

**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA HÍBRIDO
“GRID TIE” FOTOVOLTAICO CASERO CON UN CONSUMO INSTANTÁNEO
MÁXIMO DE 2000Watt**

**EVERT FABIAN PARRA SILVA
JESUS ENRIQUE OSORIO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2014

**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA HÍBRIDO
“GRID TIE” FOTOVOLTAICO CASERO CON UN CONSUMO INSTANTÁNEO
MÁXIMO DE 2000Watt**

**EVERT FABIAN PARRA SILVA
JESUS ENRIQUE OSORIO**

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero Mecánico**

**Director
OMAR GELVEZ AROCHA
Ingeniero Mecánico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

Primeramente a Dios por permitirme llegar hasta este punto y haberme dado salud, por ser la fuente de vida y darme lo necesario para seguir adelante día a día para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mi madre Luz Marina Santos por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor. A mi padre Pedro Jesús Osorio por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y que me ha infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante y por su amor.

A mis hermanos Pedro Nel, María del Pilar y Liliana Marcela por cada consejo puntual y oportuno que han sabido darme y por su apoyo incondicional. A mis Sobrinos Kevin, Daniel y Andrés quienes me motivan cada día para convertirme en su ejemplo a seguir y a mis demás familiares que me brindaron su apoyo y ayuda cuando más lo necesite.

A mi compañero de tesis Evert Parra, por su apoyo, por haber formado un gran equipo de trabajo para lograr esta meta.

Jesús Enrique Osorio Santos

Dedicado a mi padre REINALDO PARRA, por hacer que este proyecto fuera una realidad, por apoyarme en los momentos más difíciles, por siempre tener fe en mí. A mi madre EULALIA SILVA RIVERA por estar siempre pendiente de mí, por su amor, por sus consejos.

A mi tía LUZ ESTELLA CALDERON PARRA por su apoyo incondicional que me ha dado siempre. A mis hermanos HOLMAN YESID PARRA SILVA y ASTRID JOHANA PARRA SILVA, a quienes aprecio y siempre les deseo lo mejor. A mis demás familiares que siempre estuvieron en los momentos más difíciles y me brindaron su apoyo. GRACIAS.

Evert Fabián Parra Silva

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	20
CAPITULO 1	22
1. ENERGÍAS RENOVABLES	22
1.1 FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE	23
1.1.1 Generalidades de la energía solar	29
1.1.2 Tratados en el uso de la energía	31
1.1.2.1 Protocolo de Kioto	31
1.1.2.2 Convenio de Viena	33
1.1.2.3 Norma ISO 50001	34
1.1.2.4 Ley URE 697 de 2001	34
1.1.3 Ángulos de incidencia de la radiación solar respecto a una superficie	35
1.1.3.1 Factores dependientes del movimiento de la tierra	35
1.1.3.1.1 Movimiento de Rotación	35
1.1.3.1.2 Movimiento de Traslación	36
1.1.3.1.3 Movimiento de precesión	36
1.1.3.1.4 Movimiento de Nutación	36
1.1.3.2 Ángulo de declinación [δ] e inclinación horaria [ω]	38
1.1.3.2.1 Ángulo de declinación [δ]	38
1.1.3.2.2 Angulo de inclinación horaria [ω]	39
1.1.3.3 Factores dependientes de la ubicación de la tierra	40
1.1.3.3.1 Latitud terrestre (φ)	41
1.1.3.3.2 Ángulo de inclinación superficial (β)	41
1.1.3.3.3 Azimut de la pared (γ_p)	42
1.1.3.3.4 Azimut solar (γ_s)	42
1.1.3.3.5 Cenit	43
1.1.3.3.6 Ángulo del cenit (θ_z)	43
1.1.4 Tipos de radiación solar	43
1.1.4.1 Radiación directa	44

1.1.4.2 Radiación difusa	44
1.1.4.3 Radiación reflejada o albedo	44
1.1.4.4. Radiación global	44
1.1.4.5 Irradiancia solar (q_s)	45
1.1.4.6 Constante solar (I_0)	46
1.1.5 Radiación solar en el mundo	46
1.1.5.1 Radiación Solar en Colombia	47
CAPITULO 2	49
2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA	49
2.1 NORMATIVIDAD DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN COLOMBIA	51
2.1.1 NTC 2883, Módulos fotovoltaicos (fv) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Calificación del diseño y aprobación de tipo	52
2.1.2 NTC 5464, Módulos fotovoltaicos de lámina delgada para uso terrestre. Calificación del diseño y homologación	52
2.1.3 NTC 5549, Sistemas fotovoltaicos terrestres. Generadores de potencia. Generalidades y guía	52
2.1.4 NTC 5287, Celdas y baterías secundarias para sistemas de energía solar fotovoltaica. Requisitos generales y métodos de ensayo	52
2.1.5 NTC 5433, Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos	53
2.1.6 NTC 5627, Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Calificación del diseño y ensayos ambientales	53
2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	53
2.2.1 Conexiones posibles en el sistema fotovoltaico	54
2.2.1.1 Sistema Aislado (OFF GRID)	54
2.2.1.2 Sistemas conectados a red (GRID TIE)	55
2.2.1.3 Sistema híbrido	57
2.2.2 Tecnologías de fabricación de las celdas fotovoltaicas	58

2.2.2.1 Celdas monocristalinas	58
2.2.2.2 Celdas policristalinas	59
2.2.2.3 Celdas de capa fina	60
2.2.3 Protección de las celdas fotovoltaicas	60
2.2.3.1 Películas EVA (Etileno vinil acetato) y lámina PVF (Fluoruro de Polivinilo) o lámina TPT (Tedlar/PET/Tedlar)	61
2.2.3.2 Resina epoxi	61
2.2.3.3 Resina poliéster	62
2.2.3.4 Silicona Sylgard 184	63
2.2.3.5 Silicona qsil 184	63
2.3 ELEMENTOS QUE COMPONEN LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	63
2.3.1 Generador fotovoltaico	64
2.3.2 Inversor	65
2.3.3 Regulador de carga (controlador de voltaje)	66
2.3.4 Baterías	68
2.3.4.1 Capacidad de almacenamiento	68
2.3.4.2 Corriente de carga	69
2.3.4.3 Auto descarga	69
2.3.4.4 Tipos de baterías	70
2.3.5 Diodos	73
2.3.6 Transferencia manual (conmutable)	74
2.3.7 Cables eléctricos	75
2.3.7.1 Clases de conductores para instalaciones de baja tensión	75
2.3.7.2 Calibre AWG conductores eléctricos	77
CAPITULO 3	81
3. DISEÑO Y CÁLCULOS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (FV):	81
3.1 INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN	81
3.2 CÁLCULO DEL CONSUMO DE ENERGÍA	85
3.3 CÁLCULO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO (Número de módulos fotovoltaicos)	87

3.4 CÁLCULO DEL NÚMERO DE BATERÍA	89
3.5 CALCULO DEL REGULADOR DE CARGA:	90
3.6 CÁLCULO DEL INVERSOR DC/AC	91
3.7 CONDUCTOR ELECTRICO	92
3.7.1 Determinación de la corriente nominal de la carga	93
3.7.2 Selección del calibre del conductor de acuerdo con su capacidad de conducción de corriente del cable	93
3.7.3 Corrección de la capacidad de conducción de corriente	93
3.7.4 Determinación de la caída de tensión	94
3.7.5 Análisis de conductores de cada sección	96
CAPITULO 4	100
4. MONTAJE DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	100
4.1 SUBSISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	101
4.2 SUBSISTEMA DE CONMUTACIÓN	111
4.3 SUBSISTEMA DE CONSUMO DE ENERGÍA,	113
4.4 SUBSISTEMA DE ENERGÍA AUXILIAR	113
4.5 CONEXIONES E INSTALACIONES ELÉCTRICAS	114
CAPITULO 5	120
5. PRUEBAS Y ANALISIS DE RESULTADOS	120
5.1 SISTEMA DE MONITOREO Y PRUEBA DE CONTROL	120
5.1.1 Piranómetro	120
5.1.1 Constante del piranómetro	120
5.1.2 Multímetro	122
5.1.3 Sensor de corriente ACS712	123
5.1.4 Medición de voltaje del sistema	123
5.1.4.1 Modulo sensor de voltaje	123
5.1.4.2 Medición del voltaje de salida paneles fotovoltaicos	124
5.1.4.3 Medición total	125
5.2 TOMA DE DATOS OBTENIDOS	127
5.2.1 Prueba de medición de la corriente consumida en la casa	128

5.2.2 Prueba de medición de la radiación global	128
5.2.3 Prueba de medición de la corriente generada por los paneles solares	128
5.2.4 Prueba de medición del voltaje generado por los paneles solares	129
5.2.5 Prueba de medición del voltaje alterno entregado a la vivienda	129
5.2.6 Prueba de medición del voltaje que se mantiene en las baterías	129
5.3 ANALISIS DE RESULTADOS	136
5.3.1 Análisis del comportamiento de la corriente generada, radiación solar y voltaje de las baterías	136
5.3.2 Análisis del comportamiento de la Potencia aparente consumida y la Potencia generada	136
5.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DEL AHORRO DE ENERGÍA Y DINERO QUE SE OBTIENE AL IMPLEMENTAR LOS PANELES, CON RESPECTO AL RECIBO DE LA COMPAÑÍA ELÉCTRICA ESSA	140
5.4.1 Clima del municipio del socorro	140
5.4.2 Ahorro de energía y dinero en el primer mes de uso del sistema fotovoltaico	141
5.4.3 Ahorro de energía en el periodo Julio-Agosto	144
5.4.4 Estimación del ahorro de energía y dinero en temporada lluviosa	148
5.4.5 Estimación del ahorro de energía y dinero a un año	149
5.4.6 Ahorro de dinero y energía esperado en 20 años de uso del sistema	150
5.4.6.1 Análisis entre la inversión y el ahorro del sistema fotovoltaico	146
5.4.6.2 Análisis en la inversión de recibos de la compañía ESSA	1529
6. CONCLUSIONES	155
7. RECOMENDACIONES	157
BIBLIOGRAFÍA	158

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Resistividad de diferentes materiales	75
Cuadro 2. Dimensiones de conductores eléctricos desnudos	78
Cuadro 3. Numero de hilos en un conductor eléctrico	79
Cuadro 4. Cuadro resumen de los cálculos en el S.F.	99
Cuadro 5. Subsistema de generación fotovoltaica	102
Cuadro 6. Subsistema de conmutación	112
Cuadro 7. Sistema montado en funcionamiento y cableado	115

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Energías renovables	22
Figura 2. Energía Eólica	24
Figura 3. Represa hidráulica	25
Figura 4. Planta geotérmica	26
Figura 5. Fuente de energía mareomotriz	27
Figura 6. Energía Maremotérmica	28
Figura 7. Biomasa	29
Figura 8. Espectro electromagnético	30
Figura 9. Capaz de la atmosfera	31
Figura 10. Posición de los diversos países en 2011 respecto del Protocolo de Kioto	33
Figura 11. Movimiento de rotación	36
Figura 12. Movimiento de traslación	37
Figura 13. Movimiento de precesión	37
Figura 14. Movimiento de nutación	38
Figura 15. Angulo de declinación	39
Figura 16. Ángulo de inclinación horaria	40
Figura 17. Latitud terrestre	41
Figura 18. Ángulo de inclinación superficial	42
Figura 19. Ángulo de azimut superficial y azimut solar	42
Figura 20. Radiación solar	44
Figura 21. Radiación solar mundial	47
Figura 22. Promedio radiación solar en Colombia	48
Figura 23. Efecto fotovoltaico	50
Figura 24. Esquema sistema fotovoltaico	54
Figura 25. Sistema off grid	55
Figura 26. Sistema grid tie- unidireccional	56
Figura 27. Sistema grid tie- generación llevada a la red	57

Figura 28. SISTEMA HÍBRIDO	58
Figura 29. Celda monocristalina	59
Figura 30. Celda policristalina	59
Figura 31. Celda amorfa	60
Figura 32. Encapsulamiento con película EVA y TPT	61
Figura 33. Encapsulamiento con resina EPOXI	62
Figura 34. Problemas con encapsular resina poliéster	62
Figura 35. Panel encapsulado con sylgard 384	63
Figura 36. Elementos del sistema fotovoltaico	64
Figura 37. Modulo fotovoltaico	65
Figura 38. Inversor de voltaje	66
Figura 39. Regulador de carga	67
Figura 40. Baterías de plomo	71
Figura 41. Baterías secas de gel	72
Figura 42. Esquema de conexión de diodos	74
Figura 43. Transferencia manual	74
Figura 44. Alambre eléctrico de cobre	76
Figura 45. Cable eléctrico	76
Figura 46. Cable dúplex	77
Figura. 47 Ejemplo Diámetro exterior con $n=1$	80
Figura 48. Ubicación del sistema fotovoltaico	83
Figura 49. Ángulo Cenit durante el año a las 12:00 Hrs	84
Figura 50. Comportamiento ángulo cenit en El Socorro-Santander a las 12:00 Hrs	85
Figura 51. Distribución paneles solares fotovoltaicos	89
Figura 52. Distribución conductores eléctricos del sistema	96
Figura 53. Subsistemas del montaje total	100
Figura 54. Subsistema de generación fotovoltaica	101
Figura 55. Parte trasera de la unión de tres celdas en serie	104
Figura 56. Parte delantera de la celda solar fotovoltaica	104

Figura 57. Unión ángulos a 90°	105
Figura 58. Ángulos unidos con soldadura	105
Figura 59. Encapulante qsil 216	106
Figura 60. Configuración de conexión entre celdas de cada modulo	106
Figura 61. Ensamble ángulo, celdas y vidrio templado	107
Figura 62. Conexión bus wire en cada modulo	107
Figura 63. Módulos solares terminados en sus primeras pruebas	108
Figura 64. Estructura base de soporte de los módulos solares	108
Figura 65. Centro de estructura de los módulos solares	109
Figura 66. Parte frontal del inversor	109
Figura 67. Interior del inversor	110
Figura 68. Techo del soporte de las baterías e inversor	110
Figura 69. Estructura de soporte de las baterías e inversor	111
Figura 70. Transferencia conmutable de 3 posiciones	113
Figura 71. Plano eléctrico	114
Figura 72. Conexión entre las cajas para la entrada de los cables de la energía PV	116
Figura 73. Tubos de PVC para la entrada de los cables con energía alterna	116
Figura 74. Conexiones de las baterías de gel	117
Figura 75. Conexiones del inversor parte trasera	117
Figura 76. Conexión inversor parte trasera 2	118
Figura 77. Módulos solares en operación sobre la terraza	118
Figura 78. Conexiones eléctricas parte baja de los módulos solares	119
Figura 79. Medición radiación solar	121
Figura 80. Lectura de la señal dada por el piranómetro	122
Figura 81. Interfaz del multímetro UTC61C	122
Figura 82. Sensor acs712 de 30 amperios	123
Figura 83. Modulo sensor de voltaje	124
Figura 84. Circuito reductor de voltaje con resistencias	125
Figura 85. Simulación en proteus	126

Figura 86. Software labview	127
Figura 87. Gráfica de la corriente alterna consumida en la casa	130
Figura 88. Gráfica de la radiación global	131
Figura 89. Gráfica de la generación de corriente de la energía fotovoltaica	132
Figura 90. Gráfica voltaje generado por los paneles solares	133
Figura 91. Gráfica voltaje alterno entregado a la vivienda	134
Figura 92. Gráfica voltaje baterías	135
Figura 93. Gráfica del comportamiento de la corriente generada, radiación solar y voltaje baterías	138
Figura 94. Gráfica del comportamiento de potencia aparente consumida y la potencia generada	139
Figura 95. Consumo de energía según recibo ESSA del 29 de mayo de 2014 hasta el 27 de junio de 2014	141
Figura 96. Valor a pagar según recibo ESSA del 29 de mayo de 2014 hasta el 27 de junio de 2014 de consumo	142
Figura 97. Consumo de energía y pago según recibo ESSA del 28 de Junio de 2014 hasta el 29 de julio de 2014	143
Figura 98. Consumo de energía (kWh/mes) Mayo-Junio y Junio-Julio	144
Figura 99. Valor del recibo del servicio público Mayo-Junio y Junio-Julio	144
Figura 100. Recibo de energía periodo 30 julio- 28 Agosto	145
Figura 101. Valor del kWh en el periodo 30 de julio- 28 de Agosto	146
Figura 102. Comparación del consumo de energía (kWh/mes)	147
Figura 103. Valor del recibo del periodo de Julio-Agosto con respecto a los periodos anteriores	147
Figura 104. Comparación del consumo de energía kWh/mes estimado en las dos temporadas	148
Figura 105. Valor estimado de los recibos en las dos temporadas	149
Figura 106. Ahorro de energía por año	150
Figura 110. Diagrama del sistema hibrido grid tie	156

RESUMEN

TITULO: DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA HIBRIDO “GRID TIE” FOTOVOLTAICO CASERO CON UN CONSUMO INSTANTÁNEO MÁXIMO DE 2000Watt

AUTORES:

Evert Fabián Parra Silva

Jesús Enrique Osorio Santos**

PALABRAS CLAVES:

Sistema fotovoltaico, energía eléctrica, costo total de la factura eléctrica.

DESCRIPCIÓN:

La energía solar fotovoltaica hasta ahora ha tenido un papel muy reducido en el abastecimiento de electricidad en Colombia. En cambio, las condiciones climáticas de nuestro país permiten que se pueda obtener un rendimiento elevado con esta tecnología energética.

El presente trabajo consiste en el diseño y construcción de un sistema de generación eléctrica basado en energía fotovoltaica. El sistema de generación está formado por módulos fotovoltaicos, transferencia automática y manual, un inversor monofásico conectado a la red y baterías como unidad de almacenamiento de energía. El sistema fotovoltaico se encuentra en el casco urbano del municipio de El Socorro en Santander.

Se hicieron diferentes mediciones, como lo fue la radiación solar global, voltaje de batería, voltaje alterno entregado en la vivienda, voltaje producido por los paneles solares, corriente consumida en el hogar, corriente generada por los paneles solares, para luego analizar los factores más importantes e influyentes en este tipo de sistema.

Entre los resultados más importantes, se destaca la eficiencia de los paneles solares incluyendo las pérdidas de los cables y diodos, la cual fue de 11,18%. Con un seguimiento en los recibos de la compañía eléctrica y el contador del hogar, se estimó en un 67,5% de ahorro en épocas de verano y de un 50% en épocas de invierno, del costo total de la factura eléctrica.

* Proyecto de grado

** Facultad de ingenierías Físico- Mecánica, Escuela de Ingeniería Mecánica Director: Ing. Omar Armando Gélvez Rocha

ABSTRACT:

TITLE: DESIGN AND CONSTRUCTION OF A HOMEMADE HYBRID SYSTEM PHOTOVOLTAIC ITYPE"GRID TIE" WITH A MAXIMUM CONSUMPTION OF 2000watt

AUTHORS:

Evert Fabián Parra Silva
Jesus Enrique Osorio Santos **

KEYWORDS:

Photovoltaic system, electric power, total cost of the electricity bill.

DESCRIPTION:

Photovoltaic solar energy has so far had a reduced supply of electricity in Colombia role. However, climatic conditions of our country allow that you can get high performance with this energy technology.

This work involves the design and construction of a power generation system based on photovoltaics. The generation system consists of PV modules, automatic and manual transfer, a single-phase inverter connected to the grid and batteries as energy storage unit. The photovoltaic system is located in the urban municipality of El Socorro in Santander.

Different measurements were made, as was the global solar radiation, battery voltage, AC voltage delivered to the housing, voltage produced by the solar panels, power consumed in the household, current generated by the solar panels, and then analyze most important and influential factors in this type of system.

Among the most important results, stands out the the efficiency of solar panels including cable losses and diode, which was 11.18%. With a tracking of the electricity bills and the home meter estimated at 78% of energy savings in times of summer and 60% in times of winter, in the total cost of the electricity bill.

* Draft Grade

Physicist - ** Mechanical Engineering Faculty, School of Mechanical Engineering Director: Mr. Omar Armando Gélvez Rocha.

INTRODUCCION

A lo largo de los años se ha generado energía eléctrica con combustibles fósiles (petróleo, carbón mineral y gas natural), los cuales son recursos finitos que indudablemente van a agotarse de ahí su denominación como “recursos no renovables”. En la actualidad existen otras alternativas para generar electricidad por medio de recursos renovables, los que se definen como formas de energía que tienen una fuente prácticamente inagotable con respecto al tiempo de vida de un ser humano en el planeta y cuyo aprovechamiento es técnicamente viable. Dentro de estos tipos de energía se encuentra la solar, la eólica (viento), la hidráulica (ríos y pequeñas celdas de agua), la biomasa (materia orgánica), la geotermia (calor de las capas internas de la tierra) y la oceánica. Los recursos renovables ofrecen la oportunidad de obtener energía para diversas aplicaciones su aprovechamiento tiene menores impactos ambientales que el de las fuentes convencionales y ofrecen el potencial para satisfacer la totalidad de nuestras necesidades de energía presentes y futuras, además su utilización contribuye a conservar los recursos energéticos no renovables y propiciar el desarrollo regional. El costo de la energía eléctrica en Colombia, ha venido creciendo significativamente producto de:

1. El problema de la energía hidráulica es que en las épocas de verano se reduce la producción, en consecuencia se aumenta el precio del KWH de electricidad y se tiene que suplir con las energías no renovables o racionar el agua y conllevar a cortes de luz (como la presentada en la época del ex presidente Gaviria en el 92)¹¹, recordemos que este tipo de energía es el que suple la mayor demanda de Colombia.

¹ Tomado de http://empresas.micodensa.com/BancoConocimiento/M/mercado_de_energia_septiembre2012/mercado_de_energia_septiembre_2012.asp 3

2. Las ventas de las empresas públicas de energía a sectores privados es un problema grave para el pueblo Colombiano ya que las utilidades que ingresan en forma de obras públicas en la región se van para otra parte, además estas empresas que tienen el propósito de dar un servicio a la comunidad terminan siendo un instrumento de monopolización del precio de la energía, porque las familias no tienen opción de escoger, o se paga la energía costoso o se queda sin energía eléctrica.

3. La dependencia del petróleo y carbón, además de elevar los precios, han disparado el coste de la energía, y han provocado que la producción de CO₂ haya aumentado, conllevando al calentamiento global.

En Colombia y el mundo por las políticas de los gobiernos, el continuo aumento del consumo de energía y la privatización anteriormente mencionada, ha venido en aumento el precio de esta. La energía renovable es la que se aprovecha directamente de recursos considerados inagotables como es la energía del sol, energía eólica, biomasa y pues sumando todas las razones anteriores expuestas se propone realizar el diseño, construcción y posterior estudio de todo un sistema fotovoltaico híbrido en una vivienda en el municipio del Socorro en el cual tiene un consumo promedio de 170kWh en el mes.

CAPITULO 1

En este capítulo se describe brevemente la clasificación de las energías renovables haciendo un énfasis en la energía solar; mencionando aspectos importantes que se deben tener en cuenta en ella, como el movimiento solar, radiación solar, además de los tratados de esta energía.

1. ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables son aquellas que se producen de forma continua y son inagotables a escala humana; se renuevan continuamente, a diferencia de los combustibles fósiles, de los que existen unas determinadas cantidades o reservas, agotables en un plazo más o menos determinado.

Las principales formas de energías renovables que existen son: la biomasa, hidráulica, eólica, solar, geotérmica y las energías marinas. Las energías renovables provienen, de forma directa o indirecta, de la energía del Sol; constituyen una excepción la energía geotérmica y la de las mareas.

Figura 1. Energías renovables



Fuente:http://static2.todanoticia.com/tn2/uploads/news_image/2013/05/07/energias-renovables.jpg

1.1 FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE

Las principales fuentes de energía renovable son:

- Energía eólica
- Energía hidráulica
- Energía geotérmica
- Energía mareomotriz
- Energía Maremotérmica
- Biomasa
- Energía Solar

ENERGÍA EÓLICA: La energía eólica es la energía obtenida de la fuerza del viento, es decir, mediante la utilización de la energía cinética generada por las corrientes de aire. Se obtiene a través de unas turbinas eólicas que son las que convierten la energía cinética del viento en electricidad por medio de aspas o hélices que hacen girar un eje central conectado, a través de una serie engranajes (la transmisión) a un generador eléctrico.

La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales (gradiente de presión). Por lo que puede decirse que la energía eólica es una forma no-directa de energía solar. Las diferentes temperaturas y presiones en la atmósfera, provocadas por la absorción de la radiación solar, son las que ponen al viento en movimiento.

Figura 2. Energía Eólica



Fuente:http://js.brujulasierra.es/wpcontent/uploads/2012/10/energia_eolica01.jpg

ENERGÍA HIDRÁULICA: Se denomina energía hidráulica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas. Es un tipo de energía verde cuando su impacto ambiental es mínimo y usa la fuerza hídrica sin represarla; en caso contrario, es considerada solo una forma de energía renovable.

Se puede transformar a muy diferentes escalas. Existen, desde hace siglos, pequeñas explotaciones en las que la corriente de un río, con una pequeña presa, mueve una rueda de palas y genera un movimiento aplicado, por ejemplo, en molinos rurales. Sin embargo, la utilización más significativa la constituyen las centrales hidroeléctricas de presas, aunque estas no son consideradas formas de energía verde, por el alto impacto ambiental que producen.

Figura 3. Represa hidráulica



Fuente:http://4.bp.blogspot.com/Q_Huel59D3M/T5VzbZs7irl/AAAAAAAAAFw/MDyiwymcQXc/s1600/presa.jpg

ENERGÍA GEOTÉRMICA: La energía geotérmica es aquella energía que puede ser obtenida por el hombre mediante el aprovechamiento del calor del interior de la Tierra.

Parte del calor interno de la Tierra (5.000 °C) llega a la corteza terrestre. En algunas zonas del planeta, cerca de la superficie, las aguas subterráneas pueden alcanzar temperaturas de ebullición, y, por tanto, servir para accionar turbinas eléctricas o para calentar.

El calor del interior de la Tierra se debe a varios factores, entre los que destacan el gradiente geotérmico y el calor radiogénico. En la figura 4 se aprecia una planta geotérmica.

