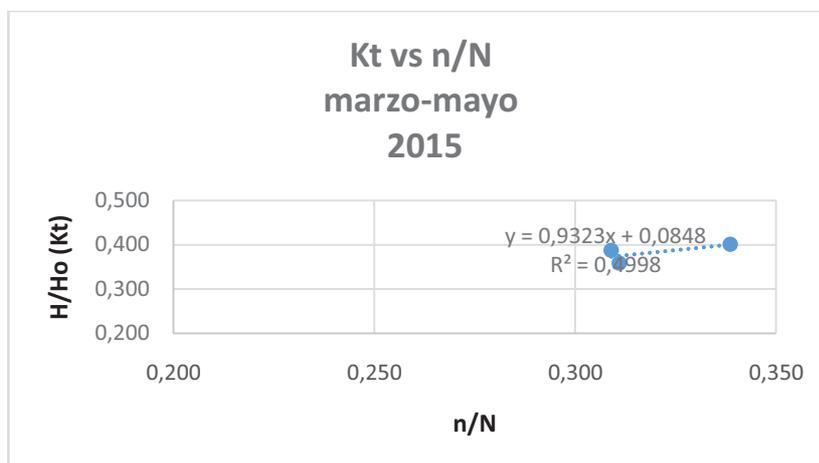


Figura 86. Relación H/H_o vs n/N , periodo investigación.

En la Figura 87 se registra la radiación global solar sobre superficie horizontal en kWh/m² día durante el primer mes de estudio tanto medida como calculada. Las dos gráficas están prácticamente superpuestas, lo que revela la gran coincidencia de la información medida con los datos calculados mediante el modelo de estimación propuesto.

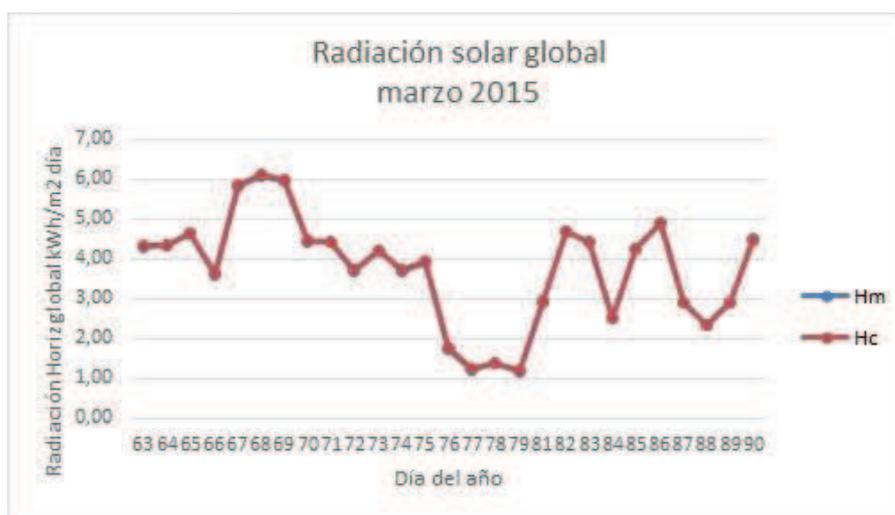


Figura 87. Radiación global horizontal medida durante los días de marzo 2015.

Hm Irradiación global solar medida

Hc Irradiación global solar calculada

En la Figura 88 en cambio se ha registrado la radiación global solar sobre superficie horizontal en kWh/m² día durante el segundo mes de estudio tanto medida como calculada; las dos gráficas están prácticamente superpuestas.

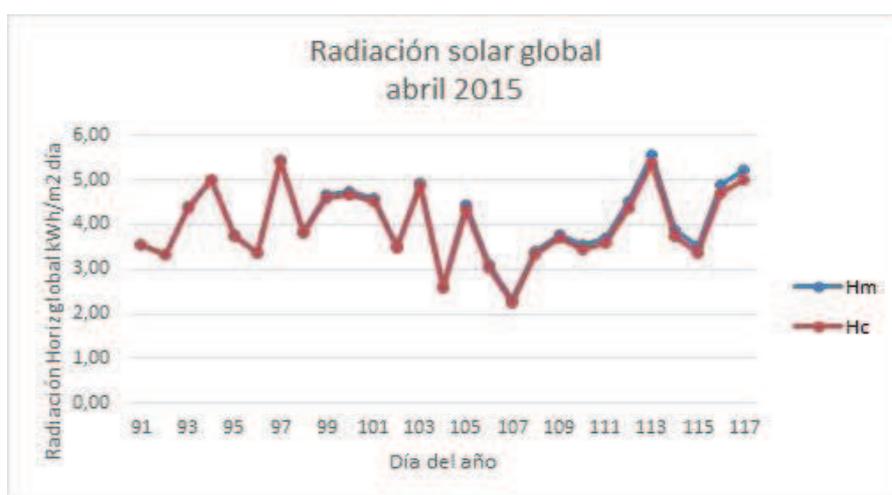


Figura 88. Radiación global horizontal medida durante los días de abril 2015.

En la Figura 89 se registra la radiación global solar sobre superficie horizontal en kWh/m² día durante el tercer mes de estudio tanto medida como calculada; las dos gráficas están prácticamente superpuestas.

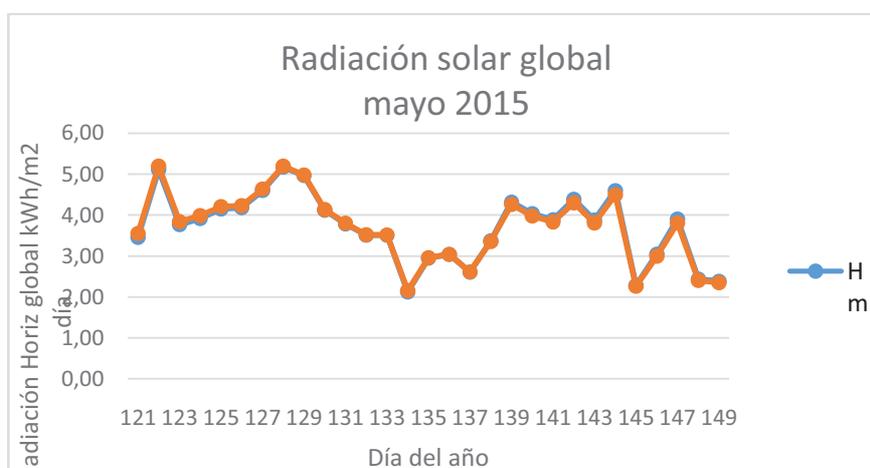


Figura 89. Radiación global horizontal medida durante los días de mayo 2015.

La radiación global calculada mediante el modelo obedece a las ecuaciones:

marzo 2015

$$\frac{H}{H_o} = 0,000804 + 1,1510 \frac{n}{N} \quad (4.10)$$

abril 2015

$$\frac{H}{H_o} = -0,0029 + 1,1947 \frac{n}{N} \quad (4.11)$$

mayo 2015

$$\frac{H}{H_o} = 0,0106 + 1,2190 \frac{n}{N} \quad (4.12)$$

Con una expresión general para los tres meses investigados:

$$\frac{H}{H_o} = 0,084811 + 0,9323 \frac{n}{N} \quad (4.13)$$

Al emplear el Índice de Calidad del aire de 45 según las definiciones encontradas de los reportes de la REMMAQ:

marzo 2015

$$\frac{H}{H_o} = 1,62E^{-1} + 1,3466 \frac{n}{N} - 3,59E^{-1} \frac{IC}{100} - 4,31E^{-1} \frac{n}{N} \frac{IC}{100} \quad (4.14)$$

abril 2015

$$\frac{H}{H_o} = 3,43E^{-1} + 1,06841 \frac{n}{N} - 7,68E^{-1} \frac{IC}{100} + 2,81E^{-1} \frac{n}{N} \frac{IC}{100} \quad (4.15)$$

mayo 2015

$$\frac{H}{H_o} = 2,12E^{-5} + 10,887 \frac{n}{N} + 1,94E^{-2} \frac{IC}{100} - 2,15E^{-1} \frac{n}{N} \frac{IC}{100} \quad (4.16)$$

Con una expresión general para los tres meses investigados:

$$\frac{H}{H_o} = 1,11E^{-1} - 0,288 \frac{n}{N} + 3,33E^{-1} \frac{IC}{100} + 1,49 \frac{n}{N} \frac{IC}{100} \quad (4.17)$$

Las ecuaciones anteriores pueden usarse para estimar la radiación global solar tanto para cada día, como para el mes en investigación.

Un resumen de la información de radiación solar global sobre superficie horizontal en el sitio de investigación, empleando software disponible ISOCAD, NASA para la ubicación geográfica del sitio de investigación, con latitud -0.174 se reporta en la Tabla 11.