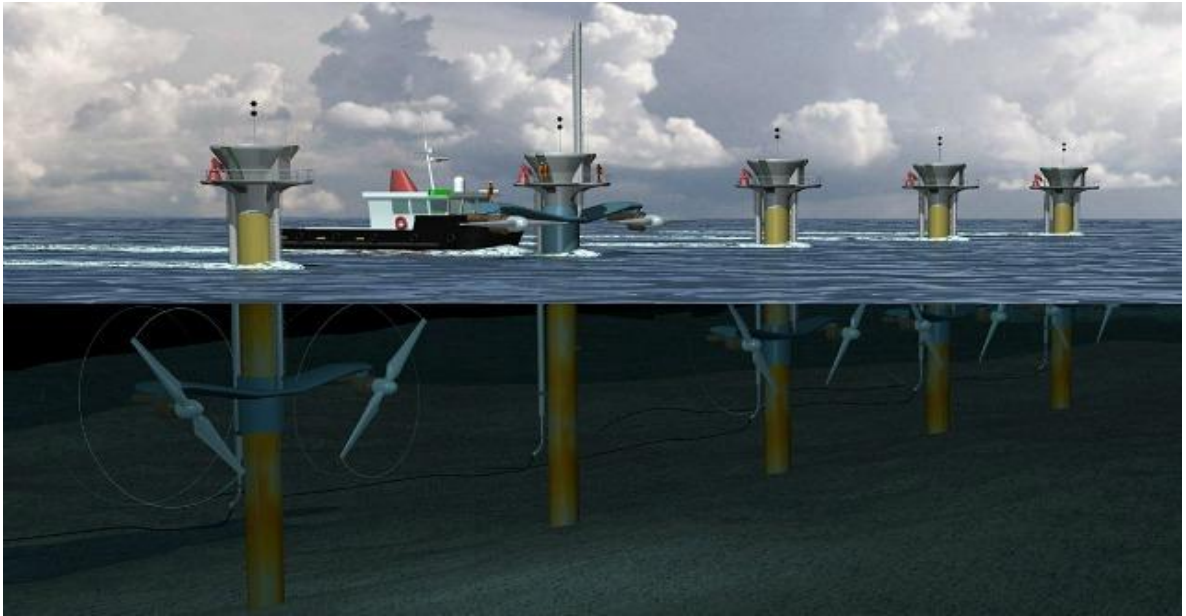
Figura 4. Planta geotérmica



Fuente:<http://www.flowserve.com/files/Files/Literature/ProductLiterature/Pumps/geoLarge.jpg>

ENERGÍA MAREOMOTRIZ: Es la que se obtiene aprovechando las mareas: mediante su empalme a un alternador se puede utilizar el sistema para la generación de electricidad, transformando así la energía mareomotriz en energía eléctrica, una forma energética más segura y aprovechable. Es un tipo de energía renovable, en tanto que la fuente de energía primaria no se agota por su explotación, y es limpia ya que en la transformación energética no se producen subproductos contaminantes gaseosos, líquidos o sólidos. Sin embargo, la relación entre la cantidad de energía que se puede obtener con los medios actuales y el coste económico y ambiental de instalar los dispositivos para su proceso han impedido una penetración notable de este tipo de energía, en la figura 5 observamos una fuente de energía mareomotriz.

Figura 5. Fuente de energía mareomotriz



Fuente: <http://www.proyectopv.org/imagen/energia%20mareomotriz.jpg>

ENERGÍA MAREMOTÉRMICA: Se fundamenta en el aprovechamiento de la energía térmica del mar basado en la diferencia de temperaturas entre la superficie del mar y las aguas profundas. El aprovechamiento de este tipo de energía requiere que el gradiente térmico sea de al menos 20° . Las plantas maremotérmicas transforman la energía térmica en energía eléctrica utilizando el ciclo termodinámico denominado “ciclo de Rankine”² para producir energía eléctrica cuyo foco caliente es el agua de la superficie del mar y el foco frío el agua de las profundidades.

² Ciclo de Rankine: Es un ciclo termodinámico que tiene como objetivo la conversión de calor en trabajo, constituyendo lo que se denomina un ciclo de potencia. Representativo del proceso termodinámico que tiene lugar en una central térmica de vapor. Utiliza un fluido de trabajo que alternativamente evapora y condensa, típicamente agua.

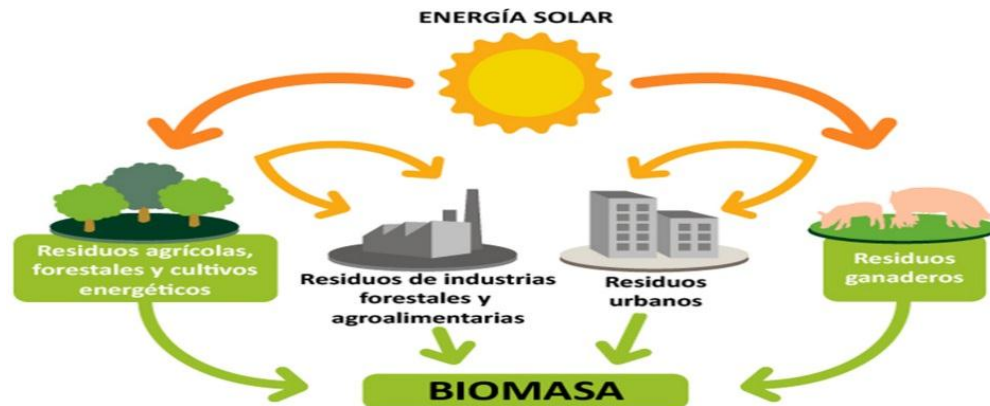
Figura 6. Energía Maremotérmica



Fuente:http://dgpcfadu.com.ar/2011/1_1_cuat/vn15/3/imagenes/mremotermica.jpg

BIOMASA: Se encuentran varios tipos de biomasa, la vegetal que es la producida por la fotosíntesis, la animal que es la producida por los seres vivos de la anterior, la biomasa residual que se produce a partir de los residuos de producción y de consumo respectivamente de los dos anteriores y la biomasa fósil que una vez enterrada y bajo determinados mecanismos químicos o por condiciones físico-químicas producirán los combustibles fósiles, para usar la biomasa como fuente de energía se puede optar por dos alternativas, además de para usos domésticos, que son los siguientes: usar residuos como fuente de biomasa y realizar cultivos energéticos destinados a la producción de energía.(figura 7).

Figura 7. Biomasa



Fuente: <http://efiex.es/wp-content/uploads/2013/04/Biomasa3.jpg>

ENERGÍA SOLAR: Es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol, el cual se comporta como un cuerpo negro el cual emite energía siguiendo la ley de Planck³ a una temperatura media de 6000 K. A continuación se describirán aspectos importantes de la energía solar como lo son:

- Generalidades de la energía solar
- Tratados en el uso de la energía
- Ángulos de incidencia de la radiación solar respecto a una superficie
- Tipos de radiación solar
- Radiación en el mundo

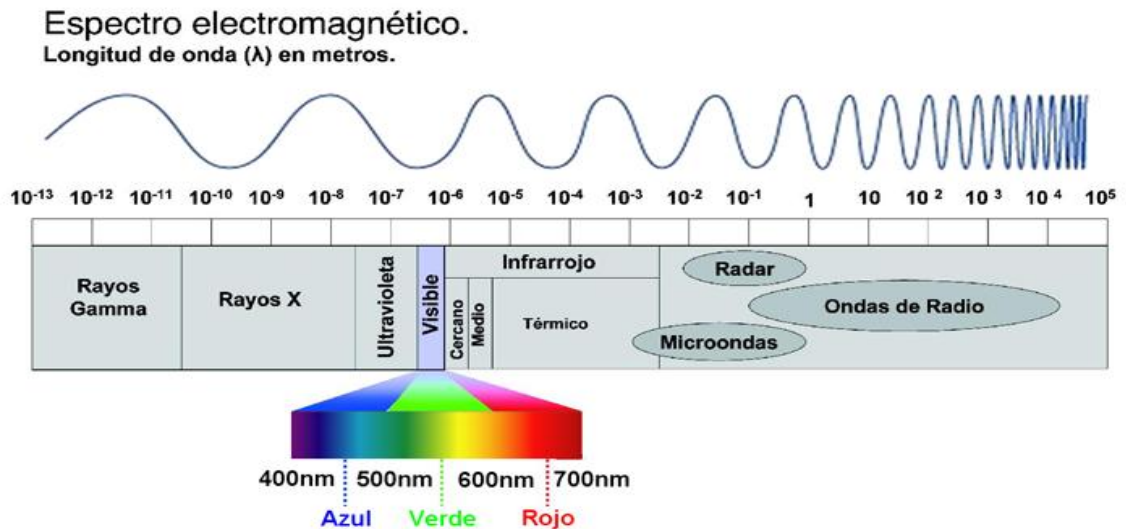
1.1.1 Generalidades de la energía solar. El sol es una fuente de energía de la cual nuestro planeta depende, ya que abastece de energía a las plantas, animales, y en general a todos los ecosistemas. El hombre por medio de mecanismos transforma dicha energía proveniente del sol en energía útil ya sea para calentar algo o para generar electricidad. Esta energía es obtenida a partir

³ La ley de Planck describe la radiación electromagnética emitida por un cuerpo negro en equilibrio térmico en una temperatura definida.

del aprovechamiento de la radiación solar (o radiación electromagnética), que alcanza a la tierra.

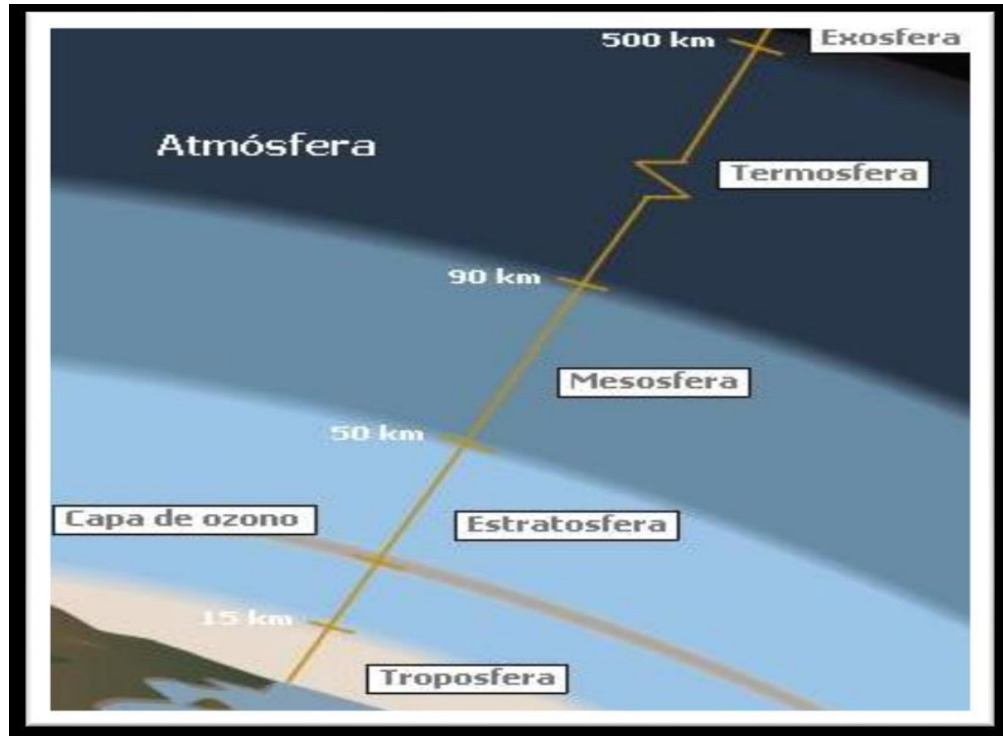
Desde el punto de vista de distribución espectral (ver Figura 8), la radiación solar se divide en tres regiones según la longitud de onda λ : la región ultravioleta UV ($\lambda < 400$ nm), la región visible ($400 < \lambda < 750$ nm) y la región infrarroja IR ($\lambda > 750$ nm). La región ultravioleta o radiación ultravioleta se divide en tres tipos más: tipo A (315-400 nm), tipo B (280-315 nm) y tipo C (100-280). Sin embargo no toda la radiación electromagnética alcanza la superficie de la Tierra, debido a la capa de ozono y a que permiten por un lado absorber o reflejar la radiación, y por otro lado penetrar y tocar la superficie terrestre (Figura 9).

Figura 8. Espectro electromagnético



Fuente: <http://fisica.laguia2000.com/energia/escala-de-las-radiaciones-electromagneticas>

Figura 9. Capas de la atmosfera



Fuente: <http://ficus.pntic.mec.es/vfem0006/hotpot/rhibrida.htm>

1.1.2 Tratados en el uso de la energía. Debido a los efectos provocados por el desarrollo industrial las entidades gubernamentales han generado ciertos tratados, normas y leyes para tratar de solucionar los impactos ambientales que estos traen, entre ellos se nombra algunos de importancia como lo son el Protocolo de Kioto, el Convenio de Viena, la Norma ISO 50001 y la Ley URE 697 de 2001.

1.1.2.1 Protocolo de Kioto. El Protocolo de Kioto sobre el cambio climático es un protocolo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), y un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global: dióxido de carbono (CO_2), gas metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O), además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF_6), en un porcentaje aproximado de al menos

un 5 %, dentro del periodo que va de 2008 a 2012, en comparación a las emisiones a 1990. Por ejemplo, si las emisiones de estos gases en 1990 alcanzaban el 100 %, para 2012 deberán de haberse reducido como mínimo al 95 %. Esto no significa que cada país deba reducir sus emisiones de gases regulados en un 5 % como mínimo, sino que este es un porcentaje a escala global y, por el contrario, cada país obligado por Kioto tiene sus propios porcentajes de emisión que debe disminuir la contaminación global.

El protocolo fue inicialmente adoptado el 11 de diciembre de 1997 en Kioto, Japón, pero no entró en vigor hasta el 16 de febrero de 2005. En noviembre de 2009, eran 187 estados los que ratificaron el protocolo. Estados Unidos, mayor emisor de gases de invernadero mundial, no ha ratificado el protocolo.

El instrumento se encuentra dentro del marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), suscrita en 1992 dentro de lo que se conoció como la Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro. El protocolo vino a dar fuerza vinculante a lo que en ese entonces no pudo hacer la CMNUCC. En la figura (10) se puede ver Posición de los diversos países en 2011 respecto del Protocolo de Kioto.

Figura 10. Posición de los diversos países en 2011 respecto del Protocolo de Kioto



■ Firmado y ratificado (Anexo I y II). ■ Firmado y ratificado. ■ Firmado pero con ratificación rechazada. ■ Abandonó. ■ No posicionado.

Fuente: <http://efiex.es/wp-content/uploads/2013/04/Biomasa3.jpg>

1.1.2.2 Convenio de Viena. Es frecuentemente referido como un convenio de marco, pues ha servido como marco para los esfuerzos de protección de la capa de ozono del planeta. El convenio de Viena fue aprobado en 1985 y entro en vigor el 22 de septiembre de 1988. En el 2009 el Convenio de Viena llego a ser el primer convenio en alcanzar ratificación universal. Los objetivos del Convenio de Viena eran alentar a las Partes a promover cooperación a través de observaciones sistemáticas, investigaciones e intercambio de información sobre el impacto de las actividades humanas en la capa de ozono y para adoptar medidas legislativas o administrativas en contra de actividades que puedan producir efectos adversos en la capa de ozono. El Convenio de Viena no requiere que los países tomen acciones concretas para el control de sustancias que agotan la capa de ozono. Las partes en el Convenio de Viena se reúnen una vez cada tres años a espaldas de la Reunión de las Partes en el Protocolo de Montreal, para tomar decisiones sobre la administración del Convenio.

1.1.2.3 Norma ISO 50001. Es una normativa estándar internacional desarrollada por ISO (Organización Internacional para la Estandarización u Organización Internacional de Normalización), donde se establecen los requisitos para el establecimiento de un sistema de gestión de energía. Esta normativa es de aplicación en todo tipo de empresas y organizaciones, grandes o pequeñas tanto del ámbito público o privado, bien se dediquen a la provisión de servicios o a la elaboración de productos y equipos.

Este estándar especifica los requerimientos para establecer, implementar, mantener y mejorar un sistema de administración de energía, cuyo propósito es el de permitir a una organización para alinearse con un enfoque sistemático, y de esta manera lograr el mejoramiento continuo del desempeño de energía, incluyendo eficiencia energética, seguridad energética, utilización de energía y consumo. Este estándar apunta a permitir a las organizaciones reducir continuamente su utilización de energía, y de esta manera, sus costos relacionados con energía, y la emisión de gases de efecto invernadero.

Este estándar ha sido publicado por ISO en junio de 2011, y es aplicable para cualquier tipo de organización, independientemente de su tamaño, sector, o ubicación geográfica.

El sistema ha sido modelado a partir del estándar ISO 9001, de sistemas de gestión de calidad, y del estándar ISO 14001, de sistemas de gestión ambiental. Uno de los atributos más prominentes de la ISO 50001 es el requisito de "... mejorar el sistema de gestión de energía, y el desempeño energético resultante" (cláusula 4.2.1.c).

1.1.2.4 Ley URE 697 de 2001. Es el aprovechamiento óptimo de la energía en todas y cada una de las cadenas energéticas, desde la selección de la fuente energética, su producción, transformación, transporte, distribución, y consumo

incluyendo su reutilización cuando sea posible, buscando en todas y cada una de las actividades, de la cadena el desarrollo sostenible. El ministerio planteo unos objetivos los cuales son:

- Desarrollar proyectos y asesorar a personas naturales o jurídicas de derecho público o privado en el programa de uso racional y eficiente de la energía.
- Incentivar procesos que estimulen al uso de energías no convencionales dentro del programa de uso racional y eficiente de la energía.

1.1.3 Ángulos de incidencia de la radiación solar respecto a una superficie.

Estos ángulos están ligados de muchos parámetros dependientes del movimiento de la tierra y dependientes de la ubicación sobre la tierra. Aquí se tendrá en cuenta tres factores como lo son:

- Factores dependientes del movimiento de la tierra
- Ángulo de declinación e inclinación horaria
- Factores dependientes de la ubicación de la tierra

1.1.3.1 Factores dependientes del movimiento de la tierra. La tierra está sometida a diversos movimientos, de los cuales los principales están referenciados al sol, y son los siguientes:

- Movimiento de rotación
- Movimiento de traslación
- Movimiento de precesión
- Movimiento de nutación

1.1.3.1.1 Movimiento de Rotación. Es un movimiento que efectúa la Tierra girando sobre sí misma de oeste a este a lo largo de un eje imaginario denominado eje terrestre que pasa por sus polos. Una vuelta completa, tomando como referencia a las estrellas, dura 23 horas con 56 minutos y 4 segundos y se

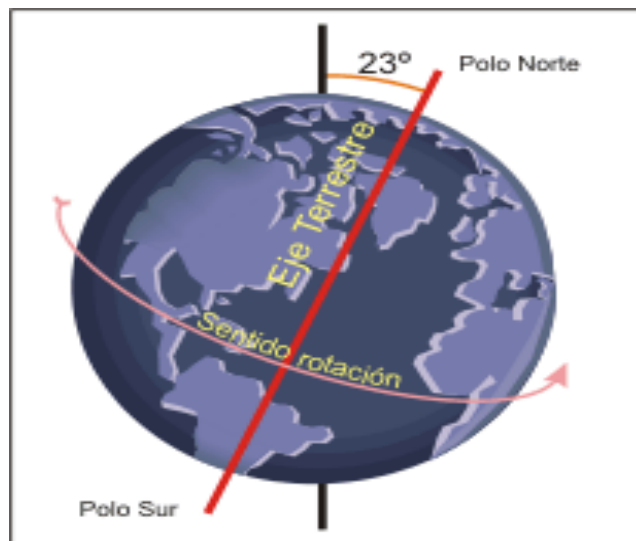
denomina día sidéreo. Si tomamos como referencia al Sol, el mismo meridiano pasa frente a nuestra estrella cada 24 horas, llamado día solar. Los 3 minutos y 56 segundos de diferencia se deben a que en ese plazo de tiempo la Tierra ha avanzado en su órbita y debe girar algo más que un día sideral para completar un día solar (Ver figura 11).

1.1.3.1.2 Movimiento de Traslación. Es el movimiento por el cual el planeta tierra gira en una órbita elíptica alrededor del sol. (Ver figura 12).

1.1.3.1.3 Movimiento de precesión. La precesión de los equinoccios (el cambio lento y gradual en la orientación del eje de rotación de la Tierra) se debe al movimiento de precesión de la Tierra causado por el momento de fuerza ejercido por el sistema Tierra-Sol en función de la inclinación del eje de rotación terrestre con respecto al Sol (alrededor de $23,43^\circ$) (Ver figura 13).

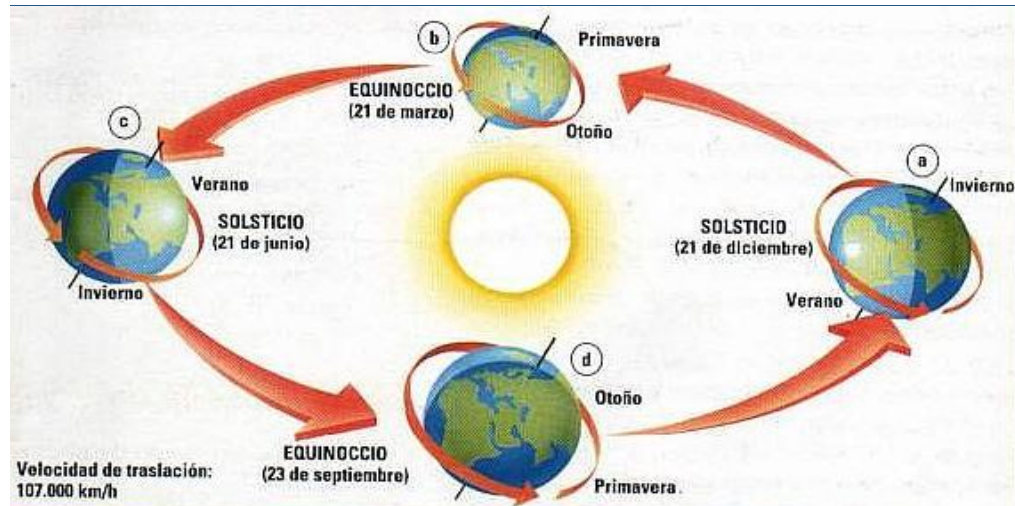
1.1.3.1.4 Movimiento de Nutación. Es un movimiento de precesión acompañado de una oscilación del eje de rotación. (Ver figura 14).

Figura 11. Movimiento de rotación



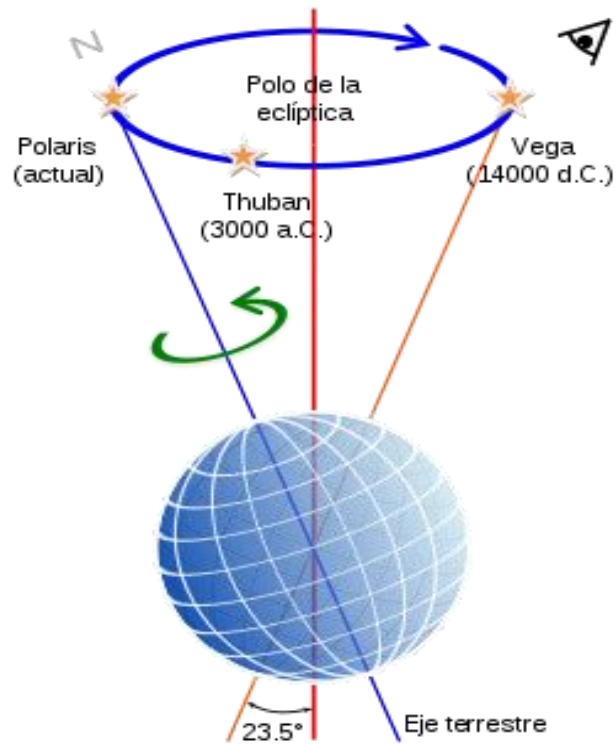
Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Movimientos_de_la_Tierra

Figura 12. Movimiento de traslación



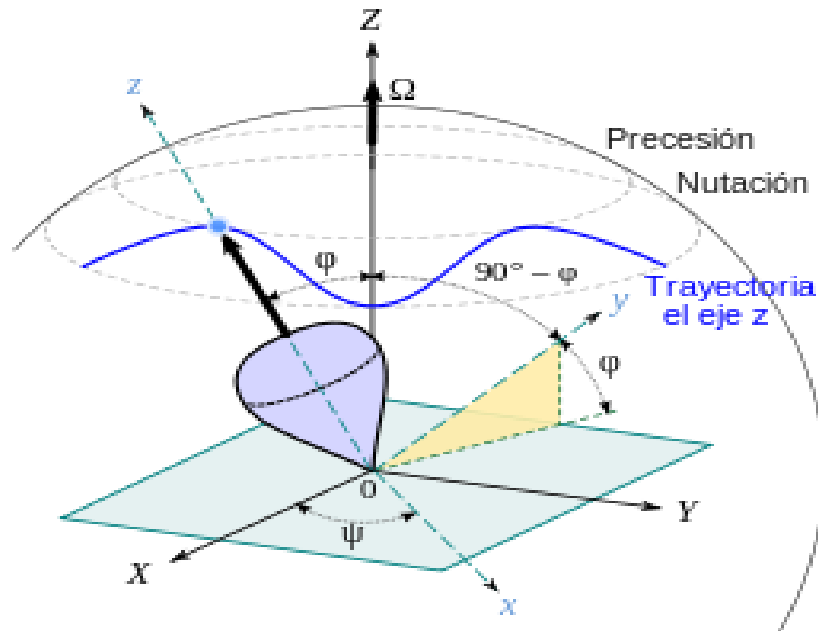
Fuente: <http://historiaetlinguae.blogspot.com/2014/03/la-tierra-movimiento-de-traslacion.html>

Figura 13. Movimiento de precesión



Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Movimientos_de_la_Tierra

Figura 14. Movimiento de nutación

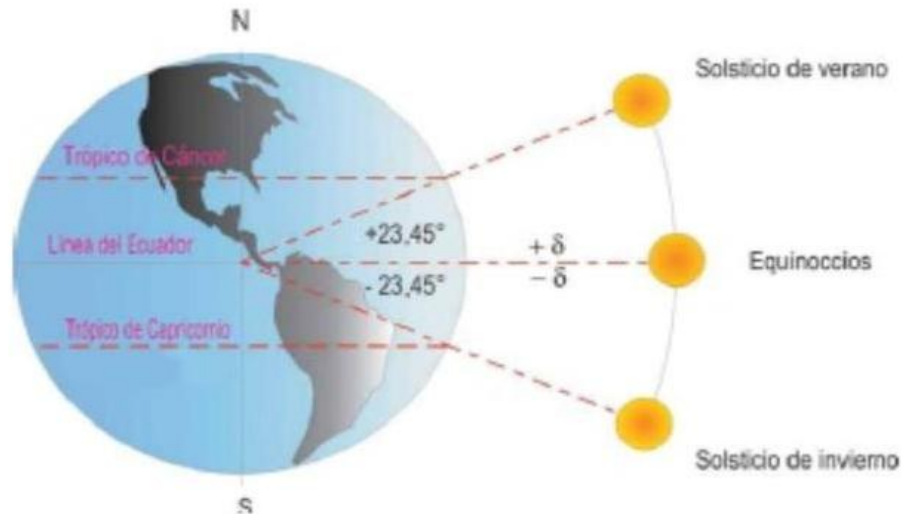


Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Movimientos_de_la_Tierra

1.1.3.2 Ángulo de declinación [δ] e inclinación horaria [ω]. En el estudio de la radiación solar respecto a una superficie se tienen en cuenta con mayor importancia, los movimientos de rotación y traslación de la tierra ya que permiten determinar el ángulo de declinación [δ] y el ángulo de inclinación horaria [ω].

1.1.3.2.1 Ángulo de declinación [δ]. Es la posición angular del sol, al medio día solar, con respecto al plano del ecuador. Debido al movimiento de traslación de la tierra, este ángulo varia en todo su recorrido desde -23.5° (21 de diciembre) a 23.5° (21 de junio) aproximadamente (Ver figura 15). Debido a que el ángulo de declinación varia conforme la tierra realiza su movimiento de traslación, un observador localizado en la tierra vera que la dirección de los rayos solares varía durante todo el año.

Figura 15. Angulo de declinación



Fuente: http://datateca.unad.edu.co/contenidos/358026/358026/leccin_5_radiacin_solar.html

Para calcular el ángulo de declinación en cualquier momento del año se utiliza la siguiente expresión:

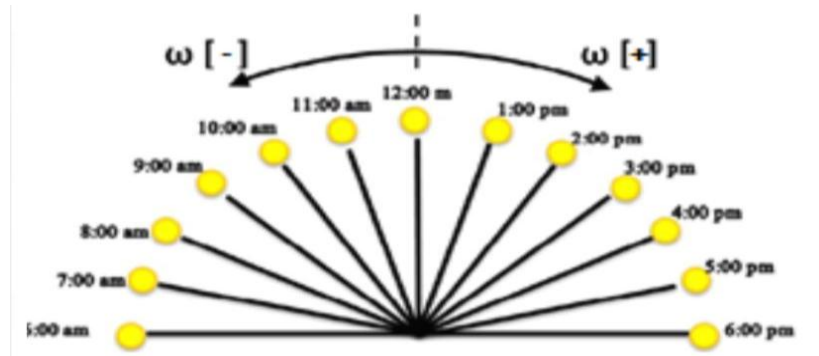
$$\delta = 23.45 * \sin\left(360 * \frac{284+n}{365}\right) \quad \text{Ecuación (1)}$$

Donde n representa el día del año siendo el primero (1) de Enero el día 1.

En la Figura (15) se puede apreciar como varia el ángulo de declinación en función de distintas épocas del año.

1.1.3.2.2 Angulo de inclinación horaria [ω]. Este ángulo depende de la rotación terrestre y mide el desplazamiento angular del sol respecto al medio día solar, tomando valores negativos en las horas de la mañana y valores positivos en las horas de la tarde. Una hora solar equivale a 15° (360°/24 horas) como se aprecia en la Figura (16).

Figura 16. Ángulo de inclinación horaria



Fuente: BONILLA, Andrés David y CACERES, Sergio Augusto. Diseño y construcción de un sistema de calentamiento de agua para uso residencial por energía solar. Trabajo de grado de Ingeniería Mecánica. Universidad Industrial de Santander 2014

Para determinar el ángulo de inclinación horaria se puede usar la siguiente ecuación que nos da el ángulo en grados [°]. Esta ecuación está en función de la hora, minutos y segundos para ser más exacta.

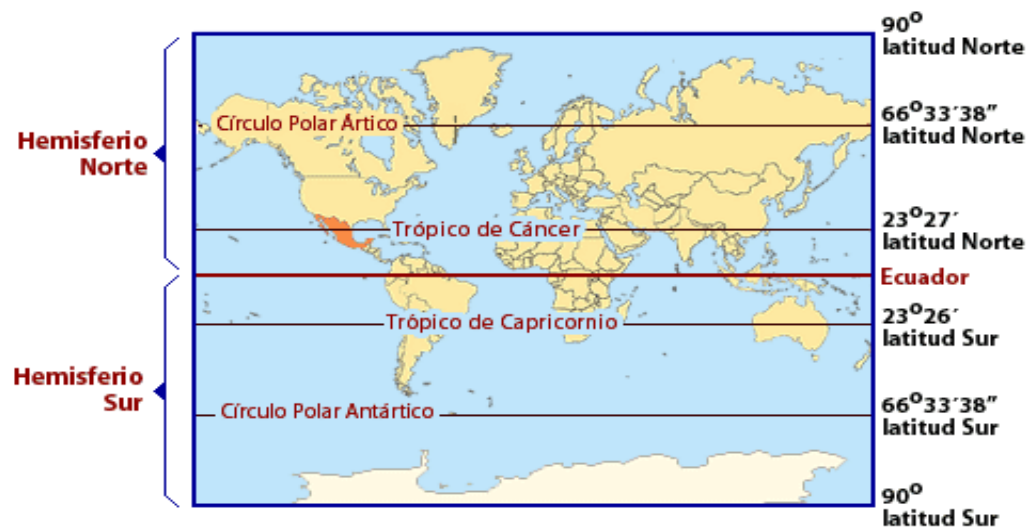
$$\omega = 15 * \left(\left(hora + \frac{min}{60} + \frac{seg}{3600} \right) - 12 \right) \quad \text{Ecuación (2)}$$

1.1.3.3 Factores dependientes de la ubicación de la tierra. La ubicación, orientación e inclinación de un plano son factores importantes que influyen en el estudio de la irradiancia para una determinada área o superficie. Por lo tanto los factores que afectan la radiación solar sobre una superficie orientada, ubicada e inclinada son:

- Latitud terrestre (φ).
- Angulo de inclinación superficial (β).
- Azimut de la pared (γ_p).
- Azimut solar (γ_s).
- Cenit.

1.1.3.3.1 Latitud terrestre (ϕ). Es el ángulo entre la línea ecuatorial, y un punto determinado de la tierra medido a lo largo del meridiano en el que se encuentre dicho punto. La latitud puede estar orientada hacia el Sur o hacia el Norte según si está por encima del paralelo del ecuador (latitud norte) o si está por debajo de este (latitud sur). La latitud se mide en grados sexagesimales, entre -90° y 90° , donde el signo [-] significa latitud sur, y el signo [+] significa latitud norte (Ver Figura 17).

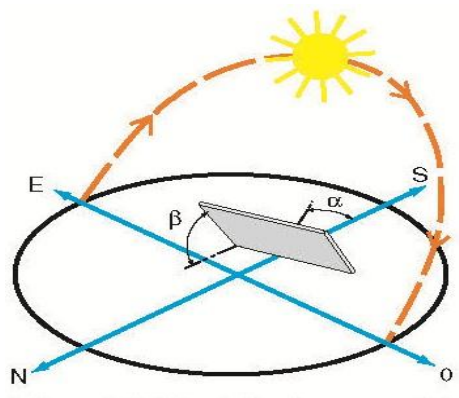
Figura 17. Latitud terrestre



Fuente: <http://socialesdigital.wordpress.com/ciencias-sociales-1%C2%BA-eso-criterios-de-evaluacion/1-coordenadas-geograficas-longitud-y-latitud-como-localizar-un-lugar-concreto-en-la-superficie-terrestre-los-husos-horarios/>

1.1.3.3.2 Ángulo de inclinación superficial (β). Es el ángulo formado entre la superficie horizontal y la superficie captadora o colectora (Ver Figura 18).

Figura 18. Ángulo de inclinación superficial

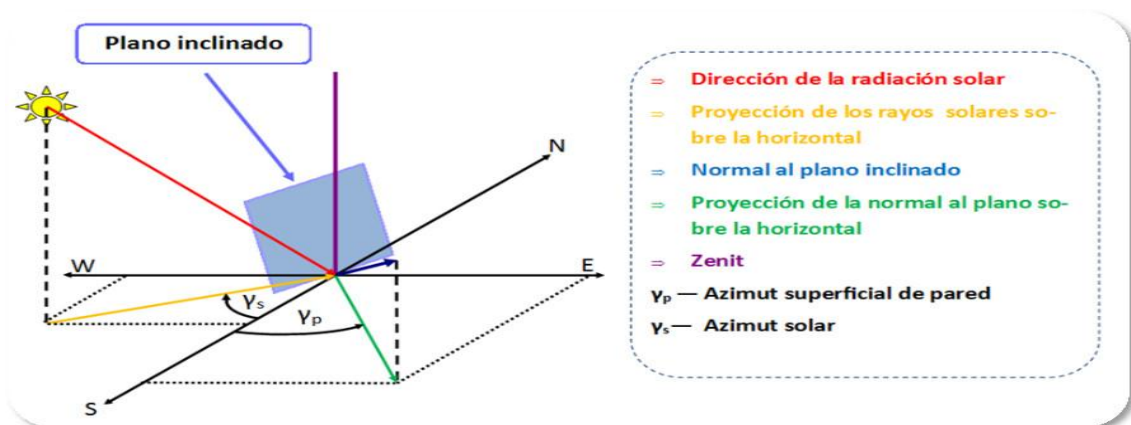


Fuente: <http://solaraction.blogspot.com/2012/12/calculo-instalacion-fotovoltaica.html>

1.1.3.3.3 Azimut de la pared (γ_p). Es el ángulo formado entre la línea Norte-Sur y la proyección horizontal de la normal de la superficie colectora. Se toma como positivo desde el sur hacia el oeste y como negativo desde el sur hacia el este (Ver figura 19).

1.1.3.3.4 Azimut solar (γ_s). Es el ángulo formado entre la línea Norte-Sur y la proyección horizontal de la dirección de la radiación solar. (Ver figura 19).

Figura 19. Ángulo de azimut superficial y azimut solar



Fuente: JAIMES, Nelson Eduardo y RIVERO, Sergio Armando. Diseño y construcción de un colector solar de tubos de vacío. Trabajo de grado de Ingeniería Mecánica. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander 2012. 34 p.

1.1.3.3.5 Cenit. Es el punto de la esfera celeste situado en la vertical del observador, que corresponde, en vertical a un lugar determinado de la Tierra.

1.1.3.3.6 Ángulo del cenit (θ_z). Es el ángulo formado entre la línea del Cenit y la dirección de la radiación solar, este se podrá calcular con la siguiente ecuación.

$$\cos\theta_z = \sin\delta * \sin\varphi + \cos\delta * \cos\varphi * \cos\omega \quad \text{Ecuación (3)}$$

Donde:

θ_z Es el ángulo del cenit

δ Es el ángulo de declinación

φ Es la latitud

ω Es el ángulo de inclinación horaria

Cuando la hora marca las 12 del medio día se podrá reducir a la siguiente ecuación:

$$\theta_z = \delta - \varphi \quad \text{Ecuación (4)}$$

1.1.4 Tipos de radiación solar. La energía del Sol se desplaza a través del espacio en forma de radiación electromagnética, llegando una parte de esta energía a la atmósfera.

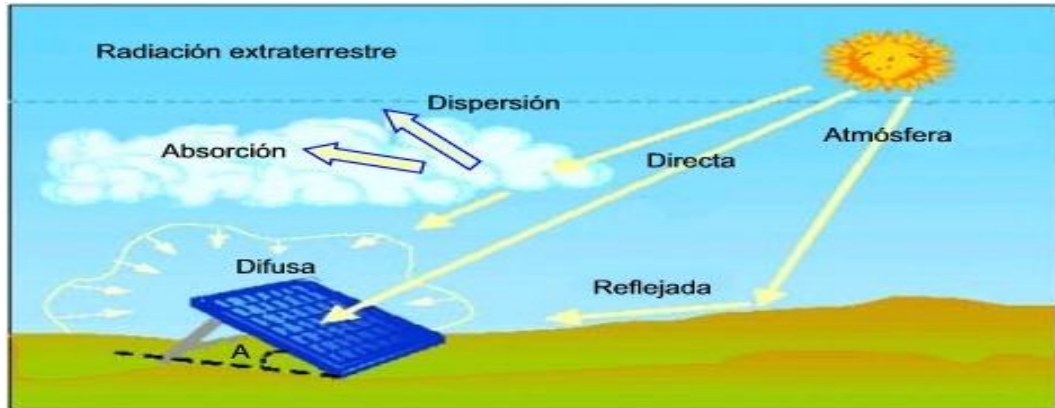
De esta energía que llega a la atmósfera, una parte es absorbida por la atmósfera y por el suelo, y otra parte es reflejada directamente al espacio desde el suelo. Por esto por lo que menos de la mitad de la radiación solar llega efectivamente a la superficie terrestre, siendo esta parte la que podemos utilizar con fines energéticos en nuestro planeta.

La radiación solar llega a nuestro planeta de tres formas distintas:

- Radiación directa
- Radiación reflejada

- Radiación global

Figura 20. Radiación solar



Fuente: http://www.pce-instruments.com/espanol/instrumento-de-medida/medidor/medidor-radiacion-solar-solarc-gmbh-medidor-de-radiaci_n-solar-macsolar-det_386621.htm

1.1.4.1 Radiación directa. Es la radiación que nos llega directamente del Sol; sin haber incidido con nada por el camino y, por tanto, sin haberse desviado ni cambiando de dirección. Esta radiación es la que produce las sombras. Es el tipo de radiación predominante en un día soleado.

1.1.4.2 Radiación difusa. Es la radiación que nos llega después de haber incidido con cualquier elemento de la atmósfera (polvo, nubes, contaminantes, etc.), por lo que ha cambiado de dirección. Es el tipo de radiación predominante en un día nublado.

1.1.4.3 Radiación reflejada o albedo. Es la radiación reflejada por la superficie terrestre; cobra importancia en las zonas con nieve, con agua (como cerca del mar o de una presa) o cualquier otra zona donde la reflexión sea importante.

1.1.4.4. Radiación global. Es la suma de la radiación directa y la radiación difusa.

1.1.4.5 Irradiancia solar (q_s). La irradiancia es la energía que incide en una superficie en un determinado tiempo. Por consiguiente una vez determinados los parámetros que nos permiten conocer el ángulo de incidencia de la radiación solar respecto a una determinada superficie, solo queda determinar la energía en forma de radiación que llega sobre esta. Por lo tanto se debe realizar un estudio para evaluar la intensidad con la cual la radiación solar llega a la tierra.

Para el cálculo de esta variable es necesario determinar las componentes de radiación directa, radiación difusa y la radiación reflejada. De esta forma q_{sb} se determina a partir de:

$$q_{sb} = H_b * \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} + H_d * \cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right) + H * \rho * \sin^2\left(\frac{\beta}{2}\right) \quad \text{Ecuación (5)}$$

Donde:

q_{sb} = Irradiancia sobre una superficie inclinada

H= Radiación global

H_d = Radiación difusa

β = Ángulo de inclinación superficial.

Una vez determinada la irradiancia sobre la superficie inclinada es posible determinar el calor útil sobre la superficie. Se tienen varias opciones a partir de las cuales se pueden calcular el valor de q_{sb} , ya sea por medio de la medición con instrumentos, o por estimación con correlaciones, se pueden implementar las siguientes opciones:

- Medir la radiación total con un piranómetro y medir la radiación directa con un pirheliómetro
- Medir la radiación total con un piranómetro y medir la radiación difusa con un piranómetro bloqueando la radiación directa

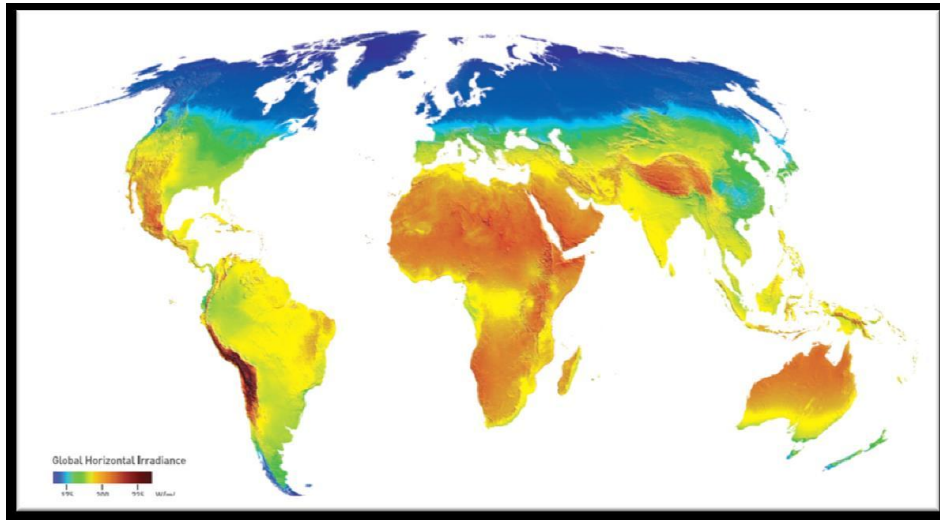
- Medir la radiación total, determinar la constante de claridad y estimar la radiación difusa
- Estimar la constante de claridad, determinar la radiación total y determinar la radiación directa mediante ecuaciones
- Estimar la radiación directa en función de la ubicación del lugar, calcular la constante de claridad y calcular la radiación total

1.1.4.6 Constante solar (I_0). Es la tasa de radiación electromagnética solar recibida por unidad de área en la parte externa de la atmosfera terrestre, dicha constante está dada a una distancia media entre el Sol y la Tierra en la parte superior de la atmosfera, y tiene un valor estimado con una incertidumbre del orden del 1%, pero dicha energía se ve atenuada por el paso a la atmosfera.

1.1.5 Radiación solar en el mundo. La energía solar es un recurso disponible en casi todo el planeta tierra, aunque se debe tener en cuenta que la irradiancia no es una constante en nuestro planeta, ya que varía a lo largo de la tierra. Esto permite tener zonas con algunas ventajas para la implementación y aprovechamiento de la radiación solar como un recurso energético alternativo.

Por medio del estudio global de la energía solar se establecen las zonas con mayor irradiancia promedio en el año. En la figura 21 se puede observar como las zonas ubicadas en los trópicos tienen mayor potencial.

Figura 21. Radiación solar mundial



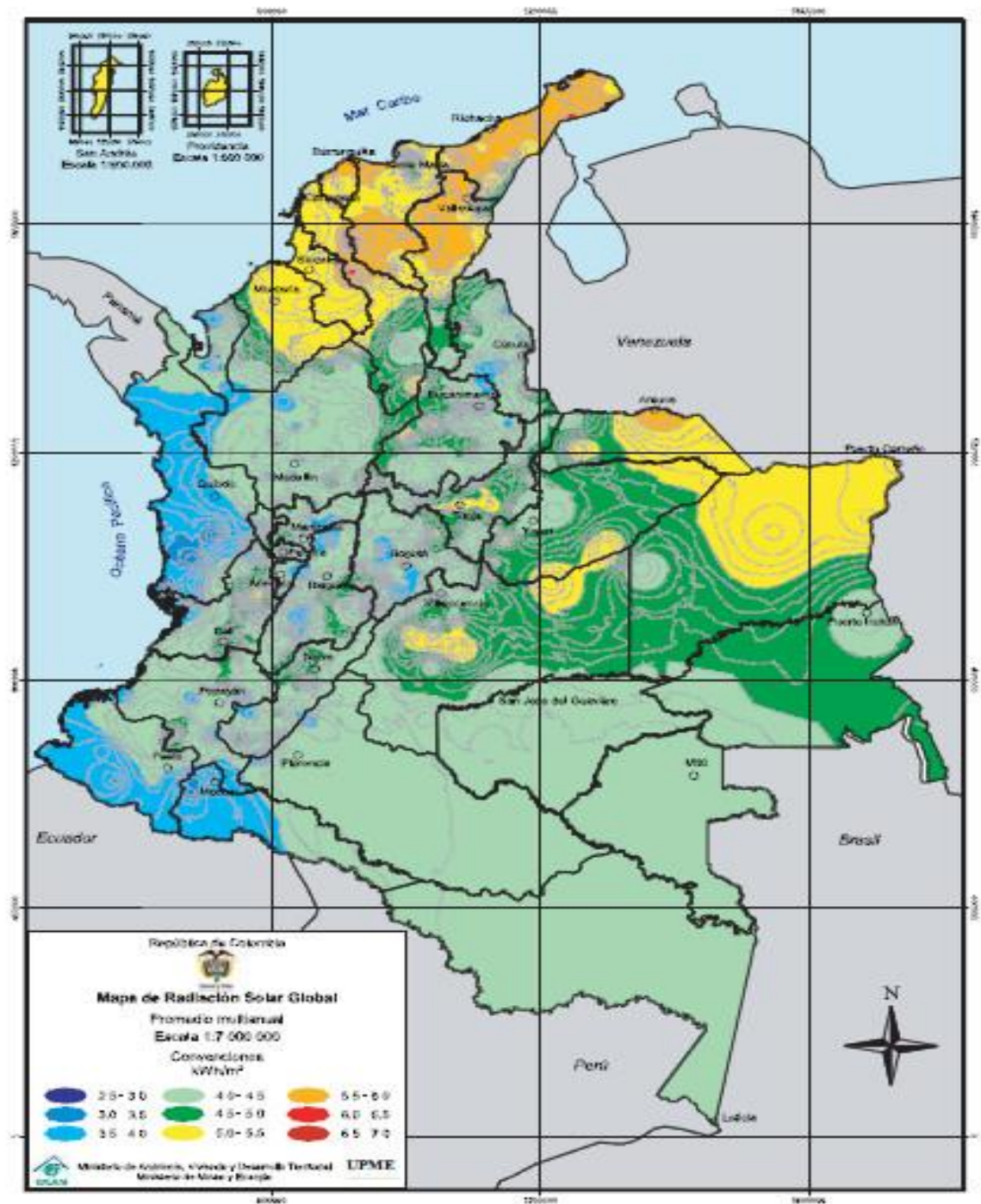
Fuente: <http://www.3tier.com/en/>.

1.1.5.1 Radiación Solar en Colombia. En Colombia por su posición geográfica en el planeta (cerca de la línea del ecuador), presenta cierta ventaja en su potencial solar, aunque puede verse afectado por ciertas condiciones climáticas variadas. El hecho de tener un buen potencial solar, impulsa proyectos para la obtención de energía por medios no convencionales como colectores solares y celdas fotovoltaicas lo cual nos genera un avance en investigación y tecnología.

El atlas de radiación solar en Colombia es un documento de gran ayuda en el estudio de la radiación solar en nuestro país, ya que cuenta con mapas de radiación solar, brillo solar, radiación ultravioleta y columna de ozono.

Según dichos mapas la radiación solar anual promedio se encuentra en 4.5 kWh/m²/día, destacándose la península de La Guajira con un valor promedio de 6 kWh/m²/día y la Orinoquia con un valor poco menor (Ver figura 22).

Figura 22. Promedio radiación solar en Colombia



Fuente: INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIO AMBIENTAL y UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Atlas de radiación solar de Colombia promedio multianual. Escala 1:7.000.000. Bogotá: IDEAM y UPME, 2005

CAPITULO 2

En este capítulo se hizo una descripción general a la energía fotovoltaica; luego se mencionó la normatividad que se rige en Colombia, para después nombrar los diferentes factores que se requieren para el diseño del sistema, como el tipo de tecnología de fabricación de las celdas, los tipos de conexiones que se pueden implementar, y finalmente se detalló todos los elementos que componen un sistema fotovoltaico.

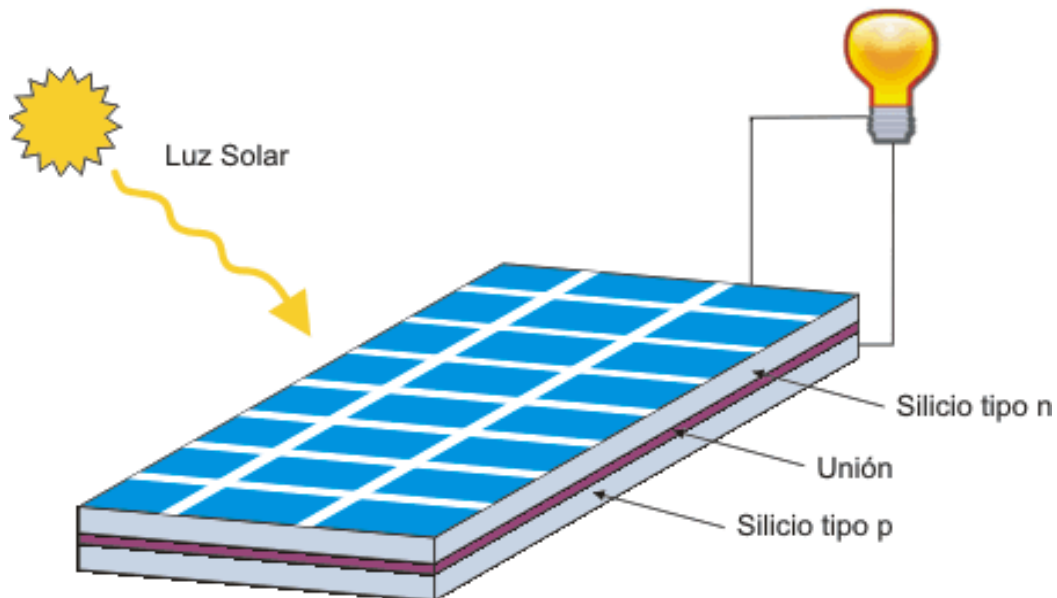
2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La energía solar se puede transformar directamente en electricidad mediante células fotovoltaicas. Este proceso se basa en la aplicación del efecto fotovoltaico. El efecto fotovoltaico (FV) es la base del proceso mediante el cual una célula FV convierte la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas. Estos fotones son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una célula FV, pueden ser reflejados o absorbidos, o pueden pasar a su través. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Las partes más importantes de la célula solar son las capas de semiconductores, ya que es donde se crea la corriente de electrones. Estos semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentemente dopadas (tipo p y tipo n) para formar un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en la otra. Cuando la luz solar incide en la célula se liberan electrones que pueden ser atrapados por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica. Es por ello que

estas células se fabrican a partir de este tipo de materiales, es decir, materiales que actúan como aislantes a bajas temperaturas y como conductores cuando se aumenta la energía. Desdichadamente no hay un tipo de material ideal para todos los tipos de células y aplicaciones. Además de los semiconductores las células solares están formadas por una malla metálica superior u otro tipo de contacto para recolectar los electrones del semiconductor y transferirlos a la carga externa y un contacto posterior para completar el circuito eléctrico. También en la parte superior de la célula hay un vidrio u otro tipo de material encapsulante transparente para sellarla y protegerla de las condiciones ambientales, y una capa antireflexiva para aumentar el número de fotones absorbidos.