Variable	Parameter	Estimate	Standard Error	t-Statistic	p-Value
Age	β_1	0.05	0.01	5.00	0.0001
	β_2	-0.02	0.01	-2.00	0.0475
Gender	β_3	0.10	0.02	5.00	0.0001
	β_4	-0.05	0.02	-2.50	0.0125
Education	β_5	0.08	0.01	8.00	0.0000
	β_6	-0.03	0.01	-3.00	0.0025
Income	β_7	0.12	0.02	6.00	0.0000
	β_8	-0.04	0.02	-2.00	0.0475
Health	β_9	0.06	0.01	6.00	0.0000
	β_{10}	-0.02	0.01	-2.00	0.0475
Marital Status	β_{11}	0.04	0.01	4.00	0.0001
	β_{12}	-0.01	0.01	-1.00	0.3175
Constant	β_{13}	0.15	0.02	7.50	0.0000
	β_{14}	-0.05	0.02	-2.50	0.0125

431 **RECONSTRUCCIÓN DE LA HISTORIA DE LA CIENCIA DE LA TIERRA EN EL SIGLO XIX**

El presente trabajo tiene como objetivo principal el de reconstruir la historia de la ciencia de la Tierra en el siglo XIX, a partir de los datos que se han recopilado y ordenado en el presente trabajo de investigación. El presente trabajo tiene como objetivo principal el de reconstruir la historia de la ciencia de la Tierra en el siglo XIX, a partir de los datos que se han recopilado y ordenado en el presente trabajo de investigación.

El presente trabajo tiene como objetivo principal el de reconstruir la historia de la ciencia de la Tierra en el siglo XIX, a partir de los datos que se han recopilado y ordenado en el presente trabajo de investigación.

1	1
2	2
3	3
4	4
5	5
6	6
7	7
8	8
9	9
10	10
11	11
12	12
13	13
14	14
15	15
16	16
17	17
18	18
19	19
20	20
21	21
22	22
23	23
24	24
25	25
26	26
27	27
28	28
29	29
30	30
31	31
32	32
33	33
34	34
35	35
36	36
37	37
38	38
39	39
40	40
41	41
42	42
43	43
44	44
45	45
46	46
47	47
48	48
49	49
50	50
51	51
52	52
53	53
54	54
55	55
56	56
57	57
58	58
59	59
60	60
61	61
62	62
63	63
64	64
65	65
66	66
67	67
68	68
69	69
70	70
71	71
72	72
73	73
74	74
75	75
76	76
77	77
78	78
79	79
80	80
81	81
82	82
83	83
84	84
85	85
86	86
87	87
88	88
89	89
90	90
91	91
92	92
93	93
94	94
95	95
96	96
97	97
98	98
99	99
100	100

VOLTAJE GENERADO				
HORA	marzo			
	26	27	28	29
6	0,2	0,1	0,4	0,0
7	1,4	4,8	0,7	0,1
8	16,3	16,0	5,4	0,2
9	16,3	15,8	6,7	0,3
10	16,7	16,6	5,1	1,5
11	17,0	17,4	17,2	14,3
12	17,4	17,5	8,8	17,3
13	16,7	17,7	15,8	13,5
14	17,0	16,5	12,3	6,2
15	4,5	16,6	14,9	16,1
16	0,2	8,4	7,9	7,1
17	0,1	1,9	0,1	0,2
18	0,1	0,1	0,5	0,0

De manera similar a la información eléctrica se seleccionaron valores de radiación solar global máximos, correspondientes a la información eléctrica (Tabla 14).

Tabla 14

Radiación solar global sobre panel fotovoltaico SUNSET PX1206, inclinación 15°.

RADIACIÓN SOLAR SOBRE SUPERFICIE INCLINADA (15°)				
HORA	marzo			
	26	27	28	29
6	73,9	42,5	103,1	8,5
7	191,7	302,1	138,1	21,9
8	787,6	736,1	336,6	69,1
9	949,5	758,4	386,4	78,9
10	1238,0	1110,9	332,9	183,0
11	1241,3	1241,3	1241,3	586,4
12	1241,3	1241,3	463,3	1241,3
13	924,1	1241,3	762,5	580,0
14	919,1	904,3	569,1	373,0
15	313,7	899,4	726,1	811,4
16	47,2	503,8	493,1	490,3
17	12,1	300,4	32,7	72,7
18	10,9	46,0	14,5	8,5

Según ecuación 2.25:

$$\eta = \frac{VI}{Ac Gt}$$

y con datos de placa de panel fotovoltaico se calculó la eficiencia **teórica**:

$$\eta = \frac{16.5 \times 7.25}{0,8319 \times 1000}$$

$$\eta = 14.3 \%$$

La eficiencia **real** del panel fotovoltaico se determinó empleando datos de las Tablas 12 y 13.

Tabla 15

Resumen eficiencia real panel fotovoltaico SUNSET PX1206.

EFICIENCIA PANEL FOTOVOLTAICO				
HORA	marzo			
	26	27	28	29
6	0,2	0,1	0,4	0,0
7	1,3	4,8	0,7	0,1
8	12,1	12,5	5,3	0,2
9	10,5	12,0	6,3	0,3
10	8,1	8,9	4,9	1,5
11	8,2	8,6	8,5	13,4
12	8,6	8,6	8,0	8,5
13	10,8	8,7	11,9	12,3
14	11,1	10,7	10,9	5,8
15	4,2	10,8	11,6	11,6
16	0,2	6,8	6,4	5,4
17	0,1	1,3	0,1	0,2
18	0,1	0,1	2,0	0,0
max n	12,1	12,5	11,9	13,4

Comparando cálculos de radiación teórica vs radiación real del panel fotovoltaico se determina que la radiación real es menor que la radiación teórica.

$$\eta_{teórica} > \eta_{real}$$

$$14.3\% > 13.4\%$$

Este resultado valida la implementación de la Instalación Eléctrica y los Sensores instalados junto a la Microestación Meteorológica.

4.12 Caracterización Panel Fotovoltaico SUNSET PX1206

Una opción para caracterizar el panel fotovoltaico es hacerlo con cargas electrónicas, empleando MOSFET y controlando su modo de operación para conducción y corte, con un generador de funciones; procedimiento difícil y costoso.

Otra alternativa de caracterización del panel fotovoltaico es emplear el circuito eléctrico económico y muy práctico indicado en la Figura 90, referencia de la investigación de Julio Fernández Ferichola, empleando condensadores, interruptores ON-OFF, cargas resistivas, instrumentos de precisión.

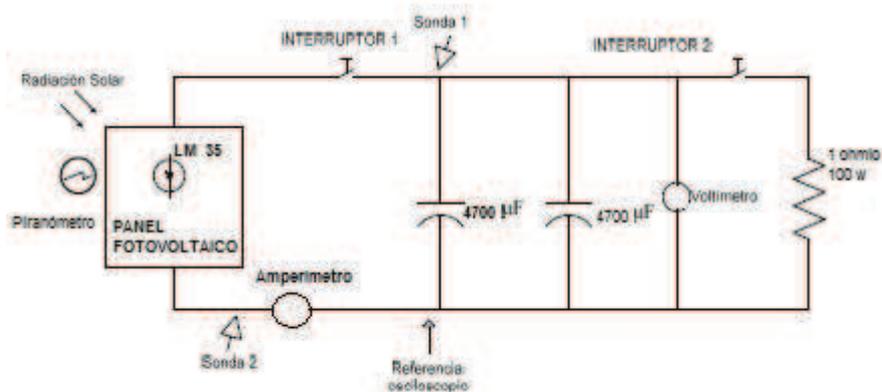


Figura 90. Circuito eléctrico caracterización panel fotovoltaico

Fuente: Tesis Ferricello

El cálculo de la capacidad de los condensadores empleados en la validación del panel fotovoltaico se hizo considerando la ecuación:

$$I_c(t) = C \frac{dV}{dT}$$

y considerando que la corriente es constante:

$$\int I dT = \int C dV$$

$$I_c T = CV$$

$$V = \frac{I_c T}{C}$$

V tensión del módulo fotovoltaico a circuito abierto
T tiempo de carga del condensador

C capacidad condensador
 Ic corriente de carga

$$C = \frac{I_c T}{V} \quad (4.18)$$

Con esta ecuación se encontró que la capacidad requerida del condensador sea de aproximadamente 10000 uF; se escogieron 2 condensadores con capacidad de 4700 uF/50 voltios. El periodo de carga/descarga se desarrolló en 200 milisegundos (Figura 91).

En esta investigación la **Caracterización** del panel fotovoltaico SUNSET PX1206 se hizo colocando el panel en posición horizontal, una radiación solar global incidente de 1000 w/m², temperatura del panel de 45°C, mediciones de voltaje y corriente generados cada milisegundo en un periodo de 2 segundos; los datos útiles necesarios estuvieron en un intervalo de 200 milisegundos.