Figura 23. Efecto fotovoltaico



Fuente: M. Sc. Ing. Carlos ORBEGOZO Ing. Roberto ARIVILCA. Energía Solar Fotovoltaica Manual técnico para instalaciones domiciliarias

Un panel fotovoltaico, también denominado módulo fotovoltaico, está constituido por varias células fotovoltaicas conectadas entre sí y alojadas en un mismo marco. Las células fotovoltaicas se conectan en serie, en paralelo o en serie-paralelo, en

función de los valores de tensión e intensidad deseados, formando los módulos fotovoltaicos.

Las instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por:

- Su simplicidad y fácil instalación.
- Tener una larga duración (la vida útil de los módulos fotovoltaicos es superior a 25 años).
- No requerir apenas mantenimiento.
- Tener una elevada fiabilidad.
- No producir ningún tipo de contaminación ambiental.
- Tener un funcionamiento totalmente silencioso.
- Un panel fotovoltaico produce electricidad en corriente continua y sus parámetros característicos (intensidad y tensión) varían con la radiación solar que incide sobre las células y con la temperatura ambiente.
- La electricidad generada con energía solar fotovoltaica se puede transformar en corriente alterna, con las mismas características que la electricidad de la red eléctrica, utilizando inversores.

Para su caracterización, los módulos se miden en unas condiciones determinadas denominadas condiciones estándar: 1000 W/m² (1 kW/m²) de radiación solar y 25°C de temperatura de las células fotovoltaicas. La máxima potencia generada en estas condiciones por cada módulo fotovoltaico se mide en Wp (vatios pico); a esta potencia se la denomina potencia nominal del módulo.

2.1 NORMATIVIDAD DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN COLOMBIA

En las normas técnicas colombianas publicadas por el ICONTEC se presenta un resumen de la normatividad vigente en Colombia para sistemas de energía solar fotovoltaica.

2.1.1 NTC 2883, Módulos fotovoltaicos (fv) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Calificación del diseño y aprobación de tipo. Hace referencia a los requisitos establecidos para la calificación del diseño y la aprobación del tipo de módulos fotovoltaicos para aplicación terrestre y para la operación en largos periodos de tiempo en climas moderados (al aire libre), según lo define la norma IEC 60721-2-1. Y su uso principal es en módulos fotovoltaicos que utilicen tecnologías en silicio cristalino.

2.1.2 NTC 5464, Módulos fotovoltaicos de lámina delgada para uso terrestre. Calificación del diseño y homologación. Indica los requisitos, según la norma IEC 721-2-1, para la clasificación del diseño de los sistemas de módulos fotovoltaicos de lámina delgada, que son diseñados principalmente para operar en largos periodos de tiempo y en climas moderados (al aire libre). La tecnología en la cual se basa es la de silicio amorfo pero también puede ser aplicable a otros módulos fotovoltaicos de lámina delgada.

2.1.3 NTC 5549, Sistemas fotovoltaicos terrestres. Generadores de potencia. Generalidades y guía. Esta norma brinda una visión general de los sistemas fotovoltaicos (fv) terrestres generadores de potencia y de los elementos funcionales que los constituye.

2.1.4 NTC 5287, Celdas y baterías secundarias para sistemas de energía solar fotovoltaica. Requisitos generales y métodos de ensayo. Esta norma suministra la información necesaria referente a los requisitos de las baterías que se utilizan en los sistemas solares fotovoltaicos y de los métodos de ensayo típicos utilizados para verificar la eficiencia de las baterías. No se incluye información acerca del tamaño de las baterías, el método de carga o al diseño en sí de los sistemas solares fotovoltaicos.

2.1.5 NTC 5433, Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. La norma contiene información acerca de la configuración de sistemas con módulos fotovoltaicos para garantizar que estén constituidos de una manera óptima y segura. Para esto se requiere información de los materiales por los que está constituido el modulo fotovoltaico, como es el funcionamiento eléctrico, características térmicas, clasificación de potencia y tolerancias de producción y algunos valores característicos para la integración de sistemas (tensión de circuito abierto y corriente inversa).

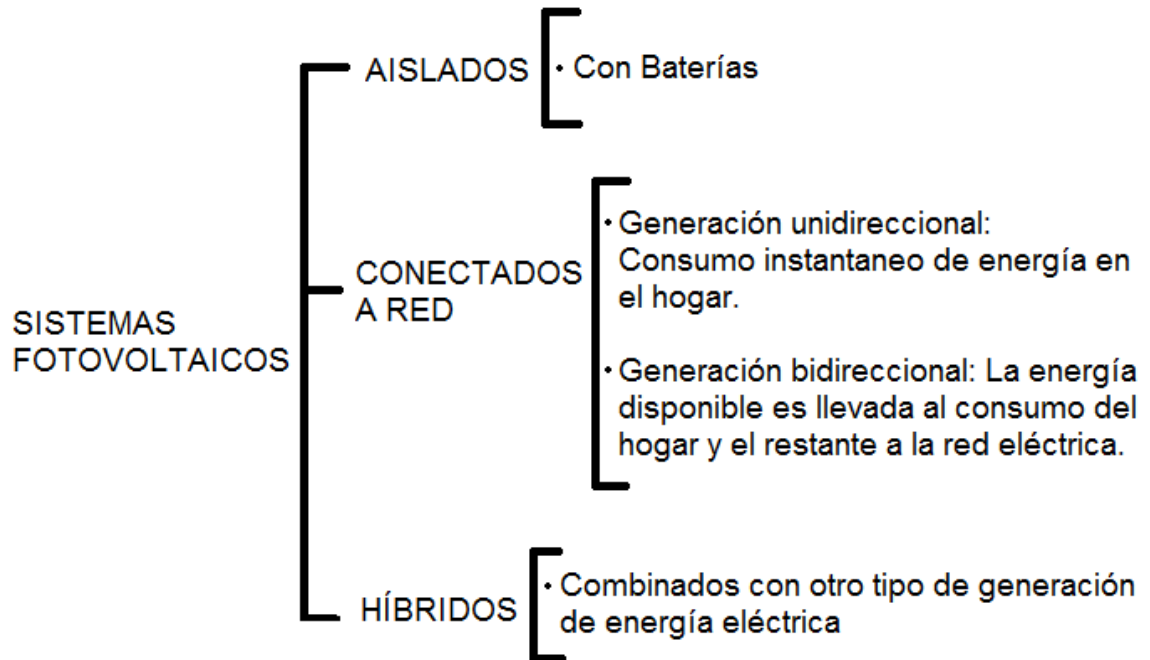
2.1.6 NTC 5627, Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Calificación del diseño y ensayos ambientales. La actual norma establece algunos requisitos para la clasificación del diseño, de los componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Se centra principalmente en componentes solares específicos tales como baterías, inversores (onduladores), controladores de carga, conjuntos de diodos, radiadores, limitadores de tensión, cajas de conexiones y dispositivos de rastreo del punto de máxima potencia, pero puede aplicarse a otros componentes complementarios del sistema.

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar la energía solar disponible y transformarla en utilizable como energía eléctrica.

Estos sistemas independientemente de su utilización y del tamaño de potencia, se pueden clasificar según el siguiente esquema:

Figura 24. Esquema sistema fotovoltaico



Además en esta sección se describirán las diferentes tecnologías de fabricación de las celdas fotovoltaicas, analizando las ventajas de cada una y las diferentes formas de protección de estas.

2.2.1 Conexiones posibles en el sistema fotovoltaico. Como se había mencionado antes en estas se pueden encontrar aisladas (off grid), conectados a red (grid tie) e híbridos:

2.2.1.1 Sistema Aislado (OFF GRID). Tienen como objeto satisfacer total o parcialmente la demanda de energía eléctrica de aquellos lugares donde no existe red eléctrica de distribución o ésta es de difícil acceso.

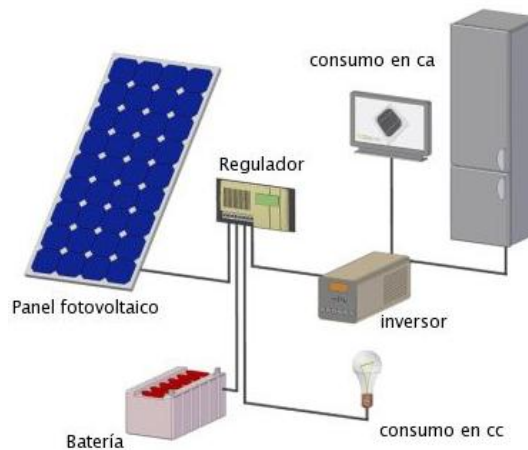
VENTAJAS

- Sistema no dependiente de la red eléctrica
- Autonomía en su consumo

DESVENTAJAS

- Configuración sumamente cara si se quiere tener varios días de autonomía.
- Las baterías son críticas, tienen poca vida útil.

Figura 25. Sistema off grid



Fuente Autores

2.2.1.2 Sistemas conectados a red (GRID TIE). Los sistemas conectados a red no tienen sistemas de acumulación. Estas instalaciones cuentan seguimiento del estado de la tensión de la red de distribución, de manera que se garantice el correcto funcionamiento de las mismas en lo referente a la forma de entregar la energía, tanto en modo como en tiempo, evitando situaciones peligrosas. En este sistema se puede encontrar dos tipos de conexiones:

- Generación unidireccional
- Generación bidireccional

Generación unidireccional: El consumo se hace instantáneamente que se genera la energía.

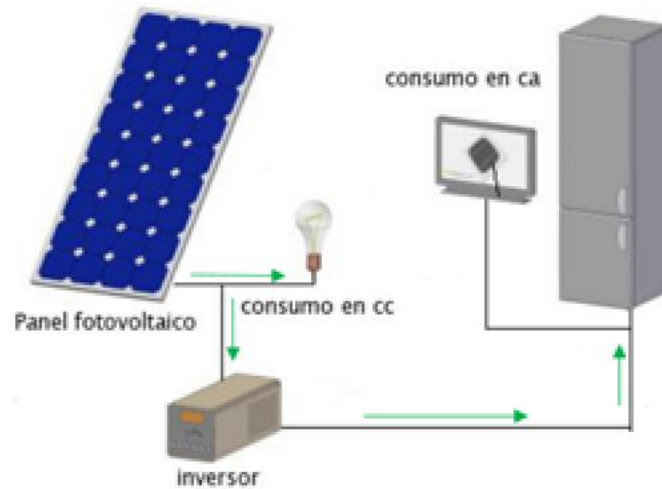
VENTAJAS:

- Se puede utilizar sin restricción porque no se depende de la compañía eléctrica su consumo en día soleado, es decir no se tendrá que sacar permisos de ninguna índole a ESSA.
- No son necesarias las baterías ni contador inteligente

DESVENTAJAS:

- Se tiene pérdidas de energías grandes producidas por los paneles solares.
- Solo se estará aprovechando la energía cuando haya un día soleado.
- El inversor es especial, y esto conlleva a que sea un poco costoso

Figura 26. Sistema grid tie- unidireccional



Generación bidireccional: La energía disponible es llevada al consumo del hogar y el restante es a la red eléctrica.

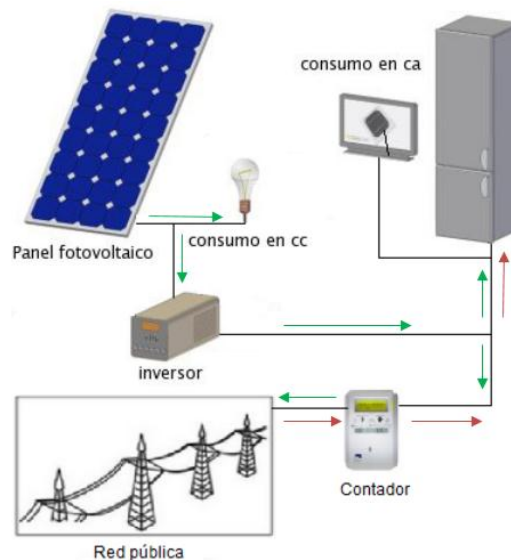
VENTAJAS:

- Sistema simple y eficaz en el aprovechamiento de la energía generada.
- El sistema más económico para implementar.

DESVENTAJAS:

- En Colombia, no está regulado la generación de electricidad de un independiente, protegiendo a los grandes empresarios.
- Algunos contadores que existen, la energía generada la miden como consumida.

Figura 27. Sistema grid tie- generación llevada a la red



2.2.1.3 Sistema híbrido. Sistema de energía combinado de la red eléctrica y los paneles solares, la energía que se requiere en el hogar se consume y la restante es almacenada en las baterías.

VENTAJAS:

- Se puede utilizar sin restricción porque se maneja prácticamente un sistema aislado, pues será opcional la energía de la compañía eléctrica.
- El sistema asegura el suministro de energía a cualquier hora y con cualquier tipo de clima
- Se aprovechará al máximo la energía aportada de los paneles solares.

DESVENTAJAS:

- El inversor es especial, y esto conlleva a que sea un poco costoso.
- Se aumentara el costo con la inclusión de las baterías.

Figura 28. SISTEMA HÍBRIDO



2.2.2 Tecnologías de fabricación de las celdas fotovoltaicas. Existen diversos tipos de celdas fotovoltaicas para la fabricación de módulos solares entre ellas se tienen:

- Celdas monocristalinas
- Celdas policristalinas
- Celdas de capa fina

2.2.2.1 Celdas monocristalinas. Tradicionalmente es el más caro. Poseen una estructura muy uniforme. Se fabrican en cilindros que posteriormente se cortan en obleas; su fabricación es lenta y consume mucha energía. Las mejoras en la eficiencia del silicio policristalino han hecho disminuir la presencia en el mercado de las células de monocristalino el precio de ambos se ha aproximado en gran medida actualmente.

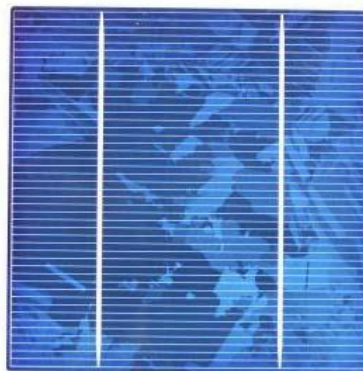
Figura 29. Celda monocristalina



Fuente: <http://www.directindustry.es/prod/kpe-co-ltd/celdas-solares-fotovoltaicas-monocristalinas-54445-358166.html>

2.2.2.2 Celdas policristalinas. Tienen una estructura no uniforme; se fabrican en moldes rectangulares, y su coste de fabricación es menor que el del silicio monocristalino. Actualmente la mayor parte de los paneles solares que se comercializan están formados son de este tipo. La eficiencia de estas celdas hasta hace unos años era más baja que la de silicio monocristalino. Sin embargo, el rendimiento del primero viene igualando en los últimos tiempos, el del segundo. Los paneles de silicio policristalino poseen en 2013 un eficiencia de entre el 13 y el 17 por ciento, si bien son valores que aumentan sensiblemente cada año.

Figura 30. Celda policristalina



Fuente: <http://www.hormigasolar.com/diferencia-entre-celdas-solares-monocristalinas-y-policristalinas/>

2.2.2.3 Celdas de capa fina. Se están fabricando desde la década de los noventa. En ellas el semiconductor se deposita en forma de fina capa sobre un sustrato de bajo coste cristal en la mayoría de los casos). Los materiales que se suelen usar como semiconductor son el silicio amorfo, el cobre-indio-diselenio(CSI), el telurio de cadmio (CdTe) y el cobre-indio-galio-selenio(CIGS). Las células de silicio amorfo poseen una estructura no cristalina. El silicio amorfo se puede depositar como una capa fina en diversos tipos de soportes, abriendo así la posibilidad de construir células (y módulos fotovoltaicos).

Figura 31. Celda amorfa



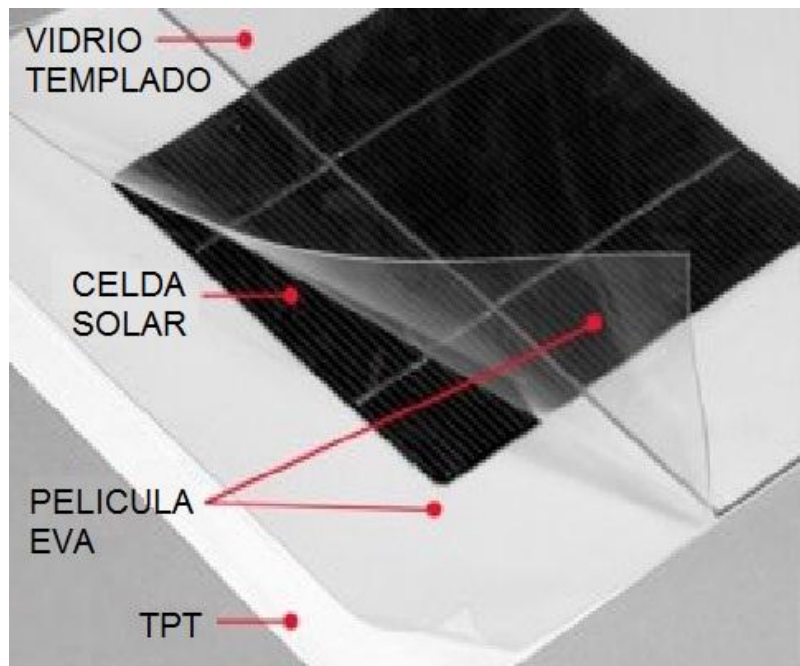
Fuente: <http://universalconexions.com/paneles.html>

2.2.3 Protección de las celdas fotovoltaicas. Las celdas estarán expuestas al sol y al agua, y se podrán corroer o partir al ser muy frágiles. Los encapsulantes además de proteger las celdas tienen la función de conservar el calor, y se tendrán en cuenta 5 diferentes formas y productos para este fin de los más usados para esta labor, se aclara que existen muchos más métodos.

- Películas EVA(Etileno vinil acetato) y lamina PVF (Fluoruro de Polivinilo) o lamina TPT (Tedlar/PET/Tedlar)
- Resina epoxi
- Resina poliéster
- Silicona sylgard 184
- Silicona qsil 184

2.2.3.1 Películas EVA (Etileno vinil acetato) y lámina PVF (Fluoruro de Polivinilo) o lámina TPT (Tedlar/PET/Tedlar). La encapsulación con EVA es por excelencia la utilizada en los paneles comerciales. La película EVA es transparente, tiene una cara con pegamento y se aplica con pistola de calor muy caliente. Sella contra la humedad y si se aplica con la ayuda de una bomba de vacío (en los paneles caseros algunos utilizan aspiradoras comunes) durara más años porque en su interior quedara sin ningún tipo de aire.

Figura 32. Encapsulamiento con película EVA y TPT



Fuente: <http://tecnologiadelosplasticos.blogspot.com/2012/06/etilvinilacetato-eva.html>

2.2.3.2 Resina epoxi. Es un polímero termoestable que se endurece cuando se mezcla con un agente catalizador o endurecedor, es utilizado por múltiples aplicación en la industria, existen diferentes tipos, este tiene un precio medio, pero no dura muchos años, las celdas con esta resina tiene una vida aproximada de 5 años.

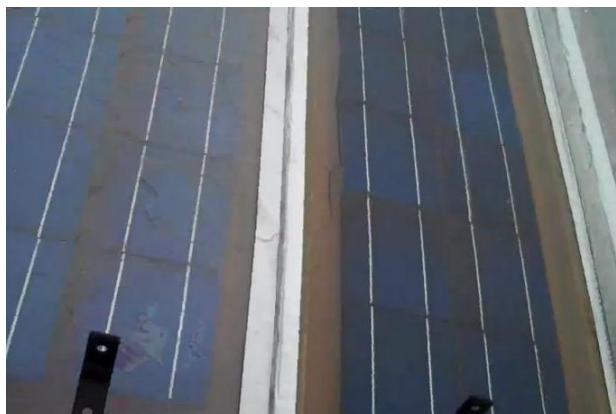
Figura 33. Encapsulamiento con resina EPOXI



Fuente: <http://spanish.alibaba.com/product-gs/1-2w-solar-panel-with-epoxy-resin-sealed-523575916.html>

2.2.3.3 Resina poliéster. Resina bastante barata, que aguanta mucho tiempo y aseguraría la estanqueidad, pero tiene una serie de efectos colaterales a largo y corto plazo. Durante el proceso de secado de la resina se alcanzan grandes temperaturas, las cuales hacen que las células se dilaten, para después intentar contraerse cuando ya está todo duro. Esto significa muy probablemente el agrietado de las celdas y una pérdida demasiado significativa de la potencia de los paneles (ver figura 30). Además de esto, la resina o bien no es totalmente transparente, o terminará por no serlo con el paso del tiempo, con lo cual nos afectará también a la cantidad de luz que reciben, en la siguiente imagen se ve como las celdas están agrietadas.

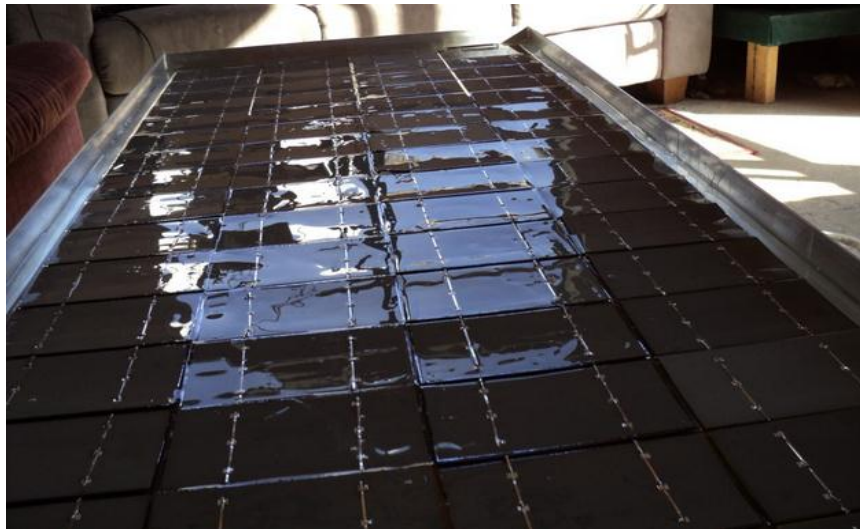
Figura 34. Problemas con encapsular resina poliéster



Fuente: http://www.youtube.com/watch?feature=player_embedded&v=t2fqdK3S2b4

2.2.3.4 Silicona Sylgard 184. Este encapsulante es el más caro del mercado, es un elastómero de Silicona, del fabricante DownCorning, No obstante puede llegar a ser una opción viable si se quiere encapsular de forma segura, ya que solo requiere echarle la silicona atrás del vidrio, una situación grave de esta silicona es que se deben evitar las burbujas de aire que llegasen a aparecer.

Figura 35. Panel encapsulado con sylgard 384



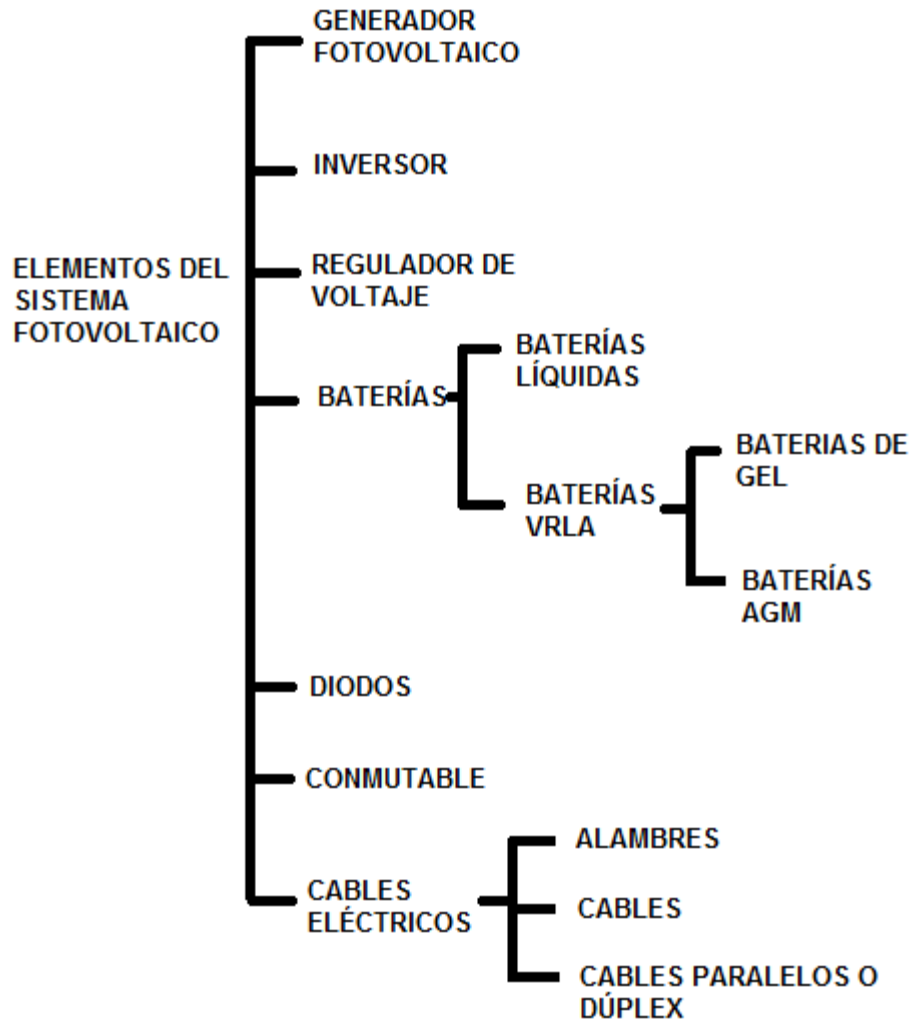
Fuente: http://www.youtube.com/watch?feature=player_embedded&v=t2fqdK3S2b4

2.2.3.5 Silicona qsil 184. Es muy parecido al sylgard 184, pero es mucho más económica, es una opción un poco más viable, para lo cual este encapsulante puede durar unos 25 años.

2.3 ELEMENTOS QUE COMPONEN LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Se detallaran los elementos más importantes para tener en un sistema fotovoltaico básico, en el siguiente grafico se observa la división de cada uno de los elementos a tratar.

Figura 36. Elementos del sistema fotovoltaico



2.3.1 Generador fotovoltaico. Transforma la energía solar en energía eléctrica. Está constituido por paneles solares y estos a su vez están formados por varias células iguales conectadas eléctricamente entre sí, en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente suministradas por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. La mayor parte de los paneles solares se construyen asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego asociando en paralelo varias asociaciones serie de células para alcanzar el nivel de corriente deseado.

Figura 37. Modulo fotovoltaico



Fuente: M. Sc. Ing. Carlos ORBEGOZO Ing. Roberto ARIVILCA. Energía Solar Fotovoltaica Manual técnico para instalaciones domiciliarias

2.3.2 Inversor. Es el equipo encargado de transformar la energía recibida del generador fotovoltaico (en forma de corriente continua) y adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas, normalmente en corriente alterna y el posterior suministro a la red. Los inversores vienen caracterizados principalmente por la tensión de entrada, que se debe adaptar al generador, la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia. Esta última se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del generador (potencia de entrada).