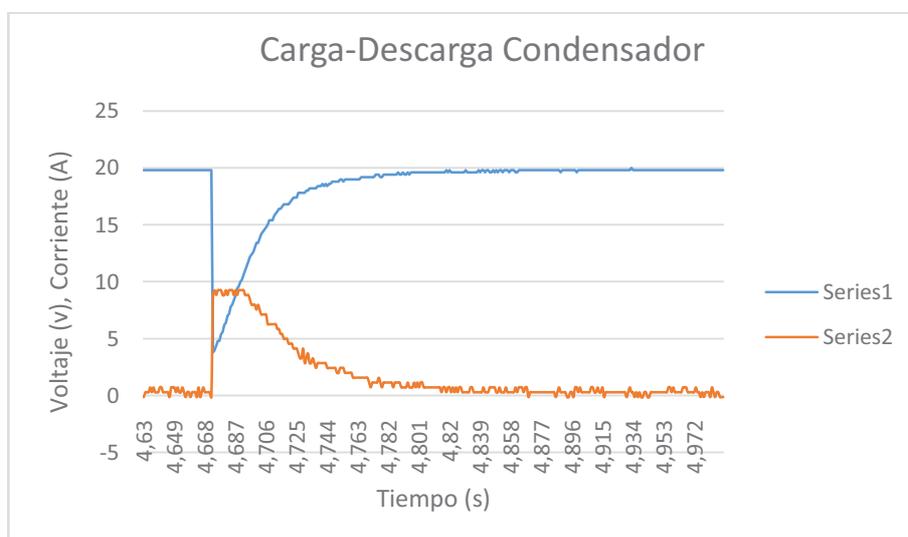


Figura 91. Carga/descarga condensadores circuito caracterización panel FV

El circuito eléctrico empleado también usó una resistencia de potencia de muy bajo valor conectada en paralelo con los condensadores, para la descarga e inicio de nuevos ciclos de ensayo y también para evitar accidentes o averías en la instrumentación.

Los condensadores al cargarse desde el panel fotovoltaico simulan todos los estados posibles de carga, pero lo hacen en un tiempo muy corto, que puede ser menor que un segundo, por lo que fue necesario emplear un osciloscopio digital (Figura 92) que capture esa información tan rápida.



Figura 92. Osciloscopio digital BK 5100, 100 Mhz

Para este objetivo se empleó el osciloscopio digital de precisión BK 5100, con ancho de banda 100 Mhz. Los datos requeridos de la medición se los obtuvo en una memoria flash instalada en el osciloscopio, datos de texto con extensión CSV, datos que fueron procesados en una hoja Excel para poder graficar las curvas características del panel fotovoltaico

Era necesario que la información medida sea rápida, precisamente para lograr que no que no haya cambios significativos de radiación solar global y temperatura sobre el módulo fotovoltaico, lo que se consiguió haciendo las mediciones en instantes muy cortos.

La instalación completa con toda la instrumentación empleada se indica en la Figura 93.

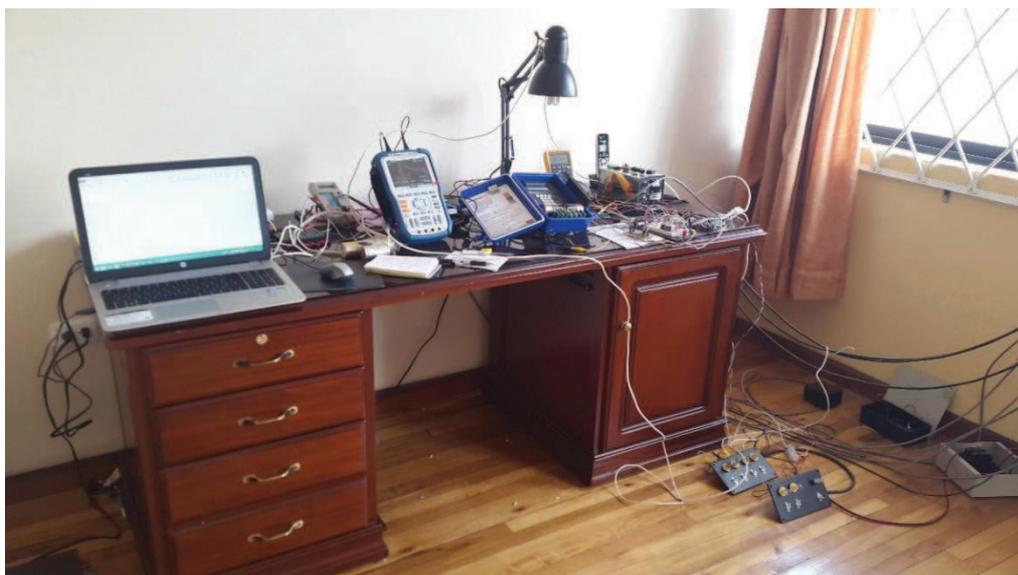


Figura 93. Instalación completa

Para medir la corriente generada por el panel fotovoltaico y evitar errores de medición se utilizó tanto el Datalogger con la instalación ya implementada en el sistema de adquisición de datos y una sonda del osciloscopio digital con la que se midió el voltaje de salida del sensor de corriente ACS 712. La otra sonda del osciloscopio midió directamente el voltaje generado en el panel fotovoltaico.

Las resistencias de potencia permitieron descargar los condensadores, iniciar nuevos ciclos de ensayos y evitar accidentes. Los cálculos de potencia generada con los datos de corriente y voltaje generados se indican en el ANEXO 12.

La caracterización del módulo fotovoltaico SUNSET PX1206 pudo hacerse de una manera meticulosa si se usan las ecuaciones 2.32 y 2.33 para extrapolar las curvas V-I obtenidas de la información desde el osciloscopio y tratamiento de esos datos en hojas Excel, a condiciones estándar de medida y luego comparar esos resultados con los datos facilitados por el fabricante. En la presente investigación no se ha utilizado este método, considerando que la medición de las curvas características del panel fotovoltaico en investigación se hizo con una radiación solar global de 1000 w/m^2 (reportada cada segundo en el Datalogger), temperatura del

panel fotovoltaico de 45 °C. Se considera que el error cometido con esta omisión será de pequeña magnitud que no altera significativamente el resultado.

Los resultados obtenidos se compararon con los datos del fabricante para **caracterizar el Panel Fotovoltaico SUNSET PX1206 y validar la investigación.**

La respuesta del panel fotovoltaico en condiciones reales de operación, teniendo la carga capacitiva de los dos condensadores, en condiciones de radiación solar global de 1000 w/m², 1 de junio de 2015, 12:03 de la tarde se indica en las Figuras 94 y 95.

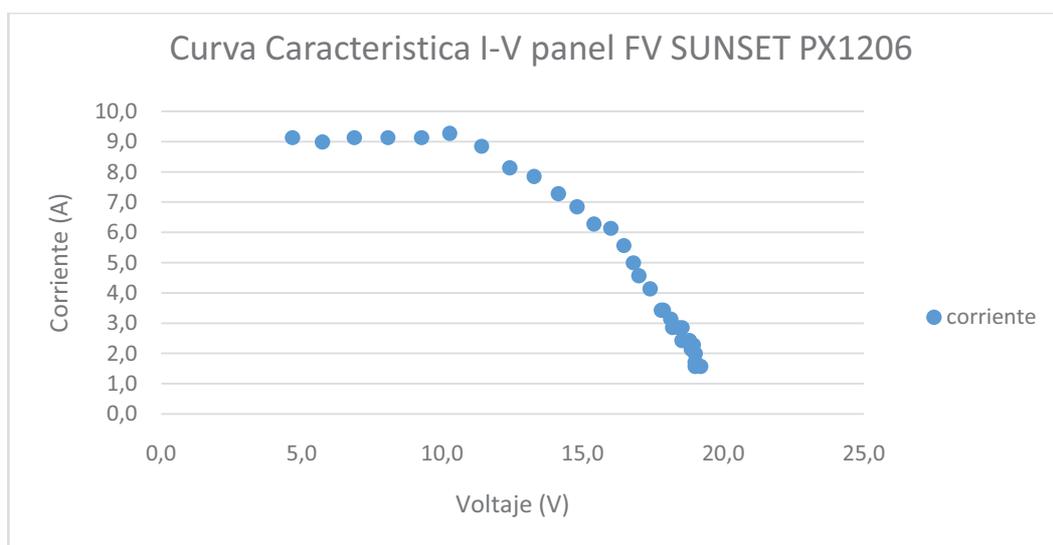


Figura 94. Curva característica I-V panel SUNSET PX1206

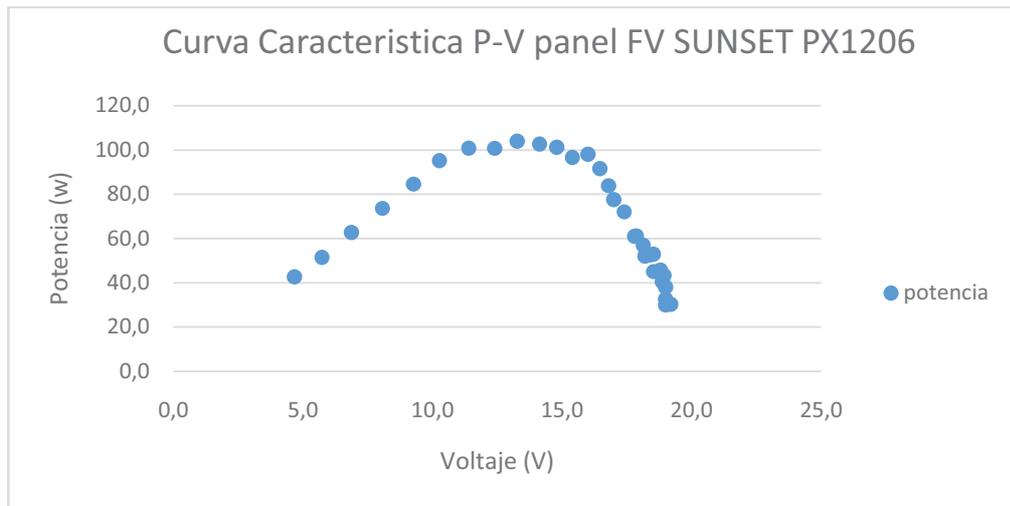


Figura 95. Curva característica panel SUNSET PX1206

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

La investigación se desarrolló en una época con nubosidad y lluvia permanentes, sin niveles altos y continuos de radiación solar. Esta situación provocó que no se revele una clara dependencia de las constantes de regresión del modelo empírico con la variable climática radiación solar global. Los valores medidos de radiación solar global, para los meses de marzo, abril, mayo fueron 310w/m^2 , 336w/m^2 , 309w/m^2 respectivamente y la energía en esos mismos lapsos de $3731\text{w-h/m}^2\text{-día}$, $4062\text{w-h/m}^2\text{-día}$, $3705\text{w-h/m}^2\text{-día}$, que son valores más bajos que aquellos encontrados con el software ISOCAD, NASA y de los mapas del INAMHI.

Los modelos empíricos encontrados, normal y modificado (usando el IQCA), para estimar la radiación solar en el sitio geográfico de latitud -0.174 , usando la ecuación lineal de Angström-Prescott y multilínea de Zhao respectivamente, fueron comparados con datos medidos y validados empleando conceptos estadísticos de errores RMSE, MBE, MPE cuyos resultados fueron: 1.2%, 0, -0.031; 5%, 0.001, -0.005; 5%, 0.001, -0.027 respectivamente y revelan un gran desempeño. Las ecuaciones generales encontradas para esa posición geográfica con el índice de calidad del aire en esa estación, pueden ser usadas también para estimar la radiación global en áreas o zonas idénticas a las de estudio donde no se disponga de ese tipo de datos.

La radiación solar medida fue más baja que la estimada con los modelos empíricos; reducción que puede ser causada por la presencia de contaminantes en suspensión en la atmósfera y por la deposición de partículas contaminantes de la atmósfera sobre el panel fotovoltaico. El deterioro de la eficiencia de esta instalación fotovoltaica y la pérdida de potencia, puede estar en relación directa con la masa específica de las partículas sedimentables y debido a la contaminación atmosférica que puede ser dependiente de la época del año y las condiciones climáticas.

El método para caracterizar el panel fotovoltaico SUNSET PX1206, empleando una carga capacitiva, resultó práctico y adecuado; se encontraron todos los puntos de interés y se pudo graficar las curvas características. Las curvas características corriente vs voltaje y potencia vs voltaje, indican que su eficiencia es menor a la reportada en la hoja de datos. Para una radiación incidente de 1000 w/m², el panel fotovoltaico generó casi 9 amperios y una potencia de 106 vatios; los datos de placa del fabricante registran una potencia pico de 120 vatios. La eficiencia teórica del panel reportada por el fabricante es de 14,3 %, mientras la real calculada fue del 13,4 %, lo que indica que es un equipamiento con muy buenas prestaciones; la diferencia puede deberse a pérdidas eléctricas y/o a pérdidas por contaminación ambiental.

Las magnitudes medidas de otras variables ambientales en la estación de estudio para los tres meses de estudio fueron: temperatura ambiente: 12°C, 13°C, 13°C (06:00 a 18:00); humedad relativa 55%, 52%, 51%; velocidad del viento: 0.84m/s, 0.91m/s, 0.86m/s; dirección del viento: 164°, 160°, 174°; lluvia acumulada 259mm, 116mm, 42mm (00:00 a 24:00) respectivamente. Variables ambientales que pueden emplearse en otros estudios similares implementando estaciones meteorológicas básicas.

5.2 Recomendaciones

Se recomienda ejecutar investigaciones adicionales en periodos largos de tiempo, referidos al efecto de la contaminación ambiental sobre la eficiencia de las instalaciones fotovoltaicas y su pérdida de potencia, especialmente en las zonas y ciudades del Ecuador con presencia de importantes parques automotores y actividad industrial, con la finalidad de valorar estos efectos y diseñar proyectos fotovoltaicos, planificar siembras y cosechas, con una exactitud razonable.

La información de estas similares investigaciones pueden permitir modificaciones a los modelos climáticos y de radiación solar global para la ciudad de Quito; sin embargo para plantear cambios, se recomienda en estudios posteriores disponer de amplia información disponible con datos de radiación solar global, heliofanía, variables ambientales.

Esta investigación se desarrolló en el periodo comprendido entre marzo 2015 y mayo de 2015, da una referencia como se pueden preparar modelos de estimación de radiación global solar; para que tenga aplicación en modelos climáticos es recomendable la obtención de datos consecutivos durante varios años.

Un objetivo de esta investigación fue encontrar un modelo de estimación de radiación solar teniendo como soporte mediciones reales de esta variable en una Estación Meteorológica particular implementada para el efecto; sin embargo se puede también hacer este tipo de estimaciones empleando otras variables ambientales como temperatura ambiental, intensidad lluviosa, humedad relativa, velocidad del viento, para lo cual se recomienda en futuras investigaciones hacer uso de estas variables.

En el país no existen suficientes estudios del impacto de la contaminación ambiental en los proyectos de energía fotovoltaica. Esta investigación utilizó un modelo de regresión lineal para estimación de radiación solar global en un periodo corto, y se obtuvo un gran desempeño; pero probablemente el error generado pueda

magnificarse para periodos largos. Es recomendable como una gran práctica de investigación, hacerlo en periodos largos empleando modelos de regresión multilíneales, exponenciales o logarítmicos, para seleccionar el que mejor se ajuste a un sitio determinado.

BIBLIOGRAFÍA

- Bird, R.E. & Hulstrom, R.L. (s.f). Application of the Monte Carlo techniques to Insolation Characterization and Prediction. Solar Energy Research Institute. Seri/RR, pp. 36-306.
- Ecopetrol,-Instituto Colombiano Del Petróleo. (s.f). Estimation of Solar Radiation on Horizontal and Tilted Surfaces for 7 Colombian Zones. International Journal of Engineering Research, 2, (5), pp. 362-366.
- Ferichola, J. F. (s.f) Caracterización de Módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil, pp. 1-142.
- Forero, N.L., Meza, W., Martínez, M.A., Caicedo, L.M., & Gordillo, G. (abril 2008). Estimación del Valor Medio Mensual del Índice de Claridad Atmosférico (Kt) para Bogotá, a partir de Datos de Radiación Solar Global. 40 (1), pp. 167-169. Bogotá: Revista Colombiana de Física.
- Haeblerlin, H., Graf, J.D., & Fachhochshule, B. (1998). Gradual Reduction of PV Generator Yield due to Pollution. World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, Austria, pp.1-4.
- Hamdan, M.A., & Kakish, B.A. (1995). Solar radiation attenuation caused by atmospheric pollution. Energy Convers 36, (2), pp. 121-124.
- Jauregui, E., & Luyano, E. (1999). Global Radiation attenuation by air pollution and its effects on the thermal climate in Mexico city. International Journal of Climatology, pp. 683-697.
- Kaldellis, J.K., & Kokala, A. (December 2010). Quantifying the decrease of the photovoltaic panel's energy yield due the phenomena of natural air pollution disposal. Original Research Article Energy, 35, (12), pp. 4862-4869.

- Kaldellis, J.K., Fragos, P., & Kapsali, M. (October 2011). Systematic experimental study of the pollution deposition impact on the energy yield of photovoltaic installations. *Original Renewable Energy*, 36, (10), pp. 2717-2724.
- Kaldellis, J.K., Kokala, A., & Kapsali, M. (2010). Natural air pollution deposition impact on the efficiency of PV panels in urban environment. *Fresenius Environmental Bulletin*, pp. 2864-2872.
- Kalogirou, S.A., Agathokleous, R., & Panayiotou, G. (March 2013). On site PV characterization and the effect of soiling on their performance. *Energy* 51, (1), pp. 439-446.
- Mani, M., & Pillai, R. (December 2010). Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, (9), pp. 3124-3131.
- Mejía, F.A., & Kleissi, J. (September 2013). Soiling losses for solar photovoltaic systems in California. *Solar Energy*, 95, pp. 357-363.
- Mejía, F.J. (2014). The effect of dust on solar photovoltaic systems. *Energy Procedia* 49 pp. 2370-2376.
- Mekhilef, S., Saidur, R., & Kamalisarvestani, M. (June 2012). Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, (5), pp. 2920-2925.
- Meral, M.E., & Dincer, F. (June 2011). A review of the factors affecting operation and efficiency of photovoltaic based electricity generation systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, (5), pp. 2176-2184.
- Raichijk, C. (2009). Estimación del Índice de Turbidez de Linke para distintas localidades de Argentina. *Avances en Energías Renovables*, 13 (1).
- Sahsamanoglou, H.S., Makrogiannis, T.I., & Meletis, H. (1991). An estimation of the total atmospheric pollution in the city of Thessaloniki using solar energy data. *Solar Energy* 46, (3), pp. 145-148.
- Salazar, G.A., Hernández, L.A., Saravia, L.R., & Romero, G.C. (2007). Determinación de los coeficientes de la relación Angstrom-Prescott, para la ciudad de Salta (Argentina) a partir de datos tomados durante un año, *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente* 11, pp. 11.17-11.24.