Aspectos importantes que habrán de cumplir los inversores: Deberán tener una eficiencia alta, pues en caso contrario se habrá de aumentar innecesariamente el número de paneles para alimentar la carga. Estar adecuadamente protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas. Incorporar rearme y desconexión automáticos. Admitir demandas instantáneas de potencia mayores del 150% de su potencia máxima. Cumplir con los requisitos, que establece el Reglamento de Baja Tensión. Baja distorsión armónica. Bajo consumo. Aislamiento galvánico. Sistema de medidas y monitorización.

Figura 38. Inversor de voltaje



Fuente: M. Sc. Ing. Carlos ORBEGOZO Ing. Roberto ARIVILCA. Energía Solar Fotovoltaica Manual técnico para instalaciones domiciliarias

2.3.3 Regulador de carga (controlador de voltaje). Este componente tiene la finalidad de producir el acople correcto entre el módulo, la batería y la carga (TV, DVD, radio, lámparas, etc.). En general cumple las siguientes funciones:

- Dirige la electricidad generada en los módulos FV hacia el uso final si el tiempo de demanda de electricidad coincide con las horas de sol.
- Dirige la electricidad generada en los módulos FV hacia la batería, en caso que haya un exceso de potencia solar (la potencia generada es mayor que la demanda de potencia)
- Hace que la batería dure más tiempo.
- Protege y sirve para impedir la eventual corriente que pueda fluir de la batería hacia el módulo en periodos sin sol.
- Proteger la(s) batería(s) de los riegos de sobrecarga y descarga profunda, regulando la entrada de corriente proveniente del módulo a la batería y la salida de corriente de la batería a la carga (aparatos, equipos), evitando que la batería se sobrecargue o que trabaje con voltajes por debajo de lo permitido.

Para elegir una unidad de control, deberás observar varios aspectos técnicos. Las características principales de la unidad son:

- Máxima corriente aceptada, proveniente de los módulos FV (por ejm: 5 A)
- Máxima corriente de suministro a la batería (por ejm: 5 A)
- Indicador de bajo voltaje de la batería (por ejm: LED)
- Indicador de carga solar (por ejm: LED)
- Voltaje de entrada de carga de batería (Depende del tipo de batería. Para una batería sellada, será de 13.3 - 14.0V)
- Voltaje de entrada de descarga (para una batería sellada, entre 11.4 y 11.9V)
- Tipo de regulación (estado sólido y con un relay)
- Dispositivo de reseteo (automático o manual)
- Protección eléctrica (fusibles para cortocircuito o iluminación)
- Protección contra polaridad inversa (fusible o diodo bloqueador)
- Voltajes de entrada regulables
- Su carcasa debe ser a prueba de agua (IP 10 o más)

Debe haber suficiente enfriamiento y ventilación para evitar el recalentamiento de los componentes. Las conexiones a la unidad de control deben hacerse de tal manera que los usuarios menos capacitados no puedan cometer errores fatales.

Figura 39. Regulador de carga



Fuente: M. Sc. Ing. Carlos ORBEGOZO Ing. Roberto ARIVILCA. Energía Solar Fotovoltaica Manual técnico para instalaciones domiciliarias

2.3.4 Baterías. A menudo la corriente no se usa al mismo tiempo que se genera, por lo que es útil el empleo de un sistema de almacenamiento de energía, las baterías también son una medida de prevención para aquellos días con condiciones climáticas desfavorables.

- La batería es uno de los componentes más importantes del sistema; tiene como función almacenar la electricidad generada por el módulo y suministrarla a los equipos cuando lo necesiten.
 - Están diseñadas únicamente para utilizarla en sistemas fotovoltaicos.
 - Es necesario proteger la batería colocándola sobre una base de madera e instalarla en un lugar protegido, ventilado y donde no le llegue el sol.

La acumulación de la energía sirve para:

- Almacenar el excedente producido en el día, para ser consumido en la noche.
- Tener una reserva que permite sobrepasar sin problemas varios días sucesivos de baja insolación (días nublados)

En las baterías hay factores importantes para tener en cuenta en la escogencia de estas como lo son:

- Capacidad de almacenamiento
- Corriente de carga
- Auto descarga
- Tipos de baterías

2.3.4.1 Capacidad de almacenamiento. Es la cantidad de energía que una batería puede almacenar. Por ejemplo, un tanque de agua con una capacidad de 8 000 litros puede almacenar como máximo 8 000 litros. Del mismo modo, una batería sólo puede almacenar una cantidad fija de energía eléctrica que por lo general figura en la parte exterior de la batería.

La capacidad de una batería se mide en amperios-hora (Ah). Esto indica la cantidad de energía que puede generar una batería antes de descargarse completamente (observe que la unidad amperios-hora no es realmente una medida de energía; para convertir amperios-hora a energía en watts-hora, multiplíquelos por el voltaje de la batería).

2.3.4.2 Corriente de carga. La corriente de carga es la corriente eléctrica de la que está provista una batería y está almacenada en ella. Así como toma más o menos tiempo llenar un tanque de agua, dependiendo de la velocidad con que ingrese el agua, así el tiempo requerido para cargar completamente una batería depende de la magnitud de la corriente con la cual se carga.

Se puede determinar la cantidad de energía recibida con la siguiente fórmula

$$Q = I * T \quad \text{Ecuación (6)}$$

Donde:

Q es la cantidad de carga en Ah

I es la corriente de carga en A

T es el tiempo en horas

2.3.4.3 Auto descarga. Si permanecen constantemente descargadas, las baterías perderán su carga lentamente mediante un proceso llamado *auto descarga*. La auto descarga es el resultado de una reacción química ocurrida dentro de las celdas de la batería. El porcentaje de descarga de una batería depende de la temperatura del ambiente y del tipo de batería (es decir, aquellas baterías con gran acumulación de ácido en la superficie tienden a tener un porcentaje de auto descarga más alto). El clima cálido aumenta el porcentaje de auto descarga. Por lo general, las baterías nuevas no se descargan más de un 5% al mes. Sin embargo, en climas cálidos, las baterías de plomo-ácido usadas pueden perder hasta un

40% de su capacidad al mes, si no se les carga regularmente. Por lo tanto, para evitar altos porcentajes de descarga, deberá:

1. Guardar la batería en una caja de madera o en una bandeja no metálica.
2. Mantener limpia la parte superior de la batería.
3. Mantener los terminales limpios y engrasados

2.3.4.4 Tipos de baterías. La mayoría de las baterías usadas en sistemas solares y eólicos parecen a los que se usan en autos y camiones, pero son optimizadas para una aplicación diferente. Importante en los carros es la disponibilidad de mucha energía durante un tiempo muy corto, principalmente para arrancar el motor. Este alto flujo de amperes necesario se logra con capas de plomo delgadas.

En sistemas solares y eólicas las baterías tienen que dar la energía sobre un tiempo considerablemente más largo y frecuentemente se descargan a niveles más bajos. Estas baterías de tipo ciclo profundo tienen capas de plomo más gruesas que además brindan la ventaja de significativamente prolongar su vida. Estas baterías son relativamente grandes y pesadas por el plomo. Son compuestas de celdas de 2 voltios nominales que se juntan en serie para lograr baterías de 6, 12 o más voltios. Se usan en la mayoría dos diferentes tipos de baterías de plomo:

- Baterías líquidas
- Baterías VRLA

Figura 40. Baterías de plomo



Fuente: http://deltavolt.pe/images/remote/http--www.ext.deltavolt.pe-dv_images-bateria_plomo.jpg

Baterías Líquidas: Son las más antiguas y su simple producción permiten precios favorables. Existen en versión abierta con tapas que dejan sustituir el agua o en versión 'libre de mantenimiento' que son cerradas pero con válvulas para que posibles gases puedan escapar durante cargas excesivas (en realidad no son libre de mantenimiento, son de bajo mantenimiento).

Sus ventajas aparte de los precios es que son menos problemáticas si se sobrecargan. Las desventajas son el peligro de perder el muy agresivo ácido, un control del nivel del agua es necesario (en las de 'libre mantenimiento' no se pueden sustituir el agua), y su corta vida típica de aproximadamente 400 ciclos de carga y descarga. Una ventilación es muy importante para estos tipos de batería y temperaturas bajo cero pueden destruirlas rápidamente.

Baterías tipo VRLA (abreviación del inglés: Valve Regulated Lead Acid battery): Estas baterías modernas tampoco son completamente selladas, pero contienen una tecnología que recombinan el oxígeno e hidrógeno que sale de las placas durante la carga y así eliminan la pérdida de agua si no son sobrecargadas. Estas baterías funcionan en cualquiera posición. Hay dos tipos principales:

- Baterías de Gel
- Baterías AGM

Baterías de Gel. En estas baterías 'selladas', el ácido tiene la forma de gel. Su gran ventaja es que ya no hay un líquido que se puede perder, son cerradas y funcionan en cualquier posición. La corrosión es reducida y son más resistentes a bajas temperaturas. Su vida es mucho mayor que la vida de las baterías líquidas y comparado con otras, son las menos afectadas en casos de descargas profundas. Las desventajas son una resistencia interna poco más alta que reduce el flujo máximo de la corriente, son algo más delicadas para cargar y llevan un precio mayor. Estas baterías se usan frecuentemente en la industria y la telecomunicación.

Figura 41. Baterías secas de gel



Baterías tipo AGM. En estas baterías, desarrolladas inicialmente para la aviación, el ácido está fijado en fibras de vidrio. Cada vez se usan más en sistemas solares y eólicos. Sus ventajas adicionales a las de las baterías de gel son una alta resistencia en climas fríos, su auto descarga sobre el tiempo es

mínimo y tiene la eficiencia más alta de todas las baterías de plomo (hasta 95%). Tienen una baja resistencia interna que permiten corrientes altas. Desventaja, aparte del precio más elevado, es su vulnerabilidad más alta a descargas profundas.

2.3.5 Diodos. Los diodos son componentes electrónicos que permiten el flujo de corriente en una única dirección. En los sistemas FV generalmente se utilizan dos: diodos de bloqueo y diodos de bypass.

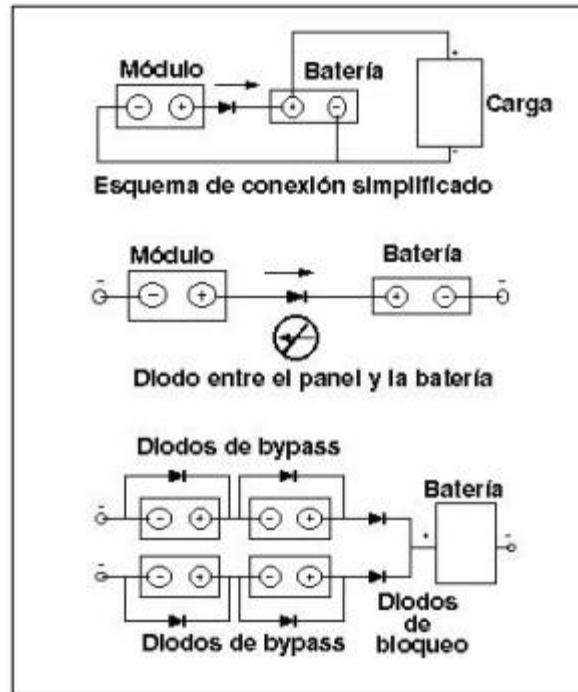
Los diodos de bloqueo impiden que la batería se descargue a través de los módulos FV en ausencia de luz solar, o sea que evita que la corriente retorne.

Evitan también que el flujo de corriente se invierta entre bloques de módulos conectados en paralelo, cuando en uno o más de ellos se produce sombra.

Los diodos de bypass protegen individualmente a cada módulo de posibles daños ocasionados por sombras parciales. Deben ser utilizados en disposiciones en las que los módulos están conectados en serie. Generalmente no son necesarios en sistemas que funcionan a 24 V o menos.

Mientras que los diodos de bloqueo evitan que un grupo de módulos en serie absorba corriente de otro grupo conectado a él en paralelo, los diodos de bypass impiden que cada módulo individualmente absorba corriente de otro de los módulos del grupo, si en uno o más módulos del mismo se produce una sombra.

Figura 42. Esquema de conexión de diodos



Fuente: <http://galeon.com/solarfotovoltaica>

2.3.6 Transferencia manual (conmutable). El interruptor de transferencia manual (figura 44) con interruptores termomagnéticos es un dispositivo eléctrico que permite conmutar dos fuentes de energía entre sí mediante operaciones mecánicas sencillas de una persona a cargo, para su adquisición se deberá tener en cuenta las necesidades del usuario.

Figura 43. Transferencia manual



Fuente: <http://www.ledcontrols.com.mx/ver.php?modelo=210>

2.3.7 Cables eléctricos. Son materiales, en forma de hilos solidos(alambre) o cable(varios hilos), a través de los cuales se desplaza con facilidad la corriente eléctrica, por tener un coeficiente de resistividad muy bajo(ver cuadro1).

Cuadro 1. Resistividad de diferentes materiales

Material	Resistividad 20°C O.cm
Plata	1.645×10^{-6}
Cobre	1.723×10^{-6}
Oro	2.443×10^{-6}
Aluminio	2.825×10^{-6}
Tungsteno	5.485×10^{-6}
Níquel	7.811×10^{-6}
Acero	12.299×10^{-6}
Tantalo	15.54×10^{-6}
Nicromo	99.72×10^{-6}
Oxido de estaño	250×10^{-6}
Carbono	3500×10^{-6}

Fuente: LOPEZ, José Alejandro y PRIETO, Cesar Augusto. Diseño y ejecución de instalaciones eléctricas tipo residencial en un plan de vivienda de interés social. Universidad Distrital Francisco José de Caldas 2004

Los conductores empleados normalmente son de cobre o aluminio debido a su bajo costo; aunque el material mejor conductor es la plata, no es empleado como conductor eléctrico debido a que esto representaría un elevado valor comercial.

2.3.7.1 Clases de conductores para instalaciones de baja tensión. Se dividen en las diferentes formas como las encontramos en el mercado:

- Alambres
- Cables
- Cables paralelo o dúplex

Alambres: Conductores formados por un hilo sólido.

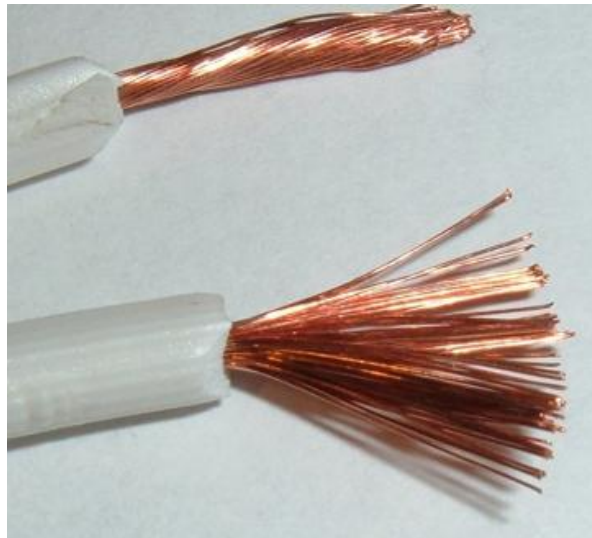
Figura 44. Alambre eléctrico de cobre



Fuente: <http://spanish.nbf-powercable.com/sale-228416-aluminum-coppe-conductor-pe-pvc-sheathed-electrical-low-voltage-power-cable-for-tunnel.html>

Cables: Cuando un conductor está fabricado con varios hilos más delgados con la finalidad de darles mayor flexibilidad.

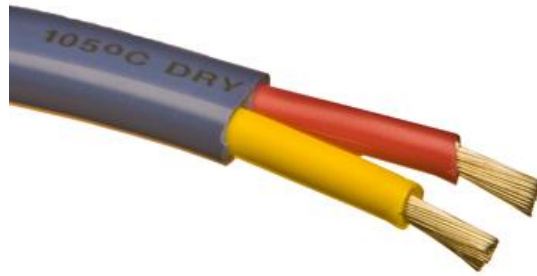
Figura 45. Cable eléctrico



Fuente: <http://es.wikipedia.org/wiki/Cable>

Cables paralelos o dúplex: Consta de dos cables aislados individualmente los cuales están unidos únicamente por su aislamiento o bien se encuentran los conductores trenzados.

Figura 46. Cable dúplex



Fuente: http://www.pkys.com/FAQ/Wire_and_Wiring.htm

2.3.7.2 Calibre AWG conductores eléctricos. La capacidad de transporte de corriente de un conductor, obedece principios de física, fundamentados en las leyes que rigen la transmisión del calor. Los calibres de los conductores de aplicación generalizada en nuestro país, se fundamentan en el patrón (AWG⁴) (ver cuadro 2) para calibres desde el N°36 hasta el N°4/0 y el patrón (circulars mils)⁵ para calibres superiores a estos, comúnmente se utilizan desde el 250.000 circulars mils hasta 500.000 circulars mils.

Los cables y alambres, que comúnmente se recomienda utilizar en las redes locales, en instalaciones de alumbrado, tomacorrientes y acometidas, deberán ser de cobre rojo electrolítico 99% de pureza, temple suave y aislamiento termoplástico para 600 Volt. Tipo THW⁶ 75°C.

⁴ El calibre de alambre estadounidense (en inglés *american wire gauge* o AWG) es una referencia de clasificación de diámetros. Es común encontrar la medida de conductores eléctricos (cables) indicados con la referencia AWG. Cuanto más alto es este número, más delgado es el alambre. El alambre de mayor grosor (AWG más bajo) es menos susceptible a la interferencia, posee menos resistencia interna y, por lo tanto, soporta mayores corrientes a distancias más grandes.

⁵ Para los calibres de mayor grosor, se optó la solución de identificarlos directamente por el área en el sistema inglés de medida, *Circular mil*, para las áreas, unidad que representa el área del círculo de un mil de diámetro, es decir, 0,7854 mils cuadrados.

⁶ Conductor de cobre suave sólido o cableado. Aislamiento de PVC, auto extinguido, Cable con aislamiento termoplástico resistente al calor y al agua.

Cuadro 2. Dimensiones de conductores eléctricos desnudos

Calibre AWG ó KCM	Sección transversal del conductor		Diámetro del conductor mm
	KCM	mm ²	
14	4.107	2.1	1.627
12	6.530	3.3	2.052
10	10.38	5.3	2.983
8	16.51	8.7	3.263
6	26.25	13.3	4.134
4	41.74	21.1	5.189
3	52.63	26.7	5.827
2	66.37	34	6.543
1	83.69	42	7.347
1/0	105.5	54	8.250
2/0	133.1	67	9.266
3/0	167.8	85	10.404
4/0	211.6	107	11.683
250	250	127	12.699
300	300	152	13.912
350	350	177	15.026
400	400	203	16.064
500	500	253	17.960
600	600	304	19.674
700	700	355	21.251
750	750	380	21.996
800	800	405	22.718
900	900	456	24.096
1000	1000	507	25.399
1250	1250	633	28.397
1500	1500	760	31.108
1750	1750	887	33.600
2000	2000	1015	35.920

Fuente: LOPEZ, José Alejandro y PRIETO, Cesar Augusto. Diseño y ejecución de instalaciones eléctricas tipo residencial en un plan de vivienda de interés social. Universidad Distrital Francisco José de Caldas 2004

Los conductores en general hasta el No.10 serán de un solo hilo, del No.8 AWG hasta el No.2 AWG serán de 7 hilos, desde el calibre 1/0 hasta el No.4/0 serán de 19 hilos, desde el No.250 MCM hasta el No.500 MCM serán de 37 hilos. El número de hilos de un conductor corresponde a una resultante geométrica basada en la ecuación:

$$N = 3 * n^2 + 3 * n + 1 \quad \text{Ecuación (7)}$$

Donde:

N= # de hilos

n = # de capas de hilos sobre el hilo central.

Un conductor sólido N=1; no tiene ninguna capa alrededor de él y en este caso n=0

Cuadro 3. Numero de hilos en un conductor eléctrico

n	Ecuación	N
0	$3 * 0^2 + 3 * 0 + 1$	1
1	$3 * 1^2 + 3 * 0 + 1$	7
2	$3 * 2^2 + 3 * 0 + 1$	19
3	$3 * 3^2 + 3 * 0 + 1$	37

El diámetro externo (D) de los conductores de varios hilos obedece a la ecuación:

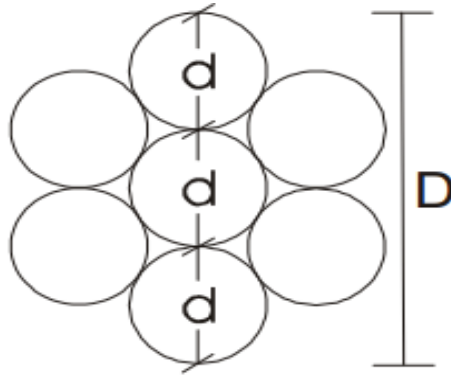
$$D = d * (2 * n + 1) \quad \text{Ecuación (8)}$$

Dónde:

D= Diámetro exterior del conjunto de hilos.

d= Diámetro de un hilo

Figura. 47 Ejemplo Diámetro exterior con n=1



Como el conductor de varios hilos, tiene la misma área del material del conductor sólido al conformar los cables, estos tienen un “D” mayor a medida que “N” o “n” son mayor.

$$A = \frac{\pi}{4} * D^2 \quad \text{Ecuación (9)}$$

Donde:

A= área del material

$$a = \frac{\pi}{4} * d^2 \quad \text{Ecuación (10)}$$

Dónde:

a= Área de cada hilo en un cable

CAPITULO 3

En este capítulo se realizó el diseño y el modelo matemático para establecer el comportamiento del sistema fotovoltaico, además de la selección más viable de cada elemento, al final de los cálculos se anexa una tabla con todos los datos obtenidos.

3. DISEÑO Y CÁLCULOS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (FV):

Los requerimientos del usuario son el punto de partida de todo ciclo. En el caso de la energía renovable esto no es diferente. Junto con las condiciones climáticas, un sistema puede diseñarse exactamente para satisfacer las necesidades del usuario a los más bajos costos.

Los factores a evaluar en el diseño y cálculos serán los siguientes:

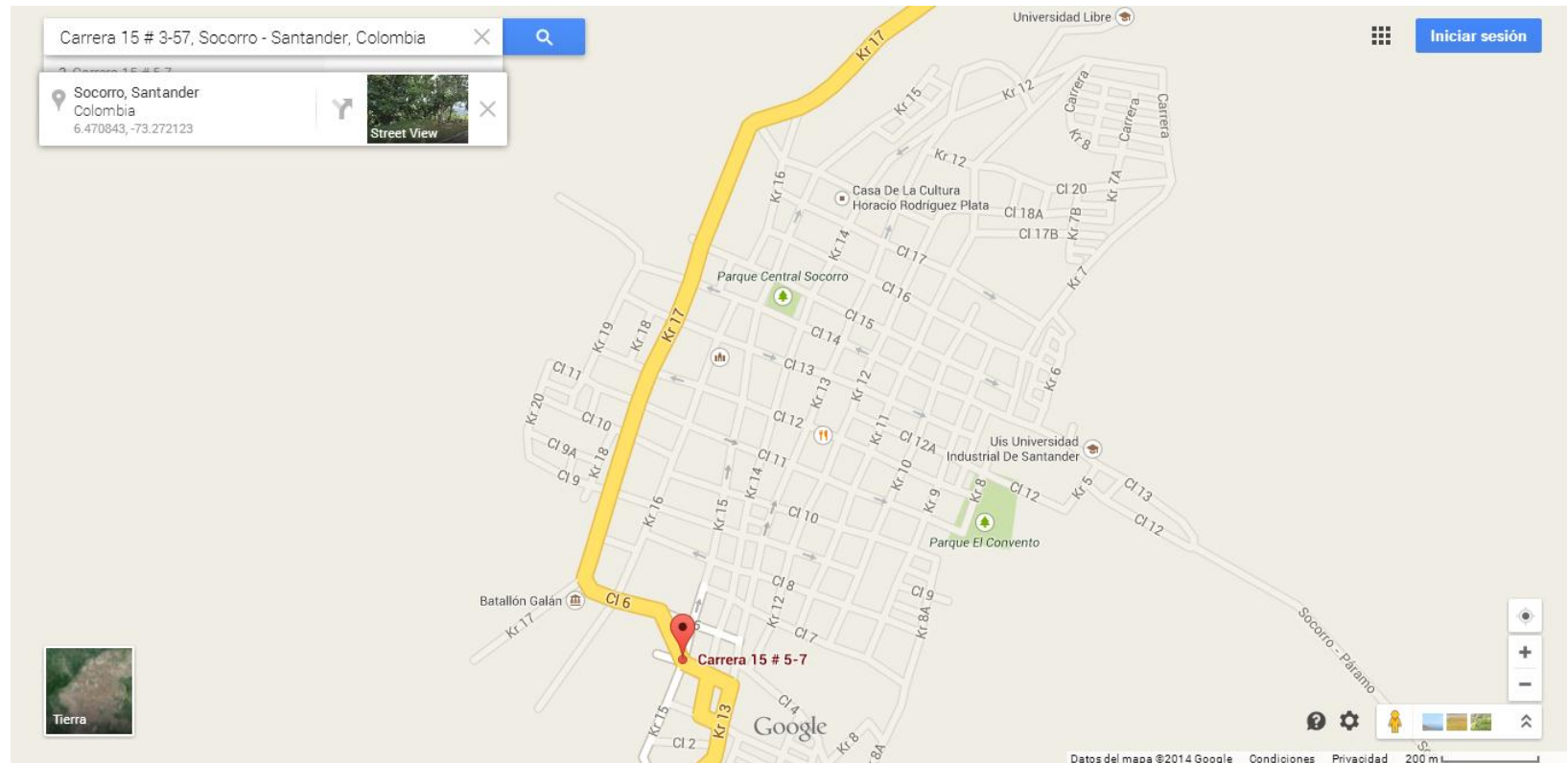
- Inclinación y orientación
- Cálculo del consumo de energía
- Cálculo del generador fotovoltaico

3.1 INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN

El sistema fotovoltaico se instaló en municipio del Socorro- Santander en la carrera 15 No.3-57 (ver fig. 48) está ubicado en latitud $6,470843^\circ$ al Norte. En el sistema fotovoltaico el principal factor para analizar será el ángulo del Cenit, ya que este no contara con un seguidor solar. Para poder saber la mejor inclinación se debió hacer un análisis en el cual se estudió el comportamiento de todo el año a las 12 del mediodía (ver fig. 49), y se concluyó que aproximadamente los días 07 de Abril y 04 de Septiembre, el sol estará ubicado en el Cenit, el 21 de Diciembre el astro estará en su máxima inclinación al Sur con $29,92^\circ$ y el 21 de Junio estará en su máxima inclinación al Norte con $16,98^\circ$ (ver fig.50).