- Sarsah, E.A., & Uba, F.A. (2013). Monthly-especific daily global solar radiation estimates based on sunshine hours in Wa, Ghana. *International Journal of scientific & technology research* 2, pp. 246-254.
- Sarver,T., Qaraghuli,A.A., & Karmeski, L.L. (June 2013). A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature and mitigation approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, pp. 698-733.
- Sayyan,A., Horesnstein,M.N.,&Mazumder, M.K. (September 2014). Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaics panels. *Original Research Article Solar Energy*, 107, pp. 576-604.
- Som, A.K., &Alawi, S.M. (1990). Characterization and evaluation of efficiency and degradation of Mono and Poly-crystalline Photovoltaic Modules. *Energy and the Enviroment*, pp. 361-365.
- Suehrcke, H. (s.f). On the relationship between duration of sunshine and solar radiation on the earth's surface: Angström's equation revisited. *Solar Energy* 68, (5), pp. 417-425.
- Zhao, N., Zeng, X., & Han, S. (2013). Solar Radiation estimation using sunshine hour and air pollution index. *Energy Conversion and Management* 76 pp. 846-851.

ANEXOS

ANEXO 1

Datos de calibración: slope, offset, scaled units, para los sensores de la Microestación Meteorológica.



Sensor Connections to SymphoniePLUS3

Introduction

These instructions will assist you in connecting standard Renewable NRG Systems sensors to a SymphoniePLUS3 logger and also provide the default slope and offset for each sensor type. These default values are preloaded in the SymphoniePLUS3 logger (except for iPack voltmeter) and the Symphonie Data Retriever (SDR) software. The values are included here as a quick reference only - please see the Symphonie manual for logger channel configuration.

Default Slope and Offsets for SymphoniePLUS3

Sensor Default Slope and Offsets for use with SymphoniePLUS3			
Sensor	Slope	Offset	Scaled Units
NRG #40C Anemometer	0.765	0.35	m/s
NRG #200P Wind Direction Vane	0.351	0	degrees
NRG #110S Temperature Sensor with Radiation Shield	0.136	-86.38	C
NRG #BP20 Barometric Pressure Sensor	0.4255	650	mb
Relative Humidity Sensor	0.097	0	%RH
Li-Cor #LI-200S2 Pyranometer	see calibration sheet	see calibration sheet	W/sqm
Rain Gauge-Tipping Bucket	0.254	0	mm
RMY Vertical Prop Anemometer	0.0293	-15.00	m/s
P2546C or P2546A WindSensor Anemometer	0.62	0.27	m/s
iPack Voltmeter SCM	0.021	0	Volts

SymphoniePLUS3 loggers and SDR software come loaded with default slope and offset values for our standard sensors. Please note that these settings are specific to Symphonie, SymphoniePLUS, and SymphoniePLUS3, and may not be the same values used for other data loggers. Some sensors are provided with sensor specific values that may be used in place of these defaults.

ANEXO 2

Hoja de datos, sensor de precisión para temperatura LM35

November 2000

LM35 Precision Centigrade Temperature Sensors

General Description

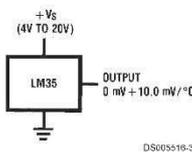
The LM35 series are precision integrated-circuit temperature sensors, whose output voltage is linearly proportional to the Celsius (Centigrade) temperature. The LM35 thus has an advantage over linear temperature sensors calibrated in ° Kelvin, as the user is not required to subtract a large constant voltage from its output to obtain convenient Centigrade scaling. The LM35 does not require any external calibration or trimming to provide typical accuracies of $\pm 1/4^\circ\text{C}$ at room temperature and $\pm 3/4^\circ\text{C}$ over a full -55 to $+150^\circ\text{C}$ temperature range. Low cost is assured by trimming and calibration at the wafer level. The LM35's low output impedance, linear output, and precise inherent calibration make interfacing to readout or control circuitry especially easy. It can be used with single power supplies, or with plus and minus supplies. As it draws only $60\ \mu\text{A}$ from its supply, it has very low self-heating, less than 0.1°C in still air. The LM35 is rated to operate over a -55° to $+150^\circ\text{C}$ temperature range, while the LM35C is rated for a -40° to $+110^\circ\text{C}$ range (-10° with improved accuracy). The LM35 series is available pack-

aged in hermetic TO-46 transistor packages, while the LM35C, LM35CA, and LM35D are also available in the plastic TO-92 transistor package. The LM35D is also available in an 8-lead surface mount small outline package and a plastic TO-220 package.

Features

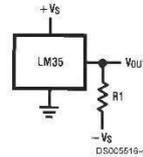
- Calibrated directly in ° Celsius (Centigrade)
- Linear + 10.0 mV/°C scale factor
- 0.5°C accuracy guaranteeable (at +25°C)
- Rated for full -55° to $+150^\circ\text{C}$ range
- Suitable for remote applications
- Low cost due to wafer-level trimming
- Operates from 4 to 30 volts
- Less than $60\ \mu\text{A}$ current drain
- Low self-heating, 0.08°C in still air
- Nonlinearity only $\pm 1/4^\circ\text{C}$ typical
- Low impedance output, $0.1\ \Omega$ for 1 mA load

Typical Applications



DS005516-3

FIGURE 1. Basic Centigrade Temperature Sensor
($+2^\circ\text{C}$ to $+150^\circ\text{C}$)



DS005516-4

Choose $R_1 = -V_S/50\ \mu\text{A}$
 $V_{\text{OUT}} = +1,500\ \text{mV}$ at $+150^\circ\text{C}$
 $= +250\ \text{mV}$ at $+25^\circ\text{C}$
 $= -550\ \text{mV}$ at -55°C

FIGURE 2. Full-Range Centigrade Temperature Sensor

ANEXO 3

Hoja de datos, sensor de Humedad Relativa HIH4030

HIH-4030/31 Series

TABLE 1. PERFORMANCE SPECIFICATIONS (At 5 Vdc supply and 25 °C [77 °F] unless otherwise noted.)

Parameter	Minimum	Typical	Maximum	Unit	Specific Note
Interchangeability (first order curve)	–	–	–	–	–
0% RH to 59% RH	-5	–	5	% RH	–
60% RH to 100% RH	-8	–	8	% RH	–
Accuracy (best fit straight line)	-3.5	–	+3.5	% RH	1
Hysteresis	–	3	–	% RH	–
Repeatability	–	±0.5	–	% RH	–
Settling time	–	–	70	ms	–
Response time (1/e in slow moving air)	–	5	–	s	–
Stability (at 50% RH in a year)	–	±1.2	–	% RH	2
Stability (at 50% RH in a year)	–	±0.5	–	% RH	3
Voltage supply	4	–	5.8	Vdc	4
Current supply	–	200	500	µA	–
Voltage output (1 st order curve fit)	$V_{OUT} = (V_{SUPPLY}) (0.0062(\text{sensor RH}) + 0.16)$, typical at 25 °C				
Temperature compensation	True RH = (Sensor RH)/(1.0546 – 0.00216T), T in °C				
Output voltage temp. coefficient at 50% RH, 5 V	–	-4	–	mV/°C	–
Operating temperature	-40[-40]	See Figure 1.	85[185]	°C[°F]	–
Operating humidity (HIH-4030)	0	See Figure 1.	100	% RH	5
Operating humidity (HIH-4031)	0	See Figure 1.	100	% RH	–
Storage temperature	-50[-58]	–	125[257]	°C[°F]	–
Storage humidity	See Figure 2.			% RH	5

Specific Notes:

- Can only be achieved with the supplied slope and offset. For HIH-4030/31-003 catalog listings only.
- Includes testing outside of recommended operating zone.
- Includes testing for recommended operating zone only.
- Device is calibrated at 5 Vdc and 25 °C.
- Non-condensing environment. When liquid water falls on the humidity sensor die, output goes to a low rail condition indicating no humidity.

General Notes:

- Sensor is ratiometric to supply voltage.
- Extended exposure to ≥90% RH causes a reversible shift of 3% RH.
- Sensor is light sensitive. For best performance, shield sensor from bright light.

FACTORY CALIBRATION DATA

HIH-4030/31 Sensors may be ordered with a calibration and data printout. See Table 2 and the order guide on the back page.

TABLE 2. EXAMPLE DATA PRINTOUT

Model	HIH-4030-003
Channel	92
Wafer	030996M
MRP	337313
Calculated values at 5 V	
V_{OUT} at 0% RH	0.958 V
V_{OUT} at 75.3% RH	3.268 V
Linear output for 3.5% RH accuracy at 25 °C	
Zero offset	0.958 V
Slope	30.680 mV/%RH
Sensor RH	$(V_{OUT} - \text{zero offset})/\text{slope}$ $(V_{OUT} - 0.958)/0.0307$
Ratiometric response for 0% RH to 100% RH	
V_{OUT}	$V_{SUPPLY} (0.1915 \text{ to } 0.8130)$



ANEXO 4

Hoja de datos, sensor de Presión Barométrica MPX4115A

MPX4115A MPXA4115A SERIES **Freescale Semiconductor, Inc.**

MAXIMUM RATINGS(NOTE)

Parameters	Symbol	Value	Units
Maximum Pressure (P1 > P2)	P_{max}	400	kPa
Storage Temperature	T_{stg}	-40° to +125°	°C
Operating Temperature	T_A	-40° to +125°	°C

NOTE: Exposure beyond the specified limits may cause permanent damage or degradation to the device.

OPERATING CHARACTERISTICS ($V_S = 5.1$ Vdc, $T_A = 25^\circ\text{C}$ unless otherwise noted, P1 > P2. Decoupling circuit shown in Figure 3 required to meet Electrical Specifications.)

Characteristic	Symbol	Min	Typ	Max	Unit
Pressure Range	P_{OP}	15	—	115	kPa
Supply Voltage ⁽¹⁾	V_S	4.85	5.1	5.35	Vdc
Supply Current	I_o	—	7.0	10	mAdc
Minimum Pressure Offset ⁽²⁾ @ $V_S = 5.1$ Volts	V_{off}	0.135	0.204	0.273	Vdc
Full Scale Output ⁽³⁾ @ $V_S = 5.1$ Volts	V_{FSO}	4.725	4.794	4.863	Vdc
Full Scale Span ⁽⁴⁾ @ $V_S = 5.1$ Volts	V_{FSS}	4.521	4.590	4.659	Vdc
Accuracy ⁽⁵⁾	—	—	—	±1.5	% V_{FSS}
Sensitivity	V/P	—	45.9	—	mV/kPa
Response Time ⁽⁶⁾	t_R	—	1.0	—	ms
Output Source Current at Full Scale Output	I_{o+}	—	0.1	—	mAdc
Warm-Up Time ⁽⁷⁾	—	—	20	—	ms
Offset Stability ⁽⁸⁾	—	—	±0.5	—	% V_{FSS}

NOTES:

- Device is ratiometric within this specified excitation range.
- Offset (V_{off}) is defined as the output voltage at the minimum rated pressure.
- Full Scale Output (V_{FSO}) is defined as the output voltage at the maximum or full rated pressure.
- Full Scale Span (V_{FSS}) is defined as the algebraic difference between the output voltage at full rated pressure and the output voltage at the minimum rated pressure.
- Accuracy is the deviation in actual output from nominal output over the entire pressure range and temperature range as a percent of span at 25°C due to all sources of error including the following:
 - Linearity: Output deviation from a straight line relationship with pressure over the specified pressure range.
 - Temperature Hysteresis: Output deviation at any temperature within the operating temperature range, after the temperature is cycled to and from the minimum or maximum operating temperature points, with zero differential pressure applied.
 - Pressure Hysteresis: Output deviation at any pressure within the specified range, when this pressure is cycled to and from minimum or maximum rated pressure at 25°C.
 - TcSpan: Output deviation over the temperature range of 0° to 85°C, relative to 25°C.
 - TcOffset: Output deviation with minimum pressure applied, over the temperature range of 0° to 85°C, relative to 25°C.
- Response Time is defined as the time for the incremental change in the output to go from 10% to 90% of its final value when subjected to a specified step change in pressure.
- Warm-up Time is defined as the time required for the product to meet the specified output voltage after the pressure has been stabilized.
- Offset Stability is the product's output deviation when subjected to 1000 cycles of Pulsed Pressure, Temperature Cycling with Bias Test.

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Characteristics	Typ	Unit
Weight, Basic Element (Case 867)	4.0	grams
Weight, Small Outline Package (Case 482)	1.5	grams

ANEXO 5

Certificado de Calibración Piranómetro LI-200

**CERTIFICATE of CALIBRATION
for LI-COR SENSOR**

Pyranometer
Model Number: LI-200

Serial Number: PY86427

Calibration Date: **September 04, 2013**
Manufacture Date: **September 04, 2013**

Calibration Constant:

Output: 95.98 microamps per 1000 watts m⁻²

For use with LI-COR handheld meters:

Multiplier: -10.42 watts m⁻² per microamp

For use with LI-COR 2220 (147 ohm) Millivolt Adapter:

Multiplier: -70.87 watts m⁻² per millivolt

If this is an SL sensor:

Multiplier: -100.0 watts m⁻² per millivolt

IMPORTANT: Read the appropriate instruction manual (<http://www.licor.com/FSM>) before using this sensor.

IMPORTANT: It is recommended that sensors be recalibrated every two years after field deployment.

Calibration Technician: *Carson Anderson*

LI-COR
Biosciences

LI-COR Biosciences • Environmental • 4421 Superior Street • P O Box 4425 • Lincoln, NE 68504 USA
Phone (1) 402-467-3576 • Fax 402-467-2819 • Toll-free 800-447-3576 (USA & Canada)
custsales@licor.com • env-support@licor.com • www.licor.com
Manual <http://www.licor.com/FSM>

ANEXO 6

Datos de fábrica para calibración Piranómetro LI-200



Application Note

Scaling the Li-Cor Pyranometer on Symphonie Loggers

Introduction

The Li-Cor Total Solar Pyranometer is a sensor that gives an output proportional to the total solar radiation, measured in Watts per square meter. Each Li-Cor LI-200SZ is provided with a calibration sheet that specifies the transfer function for your particular sensor.

The Symphonie *PLUS* and Symphonie loggers support the Li-Cor sensor directly using the optional Sensor Configuration Module (SCM) for Li-Cor, #3154. The logger collects and stores the data in raw format. For exact scaling of the real-time display, or for scaling logged data using Symphonie Data Retriever (SDR), you will need to enter a scale factor calculated for your particular sensor. This application note explains how to calculate the correct scale factor based on your Li-Cor Pyranometer's calibration value.

Li-Cor LI-200 Calibration Value

The Li-Cor LI-200SZ output signal is a current in microamperes, proportional to the total solar radiation. Each sensor is calibrated, and the calibration value is given on the sensor calibration sheet as an output current in "microamps per 1000 watt m²".

Calculate Scale Factor

The Symphonie logger converts the Li-Cor current to a raw value in counts. The real-time display and the scaled data generated by SDR require a scale factor to be applied to the raw value to obtain a value in Watts/m². To do this, divide the number **119.21** by your sensor's calibration value.

Example: if the calibration value of your sensor is 90.0 microamps per 1000 watt m², divide 119.21 by 90.0, to obtain 1.32. (This example is the default value used by the logger display and SDR scaling.)

Entering Sensor Information into the Logger

As with all sensors, the Symphonie logger calculates and stores this data in raw units, no scaling is applied to the data in the logger. The Logger uses the descriptive and scaling information that you enter to display present values, and stores it in the data file headers for later use. Refer to your logger's User Guide for more details on entering values into the Symphonie Logger.

When the Logger is started, it will identify the Li-Cor channel as an NRG 110S temperature sensor. Press [Home][4][2][9] then press [*] to change channel 9 settings, for example.

Press [*] (three times) to select "Licor Pyranometer", press [SET] to accept and to edit the description. Edit the sensor description if desired. Press [SET] to see the scale factor 1.320; enter the Scale Factor that you calculated. Press [SET] to see the Offset, 0.0; leave this unchanged. Press [SET] to see the Units, "W/sqm"; leave this unchanged. Press [SET]. Enter the sensor mounting height if desired; press [SET]. Enter the sensor serial number if desired. Press [SET] to complete the settings for channel 9.

anLicorScaling | Rev 3.0 | 24 September 2013 | support@renewableNRGsystems.com || 1

Table 1: Summary of the data used in the analysis. The data is organized into three main categories: Demographics, Health, and Socioeconomics. Each category contains several variables, with their respective units and data sources.

Source: Author's calculations based on the 2010 Census of India, 2010 Census of India, and the 2010 Census of India.