Sabiendo las anteriores consideraciones y por el peso del sistema fotovoltaico, lo más viable para su funcionamiento es dejar en 0° respecto a la superficie la inclinación de los paneles los meses comprendidos en Abril a Agosto, y dejar con un ángulo aproximado de 10° orientado al sur entre los meses de Septiembre y Marzo.

Figura 48. Ubicación del sistema fotovoltaico



Fuente: www.google.com/maps/place/Carrera+15+%23+5-7,+Socorro,+Santander,+Colombia/@6.4631701,-73.2632036,17z/data=!4m2!3m1!1s0x8e69e81d227c1249:0x1928c77138268c2e

Figura 49. Ángulo Cenit durante el año a las 12:00 Hrs

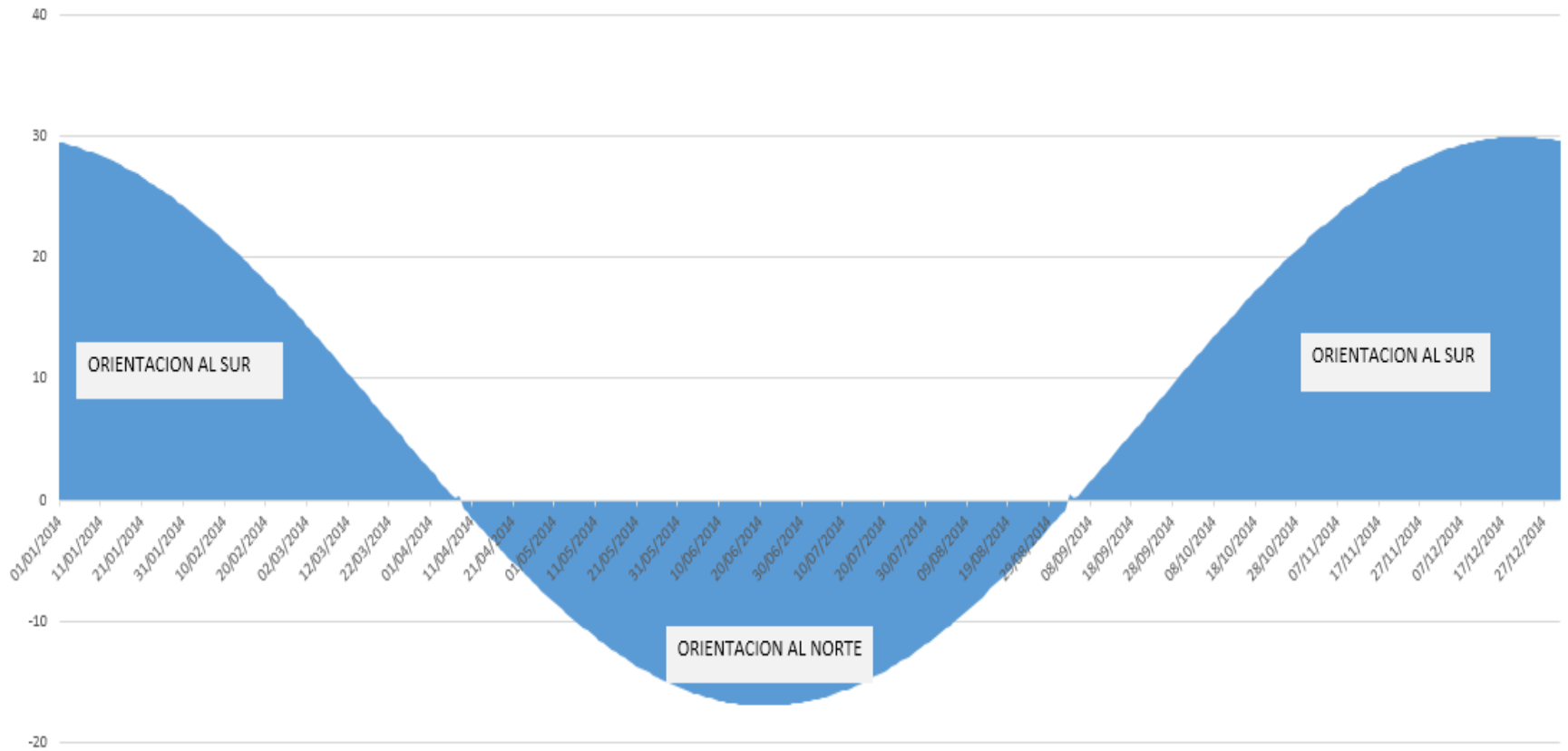
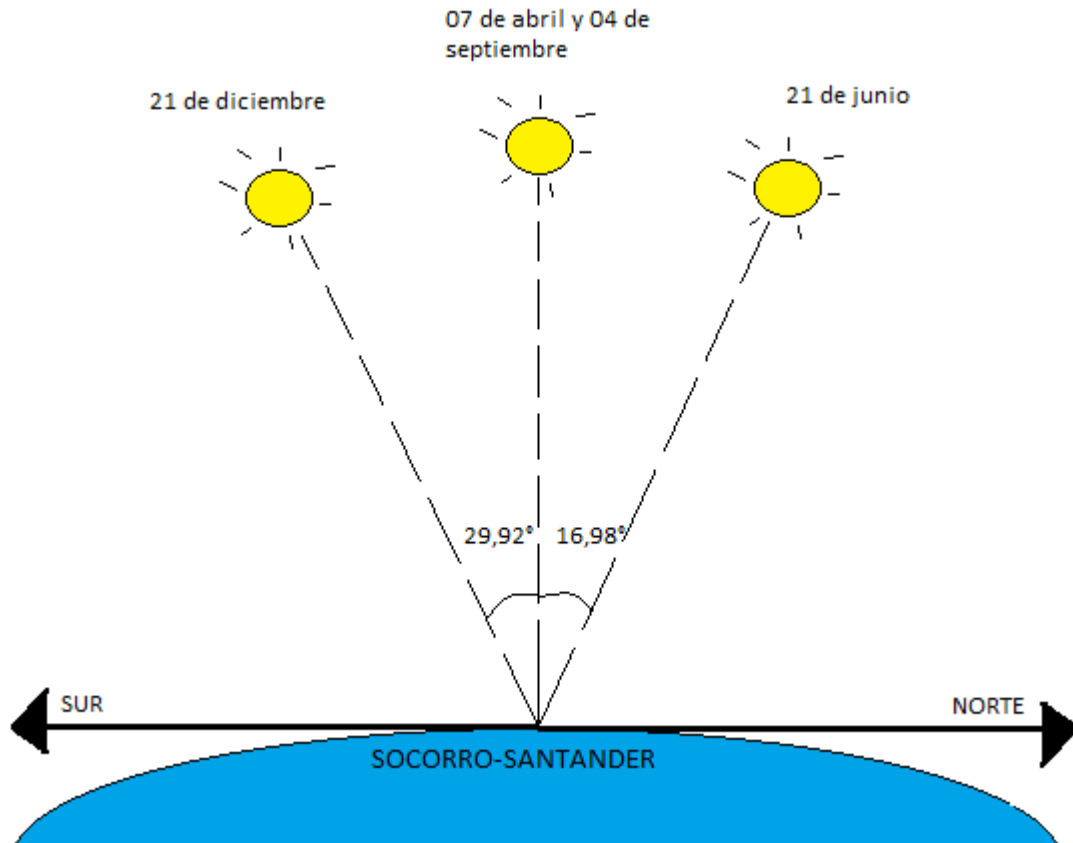


Figura 50. Comportamiento ángulo cenit en El Socorro-Santander a las 12:00 Hrs



3.2 CÁLCULO DEL CONSUMO DE ENERGÍA

Conceptualmente, el cálculo de la energía de consumo necesaria diariamente (Wh/día), basta con multiplicar la potencia (W) de cada una de los equipos que se dispone (luces, televisores, videos, ordenadores, etc.) por el número de horas de su utilización respectivamente (h/día). Es claro que este último parámetro se ve afectado por muchos factores tales como el número de usuarios, sus actividades, costumbres y entorno socioeconómico, la época del año, etc. que resultan de difícil predicción pero que habrá que estimar en base a la experiencia y los datos que se dispongan.

La carga real necesaria a suministrar por el sistema fotovoltaico, L , se calcula teniendo en cuenta las eficiencias y pérdidas de los distintos subsistemas que intervienen en el sistema fotovoltaico, con la siguiente fórmula.

$$L = L_{dc} + \frac{L_{ac}}{\eta}$$

Ecuación (11)

Donde:

L : Carga real necesaria (Ah/día)

L_{dc} : Cargas en corriente continua (Ah/día)

L_{ac} : Cargas en corriente alterna (Ah/día)

η : Eficiencia media del inversor: 85%

CONSIDERACIONES:

Se tendrá en cuenta que la vivienda tiene un consumo promedio mensual de 170kw-h es decir aproximadamente 5,66kw-h diario.

La energía real a suministrar en el día es= 5,66kw-h

Tensión nominal del sistema es= 48v para que nos dé el consumo instantáneo de 2000 Watts

$$L_{ac} = \frac{5,66kw-h}{48v} = 117,9Ah$$

Esta será la carga de corriente alterna, así que se aplica un factor de eficiencia del 85% del inversor, ya que no habrá cargas en corriente continua ($L_{dc}=0$)

Según la ecuación (11)

$L=138,7Ah$

3.3 CÁLCULO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO (NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS)

La potencia pico del generador fotovoltaico se determinará teniendo en cuenta la radiación total diaria incidente sobre la superficie de los módulos $G_{dm}(\beta)$, y el rendimiento global de la conversión fotovoltaica en el que se incluye las pérdidas por conexiones, dispersión de parámetros, efecto de la temperatura, acumulación de suciedad en la superficie de los módulos, etc.

El cálculo del número de módulos viene dado por la expresión:

$$N = N_{pp} * N_{ps} \quad \text{Ecuación (12)}$$

$$N_{ps} = \frac{V_{ng}}{V_{np}} \quad \text{Ecuación (13)}$$

$$N_{pp} = \frac{L}{I_m * G_{dm}} \quad \text{Ecuación (14)}$$

Donde:

N_{ps} : N° de módulos asociados en serie para trabajar a la tensión nominal del sistema.

N_{pp} : N° de módulos asociados en paralelo para entregar la intensidad adecuada de energía.

V_{ng} : Tensión nominal de la instalación.

V_{np} : Tensión nominal del módulo: 12V DC (24V DC en casos especiales).

L : Energía real a suministrar (Ah)

I_m : Valor medio que toma la intensidad en el rango de tensión de trabajo, desde el punto de máxima potencia al de corto circuito.

$G_{dm}(\beta)$: Radiación global diaria media mensual sobre el plano inclinado en el "peor mes".

CONSIDERACIONES:

*En el mapa (ver fig.22) se observa que la radiación más baja en el municipio del Socorro es aproximadamente de 4 kw/m²

Según la ecuación (14)

$$N_{pp} = \frac{138,7Ah}{4 \frac{kw}{m^2} * 13A} = 2,66$$

Los paneles en paralelo necesarios son de 3

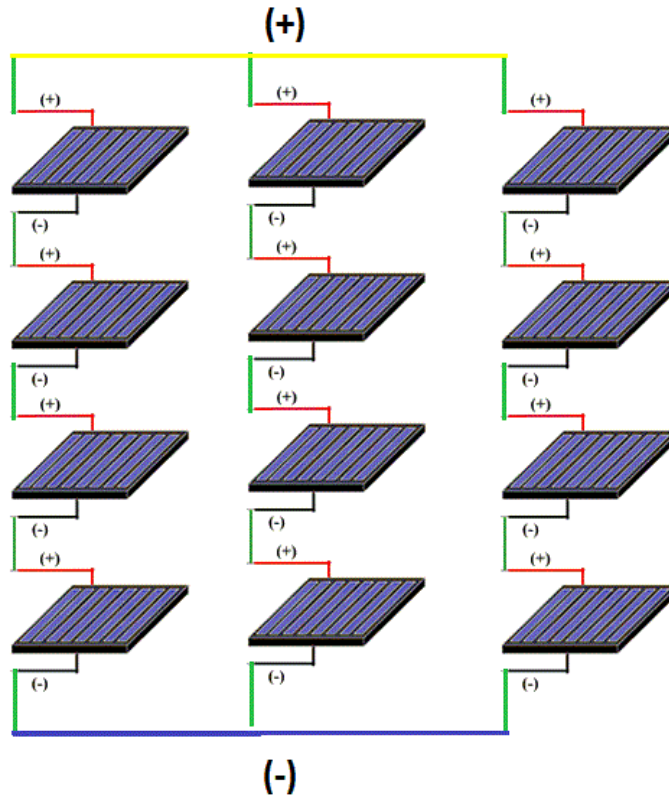
Según la ecuación (13)

$$N_{ps} = \frac{48v}{12v} = 4$$

Los paneles en serie necesario son 4

El número total necesario de los paneles será de 12 (ver ecuación 12) y la organización de los paneles los podremos apreciar en la figura 51

Figura 51. Distribución paneles solares fotovoltaicos



3.4 CÁLCULO DEL NÚMERO DE BATERÍA

Para el cálculo de la batería es necesario estimar el número de días de autonomía requerido en la instalación, d , que evidentemente dependerá del número de días seguidos sin sol que pueden darse en la ubicación de la misma (nubosidad local).

El sistema de acumulación, en Ah, vendrá determinado por la expresión:

$$C_{ah} = \frac{l \cdot d}{P_d} \quad \text{Ecuación (15)}$$

Donde:

C_{ah} : Capacidad de la batería (Ah).

I: Carga real de consumo (Ah/día)

d : Días de autonomía de la instalación. Este parámetro viene fundamentalmente determinado por las características climatológicas de la zona y el uso o finalidad de la aplicación.

Pd : Profundidad de descarga máxima de trabajo. Dependiendo de la tecnología de la batería este parámetro varía entre 0,5 para baterías de automoción, 0,6 para baterías de placa plana espesas y 0,8 para baterías tubulares o de varilla.

CONSIDERACIONES:

*Se asumirá un solo día de autonomía por motivos de economía, ya que entre más días será más costoso el sistema. Además se asume una profundidad de descarga alta de 0,8.

Según la ecuación (15)

$$C_{Ah} = \frac{138,7Ah \cdot 1}{0,8} = 173,38Ah$$

En nuestro caso por poseer una tensión de 48v tendremos que comprar 4 baterías de 12v con esta capacidad, o comprar 8 baterías de 12v con 86,68Ah, en el caso del sistema instalado por ser un sistema híbrido, para economizar se consigue 4 baterías de 155Ah, con un precio accesible con el cual se podrá cumplir el requerimiento de la capacidad de nuestro sistema faltante con la energía de la red.

3.5 CÁLCULO DEL REGULADOR DE CARGA:

En cuanto al regulador de carga, su elección se realizará en función de la aplicación, la tensión nominal del sistema y la corriente máxima de generación.

La corriente en operación continua que debe ser soportada por el controlador de carga, será como máximo la intensidad de cortocircuito de los módulos multiplicado por el número de módulos en paralelo

$$I_{mg} = N_{pp} * I_{cc} \quad \text{Ecuación (16)}$$

Donde:

I_{mg} : Intensidad máxima a soportar en régimen nominal por el regulador.

N_{pp} : Número de módulos en paralelo que constituyen el generador fotovoltaico.

I_{cc} : Intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico.

De la ecuación (16)

$$I_{mg} = 3 * 9 = 27A$$

La corriente necesaria para el regulador de carga será de 27A, por seguridad se instaló un regulador que podrá soportar hasta 40A.

3.6 CÁLCULO DEL INVERSOR DC/AC

El inversor por lo general se conectará directamente a la batería, para evitar que los picos de corriente puedan dañar al regulador de carga.

El cálculo del inversor se determina de la suma de las potencia de los equipos de corriente alterna (AC). En base a este valor se determina su capacidad.

Por otro lado es necesario conocer el tipo de carga que se desea conectar al inversor, puesto que existen diferentes formas de onda (onda cuadrada, senoidal modificada, senoidal pura) algunas de las cuales pueden no ser adecuadas para determinados equipos.

CONSIDERACIONES:

Se tendrá que saber del consumo del consumo de potencia de los aparatos eléctricos.

Este se distribuye de la siguiente manera:

1. (1)Nevera=216W
2. (1)Modem internet=12W
3. (1)Motor para oxigeno pescados=3W
4. (2)Televisores=240w
5. (5)Bombillos=100W
6. (1)Plancha=500W
7. (1)Lavadora=400W
8. (1)Ventilador=30W
9. (1)Maquina para coser=400W
- 10.(2)Portátil=130W
- 11.(2)Cargador celulares=12W

Para un total de 2043w de potencia, en el cual se tendrá que trabajar sobre este valor para que en el peor de los casos, todos los aparatos estén encendidos al mismo tiempo.

Lo habitual es tener la potencia máxima instalada, en este caso la capacidad del inversor se aproximara a 2kw, es decir se tendrá una potencia aparente de por lo menos 3000VA.

3.7 CONDUCTOR ELECTRICO

Para la determinación del cable adecuado en la instalación se tendrá que contemplar varios pasos como lo son:

- Determinar la corriente nominal de la carga

- Seleccionar el calibre del conductor de acuerdo con la capacidad de conducción de corriente del cable
- Corrección de la capacidad de conducción de corriente
- Determinar la caída de tensión
- Analizar cada sección de conductores

3.7.1 Determinación de la corriente nominal de la carga. Utilizando las fórmulas indicadas en el (Anexo D cuadro 11), de acuerdo con el tipo de sistema eléctrico (de corriente continua, de corriente alterna monofásico o trifásico) y del tipo de carga (motores, alumbrado u otras cargas).

3.7.2 Selección del calibre del conductor de acuerdo con su capacidad de conducción de corriente del cable. Que depende del tipo del aislamiento, de la temperatura de operación y del método de instalación, utilizando el (Anexo D cuadro 12).

Donde:

CP (HP) = Caballos de fuerza o potencia del motor

kW = Potencia en kilowatt

V = Tensión nominal del sistema en Volts

η = Eficiencia del motor (Valor típico 0,8), si no existen motores valor=1

f_p = Factor de potencia (Valor típico 0,9)

3.7.3 Corrección de la capacidad de conducción de corriente. Una vez elegido el calibre del conductor, se corrige la capacidad de conducción de corriente tomada del (Anexo D cuadro 12), en función de la temperatura ambiente del lugar de instalación, para ello se multiplica por el factor de corrección que se indica en el (Anexo D cuadro 13).

3.7.4 Determinación de la caída de tensión. Se calcula la caída de tensión de la instalación utilizando las fórmulas siguientes:

Circuitos Monofásicos

$$\Delta V = \frac{2 * Z * L * I * 100}{V_o} \quad \text{Ecuación (17)}$$

Circuitos Trifásicos

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * Z * L * I * 100}{V_{ff}} \quad \text{Ecuación (18)}$$

Donde:

ΔV = Caída de tensión en el cable, en %

I = Corriente eléctrica que circula a través del conductor, en A

L = Longitud total del circuito, en km

V_o = Tensión de fase a neutro, en V

V_{ff} = Tensión entre fases, en V

Z = Impedancia eléctrica del cable, en $\frac{\Omega}{km}$

La impedancia eléctrica del cable Z, expresada en ohm/km, está dada por la siguiente fórmula:

$$Z = R * \text{Cos}\Phi + X * \text{Sen}\Phi \quad \text{Ecuación (19)}$$

En forma aproximada sin considerar el factor de potencia (fp) la impedancia (Z) puede ser calculada con la fórmula siguiente:

$$Z = \sqrt{(R^2 + X^2)} \quad \text{Ecuación (20)}$$

Donde:

R = Resistencia del conductor a la c.a. y a la temperatura de operación, en $\frac{\Omega}{km}$

X = Reactancia inductiva del conductor, en $\frac{\Omega}{km}$

fp = $\text{Cos}\Phi$

Φ = Es el ángulo del factor de potencia (fp)

La siguiente tabla contiene la resistencia en corriente alterna a 75°C, la reactancia inductiva y la impedancia para cables de 600 V. Tres cables monopolares en un mismo tubo (conduit).

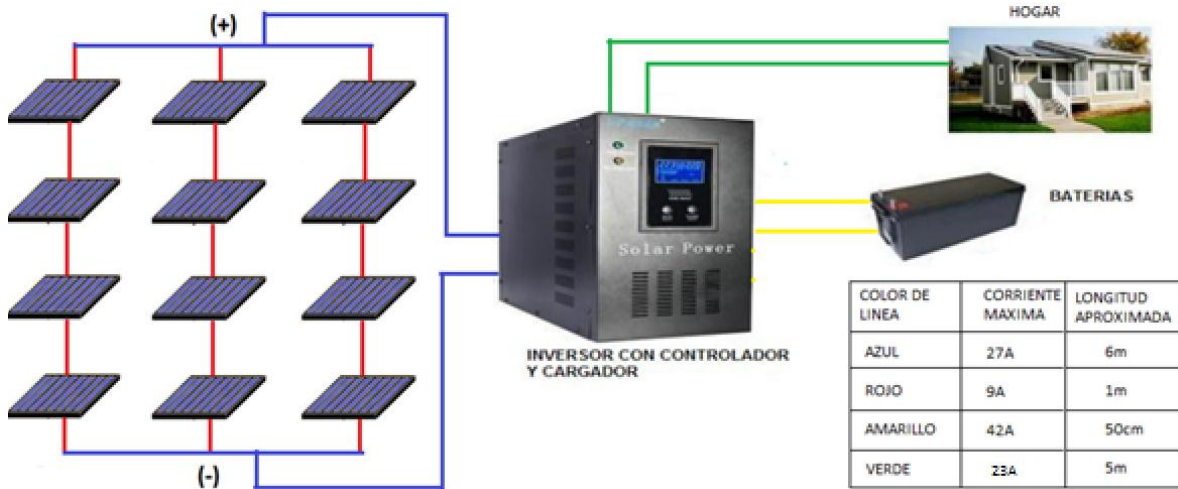
La caída de tensión máxima permitida en la instalación tomando en consideración los cables del circuito alimentador y del circuito derivado, no debe ser mayor del 5%. Para el caso del circuito derivado, la caída de tensión no deberá ser mayor de 3% y debe considerarse una caída de tensión máxima de 2% para el circuito alimentador.

Si la caída de tensión resultante del cálculo es mayor a lo anterior, se deberá considerar un calibre mayor, volver a realizar los cálculos y verificar que se cumplan los porcentajes de caída de tensión sugeridos.

CONSIDERACIONES:

En la figura 52 se puede ver la distribución de la corriente máxima que pasara por cada conductor además de la longitud aproximada, para poder seleccionar el calibre del cable adecuado, siguiendo los pasos anteriormente mencionados.

Figura 52. Distribución conductores eléctricos del sistema



3.7.5 Análisis de conductores de cada sección.

- PARA LA LINEA ROJO (ver figura 52) (Conexión entre los paneles)

La corriente máxima que transporta es= 9A

Así que el cable que se escogió fue AWG 14 (ver Anexo D cuadro 12) cuyas características son:

Área transversal nominal: 2,08 mm²

Corriente máxima: 14,1 A

Se tendrá en cuenta el factor de corrección por temperatura 0,94 pues estará expuesta a una temperatura que puede llegar a los 35°C (ver Anexo D cuadro 13).

Para calcular la caída de tensión tendremos que en esta sección la reactancia inductiva es Cero pues aquí solo se maneja corriente continua, para los datos de resistencia se sacara del (Anexo D cuadro 14).

$$R = 10,2 \frac{\Omega}{km} * \frac{1km}{1000m} * 1m = 0,0102\Omega$$

$$Z = R$$

$$\Delta V = \frac{2 * 0,0102\Omega * 0,001km * 9A * 100}{18,25v} = 0,001006\%$$

Es decir para esta sección el cable AWG 14 servirá para su uso

- PARA LA LINEA AZUL (Conexión entre los paneles y el inversor con controlador y cargador)

La corriente máxima que transporta es= 27A

Así que el cable que se eligió fue AWG 10(ver Anexo D cuadro 12) cuyas características son:

Área transversal nominal: 5,26 mm²

Corriente máxima: 28,2A

Se tendrá en cuenta el factor de corrección por temperatura 0,94 pues estará expuesta a una temperatura que puede llegar a los 35°C (ver Anexo D cuadro 13)

Para calcular la caída de tensión tendremos que en esta sección la reactancia inductiva es Cero pues aquí solo se maneja corriente continua, para los datos de resistencia se sacara del (Anexo D cuadro 14).

$$R = 3,9 \frac{\Omega}{km} * \frac{1km}{1000m} * 6m = 0,0234\Omega$$

$$Z = R$$

$$\Delta V = \frac{2 * 0,0234\Omega * 0,006km * 27A * 100}{73v} = 0,0104\%$$

Es decir para esta sección el cable AWG 10 servirá para su uso

- PARA LA LINEA VERDE (Conexión entre el inversor con controlador y el hogar)

La corriente máxima que transporta es= 23A

Así que el cable que se eligió fue AWG 10(ver Anexo D cuadro 12) cuyas características son:

Área transversal nominal: 5,26 mm²

Corriente máxima: 28,2A

Se tendrá en cuenta el factor de corrección por temperatura 0,94 pues estará expuesta a una temperatura que puede llegar a los 35°C (ver Anexo D cuadro 13) Calculando la caída de tensión, para los datos de impedancia se sacara del (Anexo D cuadro 14).

$$Z = 3,6 \frac{\Omega}{km} * \frac{1km}{1000m} * 5m = 0,018\Omega$$

$$X =$$

$$\Delta V = \frac{2 * 0,018\Omega * 0,005km * 23A * 100}{110v} = 0,00376\%$$

Es decir para esta sección el cable AWG 10 servirá para su uso

- PARA LA LINEA AMARILLA (Conexión entre el inversor con controlador y baterías)

La corriente máxima que transporta es= 42A

Así que el cable que se eligió fue AWG 6(ver Anexo D cuadro 12), (en este caso se manejara un factor de seguridad alto puesto que las baterías podrán tener una corriente más alta si hay un corto circuito) cuyas características son:

Área transversal nominal: 13,3 mm²

Corriente máxima: 65A

Se tendrá en cuenta el factor de corrección por temperatura de 1.0 pues estará expuesta a una temperatura que puede llegar a los 30°C (ver Anexo D cuadro 13)

Para calcular la caída de tensión tendremos que en esta sección la reactancia inductiva es Cero pues aquí solo se maneja corriente continua, para los datos de resistencia se sacara del (Anexo D cuadro 14).

$$R = 1,61 \frac{\Omega}{km} * \frac{1km}{1000m} * 0,5m = 0,000805\Omega$$

$$Z = R$$

$$\Delta V = \frac{2 * 0,000805\Omega * 0,0005km * 42A * 100}{12v} = 0,00028175\%$$

Es decir para esta sección el cable AWG 6 servirá para su uso

Cuadro 4. Cuadro resumen de los cálculos en el S.F.

Carga real necesaria (L)	139 Ah
Número total de módulos necesarios (N)	12
Capacidad de la batería (Cah)	173 Ah
Intensidad máxima a soportar en régimen nominal por el regulador	27 A
Potencia aparente que debe suministrar inversor	3000 VA
Conductor sección línea roja (ver figura 53)	AWG 14
Conductor sección línea azul (ver figura 53)	AWG 10
Conductor sección línea verde (ver figura 53)	AWG 10
Conductor sección línea amarilla (ver figura 53)	AWG 6

CAPITULO 4

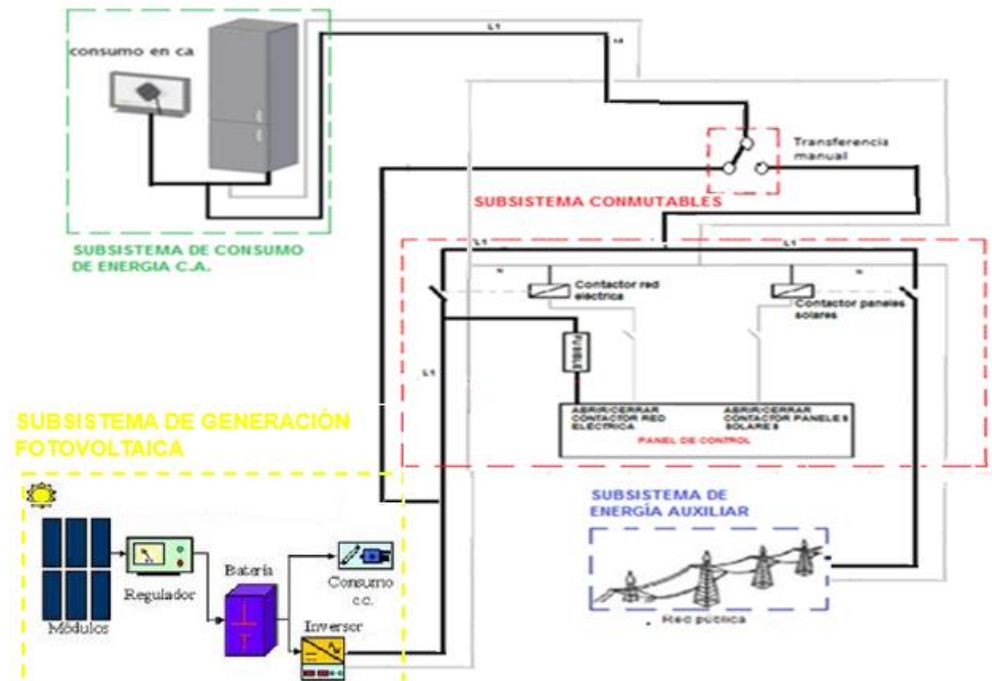
En este capítulo se hizo una descripción de los elementos construidos (ver figura 53) y ensamble total de todo el sistema.

4. MONTAJE DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El sistema implementado es del tipo HÍBRIDO, constituido por los siguientes subsistemas:

- Subsistema de generación fotovoltaica
- Subsistema de conmutación
- Subsistema de consumo de energía
- Subsistema de energía auxiliar
- Conexiones e instalaciones eléctricas

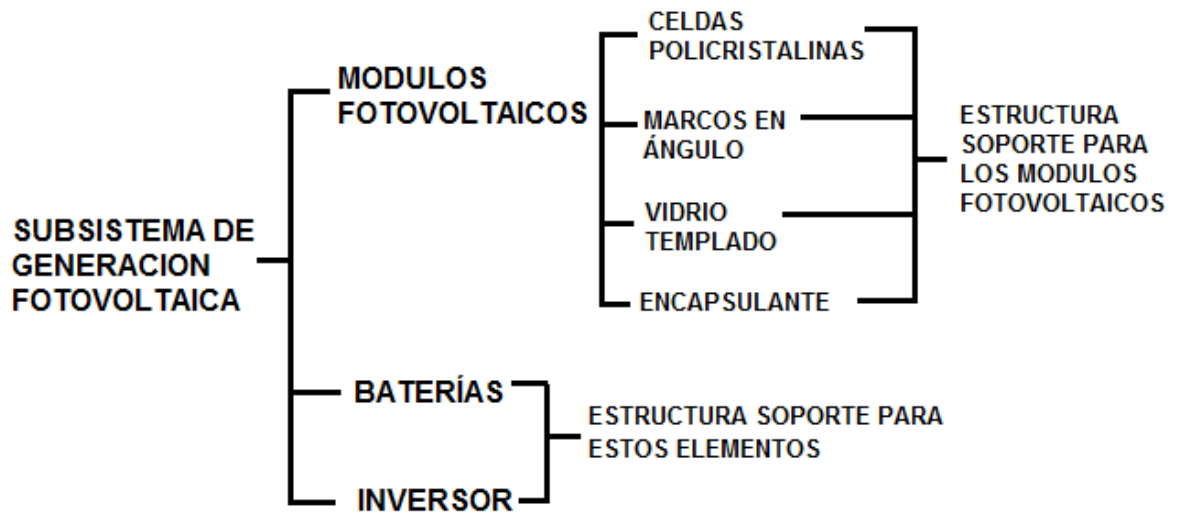
Figura 53. Subsistemas del montaje total



4.1 SUBSISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

En este subsistema se aprecia la distribución de los elementos que lo conforman y la estructura que lo soporta en la siguiente figura:

Figura 54. Subsistema de generación fotovoltaica



Los elementos anteriormente mencionados, se describen detallando el diseño y montaje de cada uno en el siguiente cuadro:

Cuadro 5. Subsistema de generación fotovoltaica

ELEMENTOS	DISEÑO Y OPERACIÓN	MONTAJE
CELDA FOTOVOLTAICA	Se escogió por comodidad implementar 36 celdas de un tamaño de 6inx6in cada una (ver fig.56), estas celdas tienen la particularidad que pueden proporcionar una tensión de 0,5volt, su cara azul es el polo negativo y su cara que está a la sombra es el positiva.	Las celdas tuvieron un laborioso trabajo el cual consistió en unir todas las celdas con tab wire y bus wire (ver fig.55).
MARCOS EN ANGULO DE LOS MODULOS (FIGURA 57 Y 58)	Se tuvo en cuenta el presupuesto utilizando un material de bajo costo (Acero comercial), dando este material la ventaja que será muy resistente pero con el evidente problema de la corrosión.	Se arman con una dimensión de 100 cm x 100cm, se pintaron con anticorrosivo y esmalte para protegerlas del medio, la unión de los ángulos se logró con soldadura de arco eléctrico.
VIDRIO TEMPLADO	Se escoge de 5 mm de grosor y sus medidas son de 99cm x 99cm la ventaja de este material es su alta resistencia para los impactos y la gran desventaja es su gran peso.	Se ensablo el vidrio a los marcos en Angulo pegándolos con silicona transparente
ENCAPSULANTE	Se escogió la silicona encapsulante qsil 216 (figura 59) por su mejor precio expuesto en el mercado este ayudara a proteger las celdas de la corrosión	Esta silicona para el secado se deberá dejar expuesta un (1) día soleado expuesto, la preparación de la silicona consiste en mezclar dos partes que incluye la silicona qsil184.

Cuadro 5. Subsistema de generación fotovoltaica (continuación)

ELEMENTOS	DISEÑO Y OPERACIÓN	MONTAJE
ESTRUCTURA PARA LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS	Se hizo de modo que soportara más de 200 kilos de peso, con ángulo de acero estructural y acero en forma de té (T).	En las figuras 64 y 65 se observa la estructura completa y el centro de la estructura de los módulos solares. Cabe aclarar que toda esta estructura se protegió con fosfato de zinc como anticorrosivo y luego se aplicó esmalte, todas estas uniones se hicieron con soldadura de arco eléctrico
BATERIAS	Se adquirieron baterías de gel amarillas marca POWERSAFE de 155Ah de capacidad, cuatro en total para tener una tensión nominal de 48v.	Se unieron con cable eléctrico en forma de serie para poder aumentar el voltaje.
INVERSOR	Se adquirió un inversor especial (figura 66 y 67) ya que es híbrido, este es de 2000w como ya se había calculado antes, tiene la función de ser regulador de carga, cargador de baterías, tener transferencia automática e invertir la corriente en DC a AC.	Las conexiones que se realizan fueron a las baterías, al voltaje entregado en Corriente alterna, y a la energía recibida por parte de los módulos fotovoltaicos.
SOPORTE DE LAS BATERIAS E INVERSOR (FIGURA 68 Y 69)	Se construyó con ángulo, varilla y platina estructural, además con base de madera para poder aislar cualquier fuga de corriente	Luego de soldadas todas las partes metálicas, se ensamblaron las tejas de zinc y de barro para protegerlas del clima

Figura 55. Parte trasera de la unión de tres celdas en serie



Figura 56. Parte delantera de la celda solar fotovoltaica



Figura 57. Unión ángulos a 90°



Figura 58. Ángulos unidos con soldadura



Figura 59. Encapsulante qsil 216



Figura 60. Configuración de conexión entre celdas de cada modulo

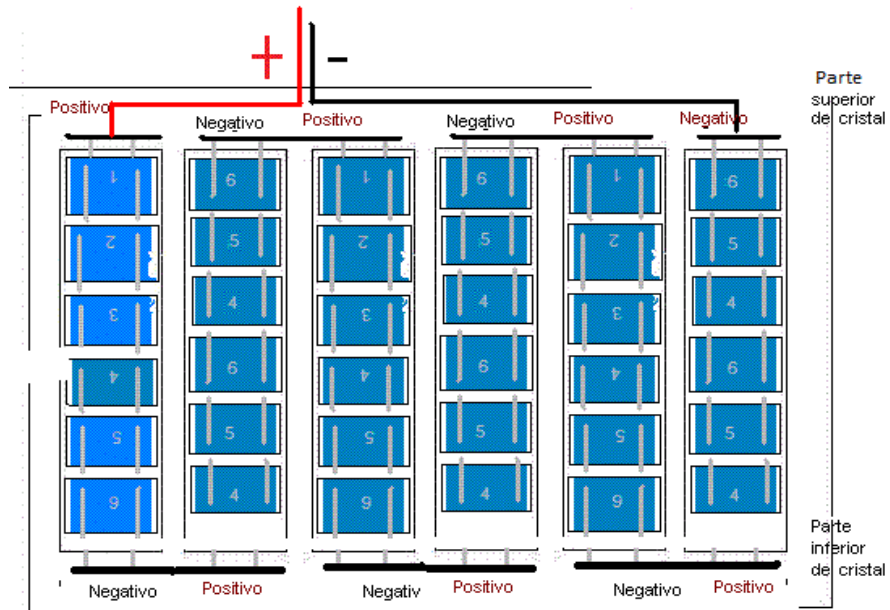


Figura 61. Ensamble ángulo, celdas y vidrio templado



Figura 62. Conexión bus wire en cada modulo

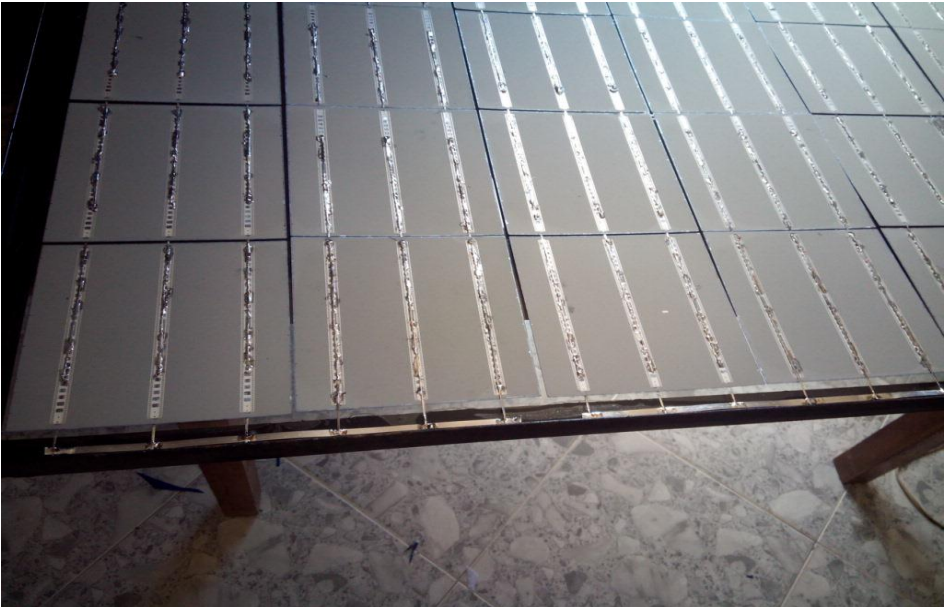


Figura 63. Módulos solares terminados en sus primeras pruebas



Figura 64. Estructura base de soporte de los módulos solares



Figura 65. Centro de estructura de los módulos solares



Figura 66. Parte frontal del inversor



Figura 67. Interior del inversor

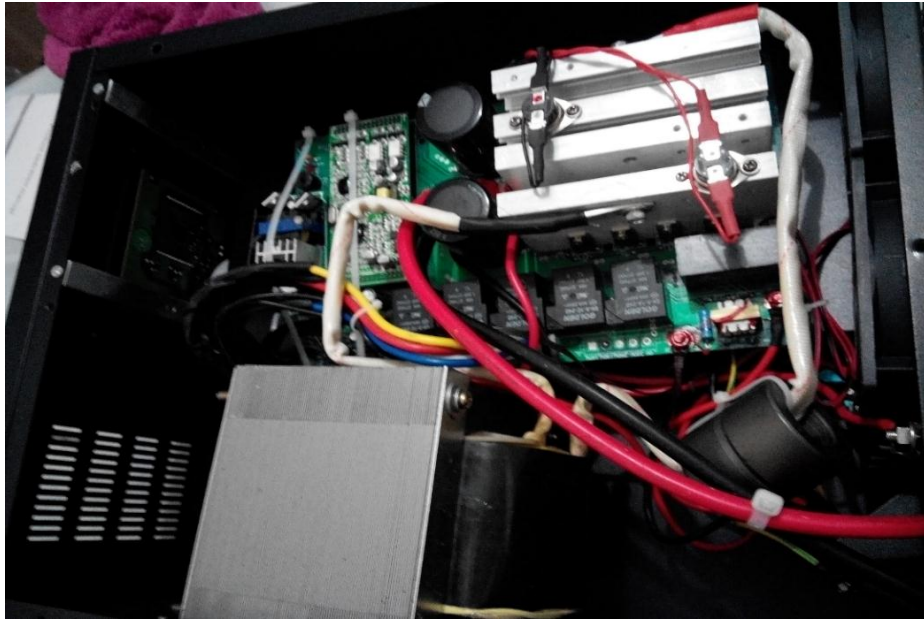


Figura 68. Techo del soporte de las baterías e inversor



Figura 69. Estructura de soporte de las baterías e inversor



4.2 SUBSISTEMA DE CONMUTACIÓN

En estos elementos puede variar desde una operación meramente manual a través de dispositivos no automáticos controlados eléctricamente, hasta interruptores de detección de la red pública automáticos completos que pueden controlar los suministros de la red pública y electrógenos. La tolerancia de diversas cargas a excursiones de voltaje y frecuencia se analiza junto con la incorporación de diversas demoras de tiempo para evitar la interrupción prematura.

En este subsistema en la estación se tuvieron en cuenta dos tipos de conmutación:

- Transferencia de energía manual
- Transferencia de energía automática

Cuadro 6. Subsistema de conmutación

ELEMENTOS	DISEÑO Y OPERACIÓN	MONTAJE
TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA	<p>Se escoge para que pueda soportar una potencia de 3000VA, esta transferencia se incluye en el inversor.</p> <p>Para poner en marcha este elemento se debe estar ligado con la transferencia manual, además estará en perfecto funcionamiento si las dos energías están disponibles.</p> <p>La transferencia automática está constituida básicamente de contactores</p>	<p>Se hace de modo que por una línea llegue la energía de la red eléctrica monofásica (si la transferencia manual lo permite) y en la otra línea la energía fotovoltaica, los contactores estarán en funcionamiento constante para detectar que las líneas estén activas.</p>
TRANSFERENCIA MANUAL	<p>Se escoge que soporte una corriente máxima de 40A, con tres pasos (ver figura 70).</p> <p>Este elemento como su nombre lo dice es manual así que estará en frecuente contacto con los usuarios, este se coloca por seguridad y para aprovechar la energía al máximo disponible</p>	<p>Se hace de modo que por una línea llegue la energía de la red eléctrica monofásica y en la otra línea la energía fotovoltaica, en este elemento interviene frecuentemente alguna persona del hogar para poder mover la perilla del switch.</p>

Figura 70. Transferencia conmutable de 3 posiciones



4.3 SUBSISTEMA DE CONSUMO DE ENERGÍA,

En este subsistema se tiene en cuenta el consumo de la casa ya con los aparatos eléctricos descritos en la sección 3.6 que se conectan y están en funcionamiento.

Los aparatos eléctricos solo se podrán poner en operación si alguna de las dos energías (tanto la energía fotovoltaica como la de la red eléctrica) está disponible, además que la transferencia manual no debe estar en la posición central del switch.

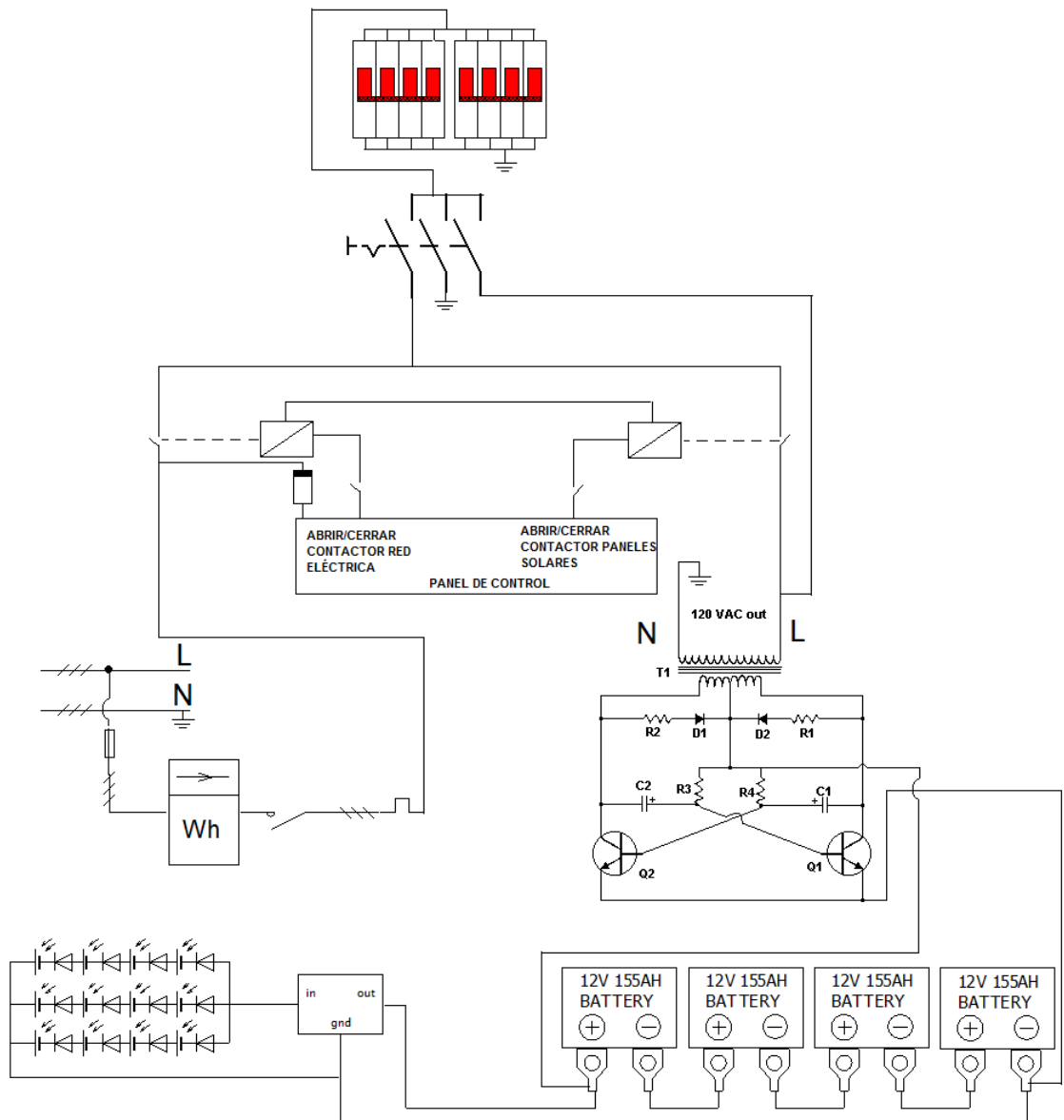
4.4 SUBSISTEMA DE ENERGÍA AUXILIAR

En este subsistema solo se tiene en cuenta si la energía de la red eléctrica está conectada y habilitada para por hacer con éxito la transferencia conmutable, esta energía deberá llegar con un voltaje nominal de 120v, frecuencia 60hz.

4.5 CONEXIONES E INSTALACIONES ELÉCTRICAS

En la siguiente figura se observa el plano eléctrico que se tuvo en toda la instalación.

Figura 71. Plano eléctrico



En el siguiente cuadro, se describirán algunas conexiones e instalaciones eléctricas que se hicieron en la acometida del hogar.

Cuadro 7. Sistema montado en funcionamiento y cableado

<p>INSTALACIÓN ELECTRICA</p>	<p>Se llega a todos los aparatos eléctricos por medio del interruptor termo magnético que es la salida de corriente alterna del inversor, el cable negro que entra por la derecha es el que lleva la energía que después de pasar por la transferencia manual, los cables amarillos son los que tienen la energía de la red (ver fig.72).</p> <p>Los conductores que lleva la energía que es transformada por el inversor , llegan a la planta baja por medio del tubo pvc evitando causar daños a la pared (ver fig.73)</p>
<p>CONEXIÓN FRONTAL Y POSTERIOR DEL INVERSOR (FIGURA 74, 75 Y 76)</p>	<p>El inversor hibrido es el centro de operación del sistema ya que allí llegan los cables para cargar las baterías, la corriente DC de los paneles solares y el suministro a la vivienda de 110v y 60hz de AC. La conexión ya anteriormente se mencionó (ver sección 3.3) que será 4 en serie y 3 en paralelo para garantizar el funcionamiento correcto del inversor.</p>
<p>CONEXIÓN TOTAL DEL SISTEMA, ENSAMBLADOS EN LA TERRAZA</p>	<p>Se instalaron los módulos en la terraza de la casa, en la imagen (ver fig. 77) se observa los 12 paneles sobre la estructura, al igual se observa las conexiones eléctricas de la parte baja de los módulos solares Figura 78.</p>

Figura 72. Conexión entre las cajas para la entrada de los cables de la energía PV



Figura 73. Tubos de PVC para la entrada de los cables con energía alterna



Figura 74. Conexiones de las baterías de gel



Figura 75. Conexiones del inversor parte trasera



Figura 76. Conexión inversor parte trasera 2



Figura 77. Módulos solares en operación sobre la terraza



Figura 78. Conexiones eléctricas parte baja de los módulos solares



CAPITULO 5

En este capítulo primero se mencionarán los diferentes elementos de medición que se utilizaron para la obtención de resultados, para luego hacer un estudio de todos los datos obtenidos tanto en el criterio energético como el económico.

5. PRUEBAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis de resultados se realiza a través del desarrollo de pruebas, con el fin de establecer el comportamiento del sistema fotovoltaico y validar el modelo de diseño realizado. Para realizar el análisis se debe tener en cuenta el monitoreo de ciertas variables mientras este en operación. Entre las variables a monitorear se encuentra, la corriente alterna consumida, la corriente generada por los módulos solares, el voltaje de salida del inversor, el voltaje de entrada generado por los módulos y la radiación solar.

5.1 SISTEMA DE MONITOREO Y PRUEBA DE CONTROL

En esta sección se describe los diferentes elementos utilizados en las diferentes pruebas hechas.

5.1.1 Piranómetro. Con él se mide la radiación global la cual el valor más importante el sistema fotovoltaico, puesto que se necesita la suma de la radiación directa con la difusa para saber la cantidad de radiación global que le llega a los paneles fotovoltaicos.

5.1.1 Constante del piranómetro.

$$8.15 \frac{\text{milivolts}}{\text{cal}} * \text{cm}^2 * \text{min}$$

Convirtiendo a la unidad estándar de radiación (W/m^2) se obtiene:

$$8.15 \frac{\text{milivolts}}{\text{cal}} * \text{cm}^2 * \text{min} * \frac{860.420815 \frac{\text{cal}}{\text{hora}}}{1 \text{ watt}} * \frac{1 \text{ hora}}{60 \text{ min}} * \left(\frac{1 \text{ m}}{100 \text{ cm}}\right)^2$$

Esta conversión resulta:

$$0.0116873827 \frac{\text{milivolts}}{\text{watt}} * \text{m}^2$$

Conociendo el valor suministrado por el piranómetro en mili volts se encontró con la conversión el valor de la radiación en W/m².

$$\text{RADIACIÓN} \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right) = \frac{\text{Tensión Piranometro(milivolts)}}{0,0116873827}$$

Ecuación (21)

Donde:

Cal = caloría

Min = minuto

cm = centímetro

m = metro

W = watt

Figura 79. Medición radiación solar

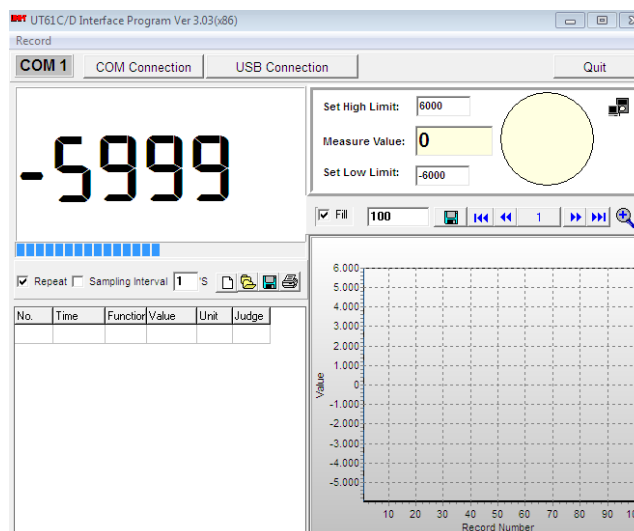


5.1.2 Multímetro. El piranómetro envía su señal de medida de radiación en mili voltios se necesita de un multímetro digital con registro de datos (ver fig.80) para ir almacenándolos con la interfaz de este instrumento (ver fig.81) y así poder hacer una buena lectura de la radicación aplicando la ecuación 20 para saber el registro en su unidad estándar que es el W/m^2 .