Category	Variable	Unit	Data Source
Demographics	Age	Years	2010 Census of India
	Gender	Male/Female	2010 Census of India
	Marital Status	Married/Unmarried	2010 Census of India
	Religion	Hindu/Muslim/Christian/Other	2010 Census of India
	Language	Hindi/English/Other	2010 Census of India
	Education	Years of schooling	2010 Census of India
	Employment	Employed/Unemployed	2010 Census of India
	Income	Monthly income	2010 Census of India
	Assets	Number of assets	2010 Census of India
	Health	Self-rated health	2010 Census of India
Socioeconomics	Household size	Number of people	2010 Census of India
	Household type	Joint family/Atomized family	2010 Census of India
	Urban/rural	Urban/Rural	2010 Census of India
	State	State	2010 Census of India
	Region	Region	2010 Census of India
	State capital	State capital	2010 Census of India
	State GDP	GDP	2010 Census of India
	State population	Population	2010 Census of India
	State literacy rate	Literacy rate	2010 Census of India
	State HDI	HDI	2010 Census of India

Tableau récapitulatif des données de la base de données. Les données sont présentées de manière exhaustive et sont regroupées en 12 colonnes et 12 lignes.

| Colonne |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 |
| 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | 42 | 43 | 44 | 45 | 46 | 47 | 48 |
| 49 | 50 | 51 | 52 | 53 | 54 | 55 | 56 | 57 | 58 | 59 | 60 |
| 61 | 62 | 63 | 64 | 65 | 66 | 67 | 68 | 69 | 70 | 71 | 72 |
| 73 | 74 | 75 | 76 | 77 | 78 | 79 | 80 | 81 | 82 | 83 | 84 |
| 85 | 86 | 87 | 88 | 89 | 90 | 91 | 92 | 93 | 94 | 95 | 96 |
| 97 | 98 | 99 | 100 | 101 | 102 | 103 | 104 | 105 | 106 | 107 | 108 |
| 109 | 110 | 111 | 112 | 113 | 114 | 115 | 116 | 117 | 118 | 119 | 120 |

Sl. No.	Name of the Candidate	Grade	Percentage	Remarks
1	ABHIRAM K	B	75	
2	ADARSH K	C	65	
3	ADITHYAN K	A	85	
4	ADITHYAN M	B	75	
5	ADITHYAN P	C	65	
6	ADITHYAN R	D	55	
7	ADITHYAN S	A	85	
8	ADITHYAN T	B	75	
9	ADITHYAN U	C	65	
10	ADITHYAN V	D	55	
11	ADITHYAN W	A	85	
12	ADITHYAN X	B	75	
13	ADITHYAN Y	C	65	
14	ADITHYAN Z	D	55	
15	ADITHYAN AA	A	85	
16	ADITHYAN AB	B	75	
17	ADITHYAN AC	C	65	
18	ADITHYAN AD	D	55	
19	ADITHYAN AE	A	85	
20	ADITHYAN AF	B	75	
21	ADITHYAN AG	C	65	
22	ADITHYAN AH	D	55	
23	ADITHYAN AI	A	85	
24	ADITHYAN AJ	B	75	
25	ADITHYAN AK	C	65	
26	ADITHYAN AL	D	55	
27	ADITHYAN AM	A	85	
28	ADITHYAN AN	B	75	
29	ADITHYAN AO	C	65	
30	ADITHYAN AP	D	55	
31	ADITHYAN AQ	A	85	
32	ADITHYAN AR	B	75	
33	ADITHYAN AS	C	65	
34	ADITHYAN AT	D	55	
35	ADITHYAN AU	A	85	
36	ADITHYAN AV	B	75	
37	ADITHYAN AW	C	65	
38	ADITHYAN AX	D	55	
39	ADITHYAN AY	A	85	
40	ADITHYAN AZ	B	75	
41	ADITHYAN BA	C	65	
42	ADITHYAN BB	D	55	
43	ADITHYAN BC	A	85	
44	ADITHYAN BD	B	75	
45	ADITHYAN BE	C	65	
46	ADITHYAN BF	D	55	
47	ADITHYAN BG	A	85	
48	ADITHYAN BH	B	75	
49	ADITHYAN BI	C	65	
50	ADITHYAN BJ	D	55	
51	ADITHYAN BK	A	85	
52	ADITHYAN BL	B	75	
53	ADITHYAN BM	C	65	
54	ADITHYAN BN	D	55	
55	ADITHYAN BO	A	85	
56	ADITHYAN BP	B	75	
57	ADITHYAN BQ	C	65	
58	ADITHYAN BR	D	55	
59	ADITHYAN BS	A	85	
60	ADITHYAN BT	B	75	
61	ADITHYAN BU	C	65	
62	ADITHYAN BV	D	55	
63	ADITHYAN BW	A	85	
64	ADITHYAN BX	B	75	
65	ADITHYAN BY	C	65	
66	ADITHYAN BZ	D	55	
67	ADITHYAN CA	A	85	
68	ADITHYAN CB	B	75	
69	ADITHYAN CC	C	65	
70	ADITHYAN CD	D	55	
71	ADITHYAN CE	A	85	
72	ADITHYAN CF	B	75	
73	ADITHYAN CG	C	65	
74	ADITHYAN CH	D	55	
75	ADITHYAN CI	A	85	
76	ADITHYAN CJ	B	75	
77	ADITHYAN CK	C	65	
78	ADITHYAN CL	D	55	
79	ADITHYAN CM	A	85	
80	ADITHYAN CN	B	75	
81	ADITHYAN CO	C	65	
82	ADITHYAN CP	D	55	
83	ADITHYAN CQ	A	85	
84	ADITHYAN CR	B	75	
85	ADITHYAN CS	C	65	
86	ADITHYAN CT	D	55	
87	ADITHYAN CU	A	85	
88	ADITHYAN CV	B	75	
89	ADITHYAN CW	C	65	
90	ADITHYAN CX	D	55	
91	ADITHYAN CY	A	85	
92	ADITHYAN CZ	B	75	
93	ADITHYAN DA	C	65	
94	ADITHYAN DB	D	55	
95	ADITHYAN DC	A	85	
96	ADITHYAN DD	B	75	
97	ADITHYAN DE	C	65	
98	ADITHYAN DF	D	55	
99	ADITHYAN DG	A	85	
100	ADITHYAN DH	B	75	
101	ADITHYAN DI	C	65	
102	ADITHYAN DJ	D	55	
103	ADITHYAN DK	A	85	
104	ADITHYAN DL	B	75	
105	ADITHYAN DM	C	65	
106	ADITHYAN DN	D	55	
107	ADITHYAN DO	A	85	
108	ADITHYAN DP	B	75	
109	ADITHYAN DQ	C	65	
110	ADITHYAN DR	D	55	
111	ADITHYAN DS	A	85	
112	ADITHYAN DT	B	75	
113	ADITHYAN DU	C	65	
114	ADITHYAN DV	D	55	
115	ADITHYAN DW	A	85	
116	ADITHYAN DX	B	75	
117	ADITHYAN DY	C	65	
118	ADITHYAN DZ	D	55	
119	ADITHYAN EA	A	85	
120	ADITHYAN EB	B	75	
121	ADITHYAN EC	C	65	
122	ADITHYAN ED	D	55	
123	ADITHYAN EE	A	85	
124	ADITHYAN EF	B	75	
125	ADITHYAN EG	C	65	
126	ADITHYAN EH	D	55	
127	ADITHYAN EI	A	85	
128	ADITHYAN EJ	B	75	
129	ADITHYAN EK	C	65	
130	ADITHYAN EL	D	55	
131	ADITHYAN EM	A	85	
132	ADITHYAN EN	B	75	
133	ADITHYAN EO	C	65	
134	ADITHYAN EP	D	55	
135	ADITHYAN EQ	A	85	
136	ADITHYAN ER	B	75	
137	ADITHYAN ES	C	65	
138	ADITHYAN ET	D	55	
139	ADITHYAN EU	A	85	
140	ADITHYAN EV	B	75	
141	ADITHYAN EW	C	65	
142	ADITHYAN EX	D	55	
143	ADITHYAN EY	A	85	
144	ADITHYAN EZ	B	75	
145	ADITHYAN FA	C	65	
146	ADITHYAN FB	D	55	
147	ADITHYAN FC	A	85	
148	ADITHYAN FD	B	75	
149	ADITHYAN FE	C	65	
150	ADITHYAN FF	D	55	
151	ADITHYAN FG	A	85	
152	ADITHYAN FH	B	75	
153	ADITHYAN FI	C	65	
154	ADITHYAN FJ	D	55	
155	ADITHYAN FK	A	85	
156	ADITHYAN FL	B	75	
157	ADITHYAN FM	C	65	
158	ADITHYAN FN	D	55	
159	ADITHYAN FO	A	85	
160	ADITHYAN FP	B	75	
161	ADITHYAN FQ	C	65	
162	ADITHYAN FR	D	55	
163	ADITHYAN FS	A	85	
164	ADITHYAN FT	B	75	
165	ADITHYAN FU	C	65	
166	ADITHYAN FV	D	55	
167	ADITHYAN FW	A	85	
168	ADITHYAN FX	B	75	
169	ADITHYAN FY	C	65	
170	ADITHYAN FZ	D	55	
171	ADITHYAN GA	A	85	
172	ADITHYAN GB	B	75	
173	ADITHYAN GC	C	65	
174	ADITHYAN GD	D	55	
175	ADITHYAN GE	A	85	
176	ADITHYAN GF	B	75	
177	ADITHYAN GG	C	65	
178	ADITHYAN GH	D	55	
179	ADITHYAN GI	A	85	
180	ADITHYAN GJ	B	75	
181	ADITHYAN GK	C	65	
182	ADITHYAN GL	D	55	
183	ADITHYAN GM	A	85	
184	ADITHYAN GN	B	75	
185	ADITHYAN GO	C	65	
186	ADITHYAN GP	D	55	
187	ADITHYAN GQ	A	85	
188	ADITHYAN GR	B	75	
189	ADITHYAN GS	C	65	
190	ADITHYAN GT	D	55	
191	ADITHYAN GU	A	85	
192	ADITHYAN GV	B	75	
193	ADITHYAN GW	C	65	
194	ADITHYAN GX	D	55	
195	ADITHYAN GY	A	85	
196	ADITHYAN GZ	B	75	
197	ADITHYAN HA	C	65	
198	ADITHYAN HB	D	55	
199	ADITHYAN HC	A	85	
200	ADITHYAN HD	B	75	
201	ADITHYAN HE	C	65	
202	ADITHYAN HF	D	55	
203	ADITHYAN HG	A	85	
204	ADITHYAN HH	B	75	
205	ADITHYAN HI	C	65	
206	ADITHYAN HJ	D	55	
207	ADITHYAN HK	A	85	
208	ADITHYAN HL	B	75	
209	ADITHYAN HM	C	65	
210	ADITHYAN HN	D	55	
211	ADITHYAN HO	A	85	
212	ADITHYAN HP	B	75	
213	ADITHYAN HQ	C	65	
214	ADITHYAN HR	D	55	
215	ADITHYAN HS	A	85	
216	ADITHYAN HT	B	75	
217	ADITHYAN HU	C	65	
218	ADITHYAN HV	D	55	
219	ADITHYAN HW	A	85	
220	ADITHYAN HX	B	75	
221	ADITHYAN HY	C	65	
222	ADITHYAN HZ	D	55	
223	ADITHYAN IA	A	85	
224	ADITHYAN IB	B	75	
225	ADITHYAN IC	C	65	
226	ADITHYAN ID	D	55	
227	ADITHYAN IE	A	85	
228	ADITHYAN IF	B	75	
229	ADITHYAN IG	C	65	
230	ADITHYAN IH	D	55	
231	ADITHYAN II	A	85	
232	ADITHYAN IJ	B	75	
233	ADITHYAN IK	C	65	
234	ADITHYAN IL	D	55	
235	ADITHYAN IM	A	85	
236	ADITHYAN IN	B	75	
237	ADITHYAN IO	C	65	
238	ADITHYAN IP	D	55	
239	ADITHYAN IQ	A	85	
240	ADITHYAN IR	B	75	
241	ADITHYAN IS	C	65	
242	ADITHYAN IT	D	55	
243	ADITHYAN IU	A	85	
244	ADITHYAN IV	B	75	
245	ADITHYAN IW	C	65	
246	ADITHYAN IX	D	55	
247	ADITHYAN IY	A	85	
248	ADITHYAN IZ	B	75	
249	ADITHYAN JA	C	65	
250	ADITHYAN JB	D	55	
251	ADITHYAN JC	A	85	
252	ADITHYAN JD	B	75	
253	ADITHYAN JE	C	65	
254	ADITHYAN JF	D	55	
255	ADITHYAN JG	A	85	
256	ADITHYAN JH	B	75	
257	ADITHYAN JI	C	65	
258	ADITHYAN JJ	D	55	
259	ADITHYAN JK	A	85	
260	ADITHYAN JL	B	75	
261	ADITHYAN JM	C	65	
262	ADITHYAN JN	D	55	
263	ADITHYAN JO	A	85	
264	ADITHYAN JP	B	75	
265	ADITHYAN JQ	C	65	
266	ADITHYAN JR	D	55	
267	ADITHYAN JS	A	85	
268	ADITHYAN JT	B	75	
269	ADITHYAN JU	C	65	
270	ADITHYAN JV	D	55	
271	ADITHYAN JW	A	85	
272	ADITHYAN JX	B	75	
273	ADITHYAN JY	C	65	
274	ADITHYAN JZ	D	55	
275	ADITHYAN KA	A	85	
276	ADITHYAN KB	B	75	
277	ADITHYAN KC	C	65	
278	ADITHYAN KD	D	55	
279	ADITHYAN KE	A	85	
280	ADITHYAN KF	B	75	
281	ADITHYAN KG	C	65	
282	ADITHYAN KH	D	55	
283	ADITHYAN KI	A	85	
284	ADITHYAN KJ	B	75	
285	ADITHYAN KK	C	65	
286	ADITHYAN KL	D	55	
287	ADITHYAN KM	A	85	
288	ADITHYAN KN	B	75	
289	ADITHYAN KO	C	65	
290	ADITHYAN KP	D	55	
291	ADITHYAN KQ	A	85	
292	ADITHYAN KR	B	75	
293	ADITHYAN KS	C	65	
294	ADITHYAN KT	D	55	
295	ADITHYAN KU	A	85	
296	ADITHYAN KV	B	75	
297	ADITHYAN KW	C	65	
298	ADITHYAN KX	D	55	
299	ADITHYAN KY	A	85	
300	ADITHYAN KZ	B	75	
301	ADITHYAN LA	C	65	
302	ADITHYAN LB	D	55	
303	ADITHYAN LC	A	85	
304	ADITHYAN LD	B	75	
305	ADITHYAN LE	C	65	
306	ADITHYAN LF	D	55	
307	ADITHYAN LG	A	85	
308	ADITHYAN LH	B	75	
309	ADITHYAN LI	C	65	
310	ADITHYAN LJ	D	55	
311	ADITHYAN LK	A	85	
312	ADITHYAN LL	B	75	
313	ADITHYAN LM	C	65	
314	ADITHYAN LN	D	55	
315	ADITHYAN LO	A	85	
316	ADITHYAN LP	B	75	
317	ADITHYAN LQ	C	65	
318	ADITHYAN LR	D	55	
319	ADITHYAN LS	A	85	
320	ADITHYAN LT	B	75	
321	ADITHYAN LU	C	65	
322	ADITHYAN LV	D	55	
323	ADITHYAN LW	A	85	
324	ADITHYAN LX	B	75	
325	ADITHYAN LY	C		

Según la base de datos del viento, la dirección del viento en la zona de investigación fluctúa en el rango de 0° a 360°. La Tabla dinámica formada de la base de datos indica la cuenta de las direcciones del viento en tres meses de investigación.

TABLA DINÁMICA CONTEO DIRECCIONES DE VIENTOS MES					
Cuenta de Dirección Prom.Redond	Mes	3	4	5	Total general
Dirección Prom.Redondeada					
0	2	122	112	236	
10	6	113	60	179	
20	11	69	46	126	
30	13	86	53	152	
40	30	180	117	327	
50	33	373	225	631	
60	52	272	199	523	
70	17	106	119	242	
80	15	56	70	141	
90	9	73	48	130	
100	13	82	75	170	
110	21	67	66	154	
120	14	104	94	212	
130	17	101	84	202	
140	15	117	137	269	
150	47	174	138	359	
160	71	193	204	468	
170	112	287	276	675	
180	159	300	331	790	
190	139	202	276	617	
200	48	189	137	374	
210	14	85	91	190	
220	10	50	54	114	
230	7	49	54	110	
240	16	53	61	130	
250	13	57	81	151	
260	21	67	74	162	
270	15	60	83	158	
280	11	65	48	124	
290	11	67	43	121	
300	4	60	52	116	
310	3	65	78	146	
320	17	37	32	86	
330	3	59	107	169	
340	14	145	158	317	
350	5	123	125	253	
(en blanco)					
Total general	1008	4308	4008	9324	

Según la base de datos del viento, la dirección del viento en la zona de investigación fluctúa en el rango de 0° a 360°. La Tabla dinámica formada de la base de datos indica el promedio de las direcciones del viento en tres meses de investigación.

TABLA DINÁMICA PROMEDIO DIRECCIONES VIENTO HORA DEL DIAS				
Promedio de Dirección Prom	Mes			
Horas	3	4	5	Total general
0	204,0	199,0	216,9	207,3
1	196,0	202,6	210,6	205,3
2	172,6	202,6	209,8	202,4
3	204,9	202,0	220,3	210,2
4	176,8	192,4	194,0	191,4
5	172,8	199,5	211,9	202,0
6	179,3	193,9	205,3	197,2
7	164,5	188,6	195,3	188,9
8	152,2	172,5	187,6	176,8
9	165,5	167,6	173,7	170,0
10	147,2	149,0	154,9	151,3
11	125,7	137,7	144,9	139,5
12	121,4	121,8	137,6	128,6
13	109,5	125,6	122,5	122,5
14	104,3	127,6	116,2	120,2
15	118,8	121,6	122,1	121,5
16	166,5	109,7	121,8	121,0
17	167,7	123,1	138,0	134,3
18	168,7	118,6	154,2	139,3
19	204,3	131,1	153,8	148,8
20	200,5	131,2	173,3	156,6
21	184,2	149,9	198,4	174,1
22	168,1	167,0	203,7	182,8
23	167,8	198,0	215,2	202,0
Total general	164,3	159,6	174,1	166,4

Year	2019	2020	2021
Revenue	100	100	100
Expenses	80	80	80
Profit	20	20	20
Assets	100	100	100
Liabilities	80	80	80
Equity	20	20	20