Figura 80. Lectura de la señal dada por el piranómetro



Figura 81. Interfaz del multímetro UTC61C



5.1.3 Sensor de corriente ACS712. (Ver figura.82) Este sensor se utilizó para la medición de la corriente suministrada por los paneles, permite la medición de la corriente continua o alterna del sistema. Se adquirió un sensor de 30 amperios por la alta corriente que maneja el sistema fotovoltaico, aunque tiene un problema si el valor del amperaje es muy bajo el sensor tiene un porcentaje de error alto, alrededor de 10%.

Figura 82. Sensor acs712 de 30 amperios



Fuente: <http://www.puntofotante.net/ACS712-HALL-EFFECT-CURRENT-SENSOR.htm>

5.1.4 Medición de voltaje del sistema. Para la medición del voltaje de las baterías se utilizó un módulo sensor de voltaje mientras que para la del voltaje de salida de los paneles se utilizó un sistema de reducción de voltaje con resistencias y se midió con Arduino.

5.1.4.1 Modulo sensor de voltaje. (ver figura 83) Este módulo sensor de tensión puede detectar voltaje de 5V. El valor de tensión de entrada es de carácter analógico de 5V, el voltaje de entrada del módulo de tensión es de no

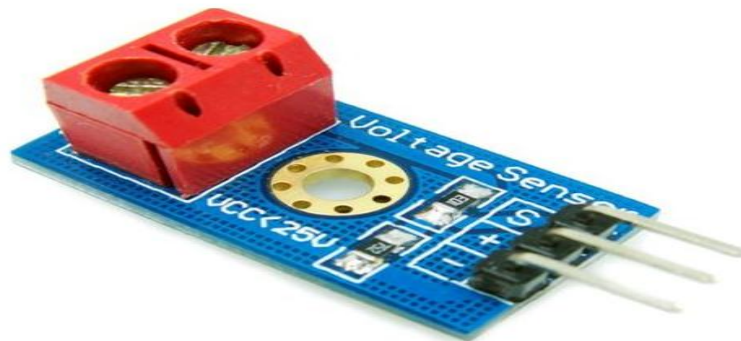
más de 25V (si el voltaje de entrada es de 3.3V utiliza sistemas de voltaje de entrada no más de 16.5V).

Utiliza tecnología AVR de microchip de 10 Bits AD, por lo que la resolución de este módulo es de aproximadamente 0.00489V (5V/1023), el cual el mínimo valor de tensión a detectar es de 0.02445V. Este módulo es compatible con la board Arduino⁷, está basado en el principio resistivo de división de tensión, puede hacer que a través de las terminales de los bornes de color rojo el voltaje de entrada disminuya hasta cinco veces.

Características del sensor:

- Voltaje de entrada: 0V~25V
- Voltaje de detección de gama: 0.02445V~25V
- Resolución de voltaje analógico: 0.00489V

Figura 83. Modulo sensor de voltaje



Fuente: <https://www.vistronica.com/component/virtuemart/sensores/modulo-sensor-de-voltaje-detail.html?Itemid=0>

5.1.4.2 Medición del voltaje de salida paneles fotovoltaicos. Para esta medida se necesitó de un sistema de reducción de voltaje el cual se hizo con 17

⁷ Es una plataforma de hardware libre, basada en una placa con un microcontrolador y un entorno de desarrollo, diseñada para facilitar el uso de la electrónica en proyectos multidisciplinarios.

resistencias de 10 k en serie (ver figura 84) para que así se facilitara su lectura con el Arduino. Antes de hacer el montaje físico se hizo una simulación en proteus⁸ para ver su funcionamiento y para encontrar la constante que multiplica la señal de salida del Arduino y poder encontrar el valor verdadero del voltaje (ver figura 85), se encontró que la constante es 16.9304413162 con esta constante se hizo en labview⁹ un programa para encontrar el valor verdadero del voltaje de salida de los paneles (figura 86).

5.1.4.3 Medición total. Se adquirieron los datos por medio de labview⁹ y el software del multímetro, para posteriormente ordenar y hacer un análisis con EXCEL.

Figura 84. Circuito reductor de voltaje con resistencias



⁸ Es una compilación de programas de diseño y simulación electrónica, desarrollado por Labcenter Electronics

⁹ Acrónimo de (Laboratory Virtual Instrumentation Engineering Workbench) es una plataforma y entorno de desarrollo para diseñar sistemas, con un lenguaje de programación visual gráfico. Recomendado para sistemas hardware y software de pruebas, control y diseño, simulado o real y embebido, pues acelera la productividad

Figura 85. Simulación en proteus

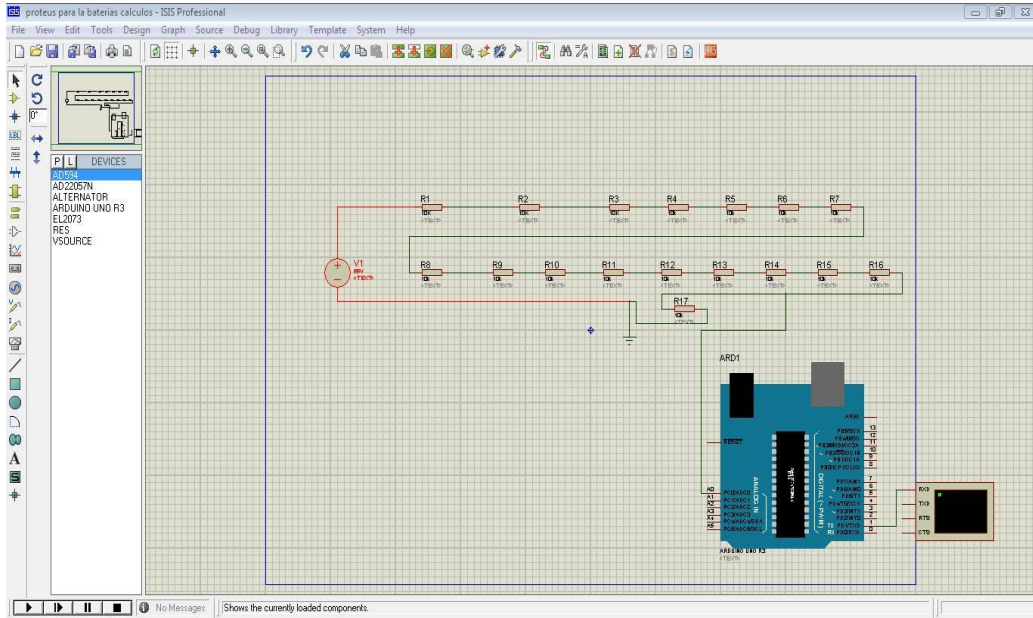
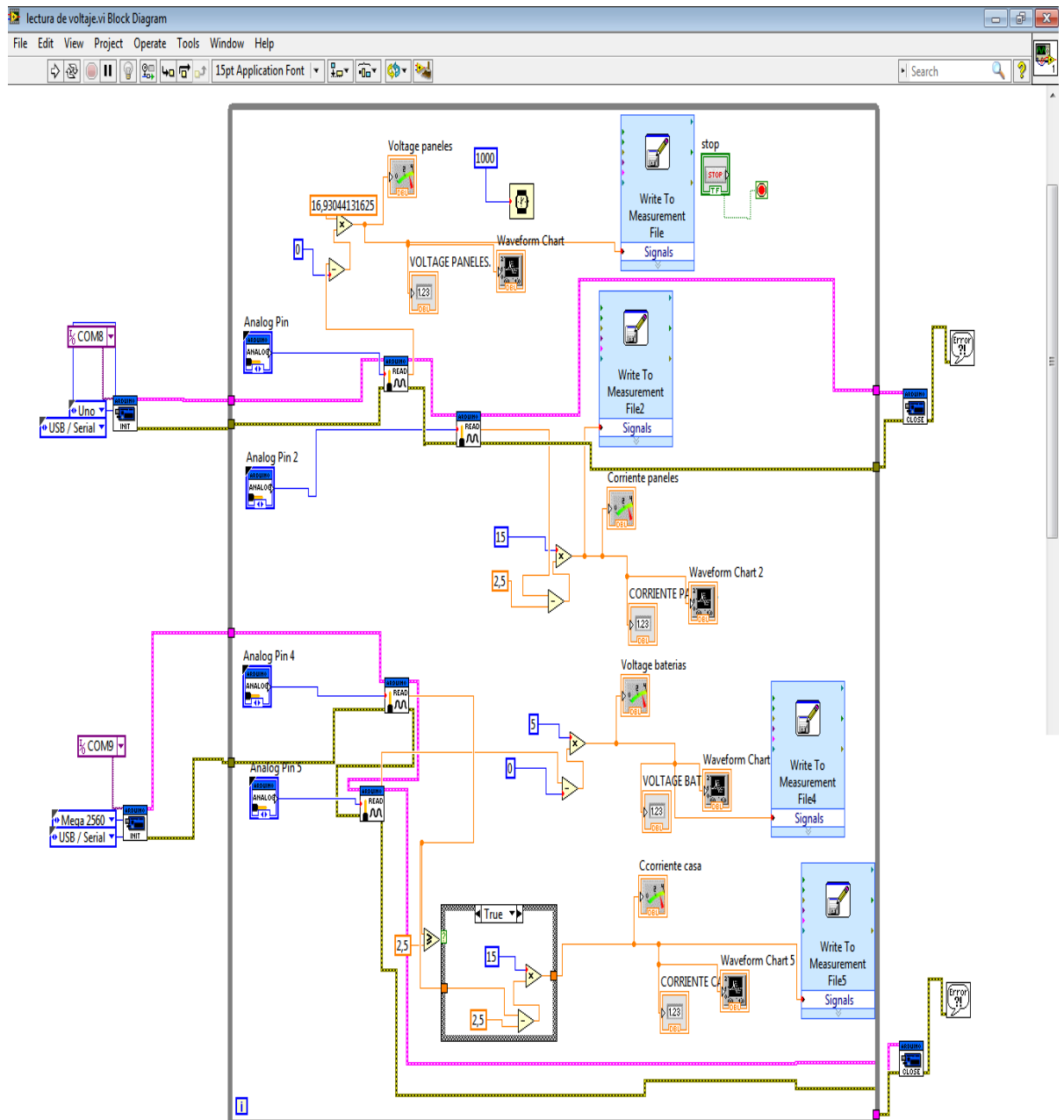


Figura 86. Software labview



5.2 TOMA DE DATOS OBTENIDOS

Se hicieron varias pruebas, durante una semana sacando el promedio de estos días en el que tendremos los siguientes datos:

- Prueba de medición de la corriente consumida en la casa
- Prueba de medición de la radiación global
- Prueba de medición de la corriente generada por los paneles fotovoltaicos
- Prueba de medición del voltaje generado por los paneles fotovoltaicos
- Prueba de medición del voltaje alterno entregado la vivienda
- Prueba de medición del voltaje que se mantiene en las baterías

5.2.1 Prueba de medición de la corriente consumida en la casa. La prueba inicia alrededor de las 8:32am, se ve claramente en la figura 87 que es muy variable dependiendo de los diferentes aparatos eléctricos que estén en funcionamiento al mismo tiempo, en la prueba nunca toca el cero (0) ya que siempre estará la nevera consumiendo energía o algún aparato puede estar en stand by, además cualquier aparato eléctrico que se encienda tendrá cierto pico, pero luego se normaliza.

5.2.2 Prueba de medición de la radiación global. Se mide la radiación global, la prueba inicio alrededor de las 8:32am, los valores de la irradiancia están dados en W/m^2 , se puede ver en la figura 88, ciertos picos entre la 1pm y las 2pm en los cuales la radiación supera los $1000 w/m^2$ y en horas de la tarde se observa como sube y baja rápidamente, este último comportamiento es usual en algún pasó de nubes.

5.2.3 Prueba de medición de la corriente generada por los paneles solares. La prueba inicio alrededor de las 8:32 am. Se observa que entre las horas de la 1:00 pm y 2:00 pm hay un aumento en la corriente de hasta 20 amperios, además cuando hay un paso de nubes la producción cae demasiado, por esta razón es importante que alrededor de los paneles no haya árboles o cuerpos extraños. Aclarando que este amperaje es de tres arreglos en serie.

5.2.4 Prueba de medición del voltaje generado por los paneles solares. Este voltaje varía respecto a la temperatura en la cual estén sometidos las celdas, esta señal captada tiene demasiado ruido por la forma como se adquirió (Véase fig.90), pero de igual forma la medición es muy buena, se observa que el voltaje producido en su mayoría está por encima de 50 volt, se aclara que esta medición no es en circuito abierto, ya que este último daría un valor aproximado de 73volt.

5.2.5 Prueba de medición del voltaje alterno entregado a la vivienda. Este voltaje es muy constante ya que viene regulado por el inversor para un funcionamiento óptimo de los aparatos eléctricos y protegerlos de cualquier baja o alta tensión, su valor siempre oscila en 119 voltios, además que su frecuencia es de 60hz. (ver fig.91)

5.2.6 Prueba de medición del voltaje que se mantiene en las baterías. Las pruebas hechas es sobre una batería al azar, se puede ver en la figura 92 que las baterías no se cargan completamente durante el día, en el cual debe llegar a un valor de 14 volt, pero que en la práctica esto no ocurre, su valor máximo es de aproximadamente 13,3 volt.

Figura 87. Gráfica de la corriente alterna consumida en la casa

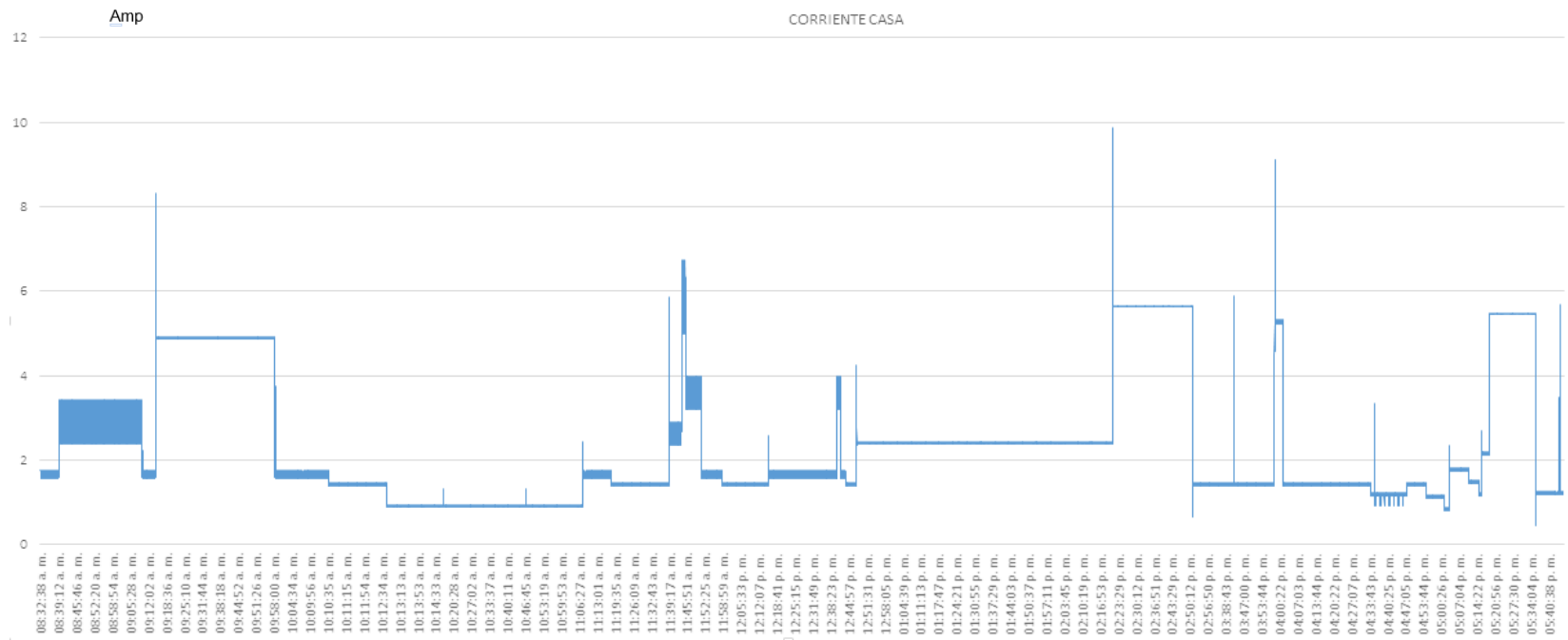


Figura 88. Gráfica de la radiación global

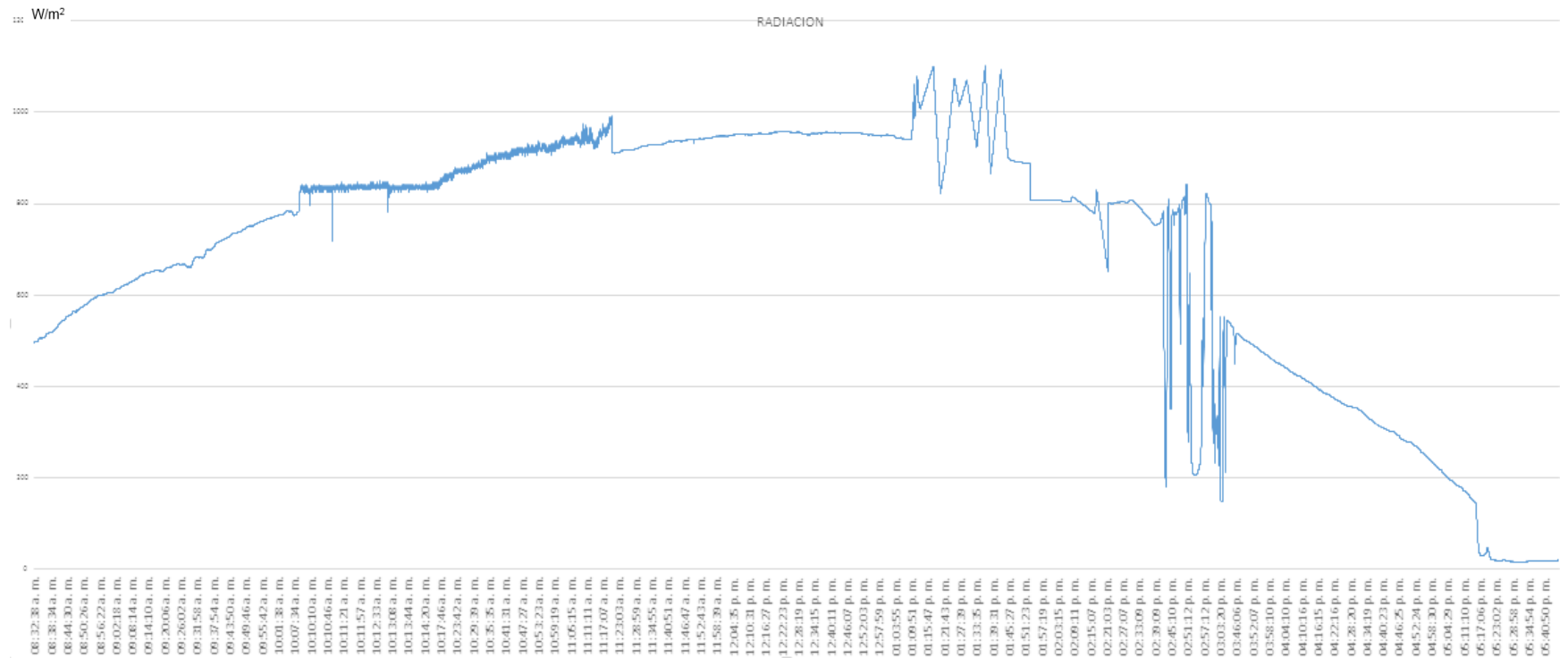


Figura 89. Gráfica de la generación de corriente de la energía fotovoltaica

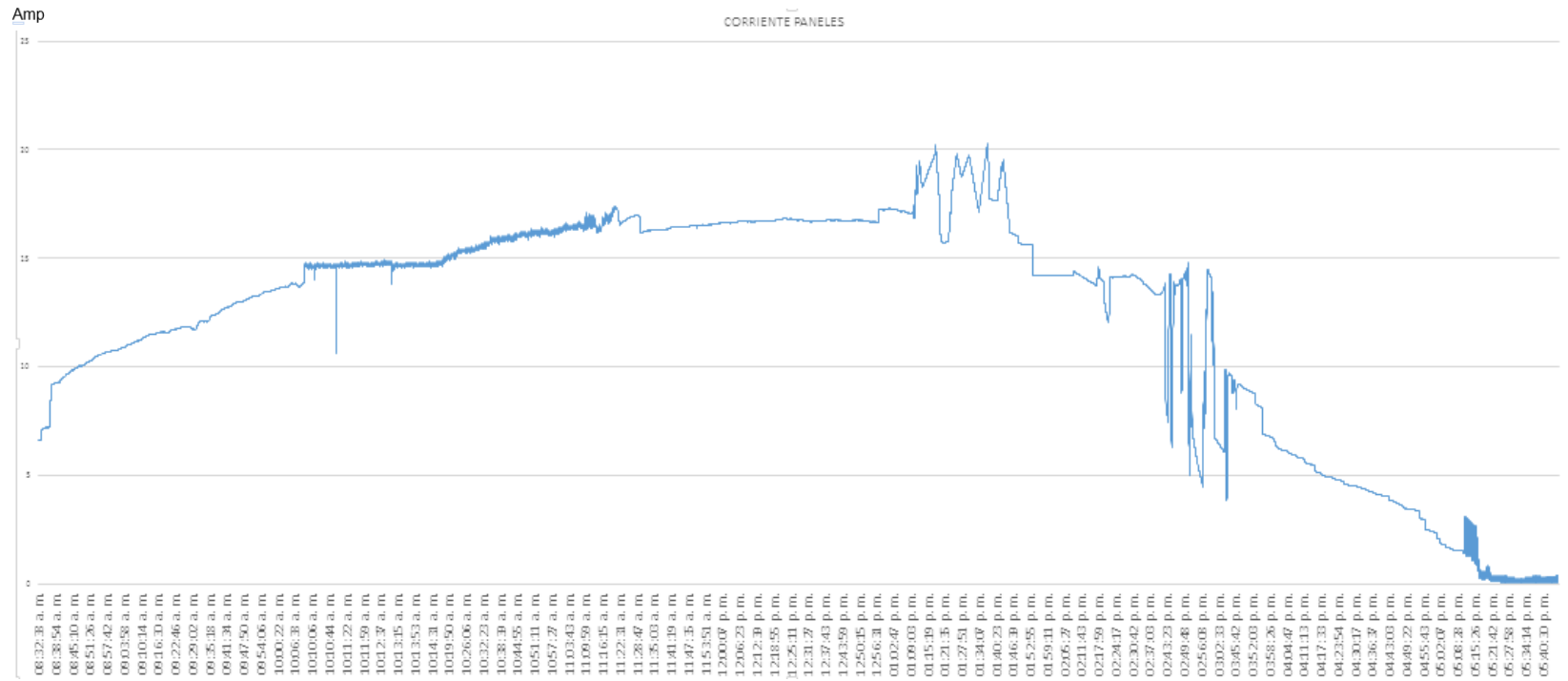


Figura 90. Gráfica voltaje generado por los paneles solares

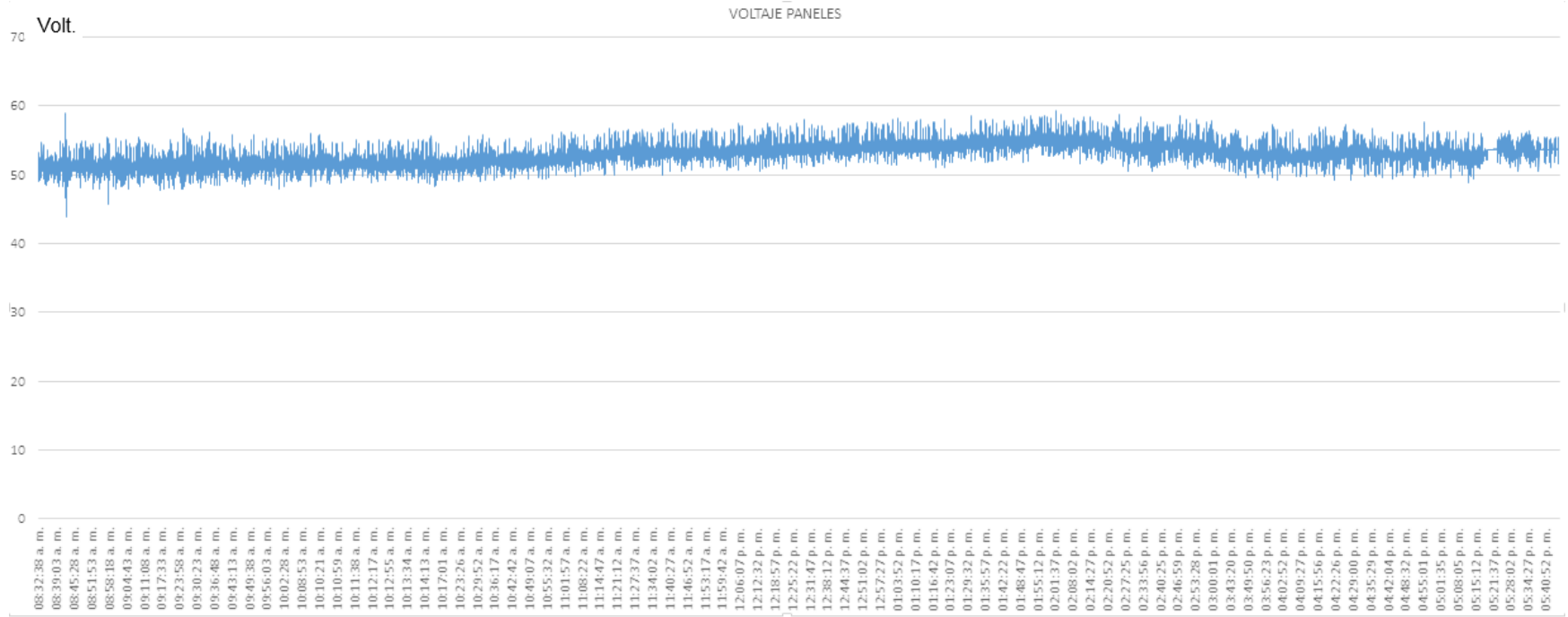
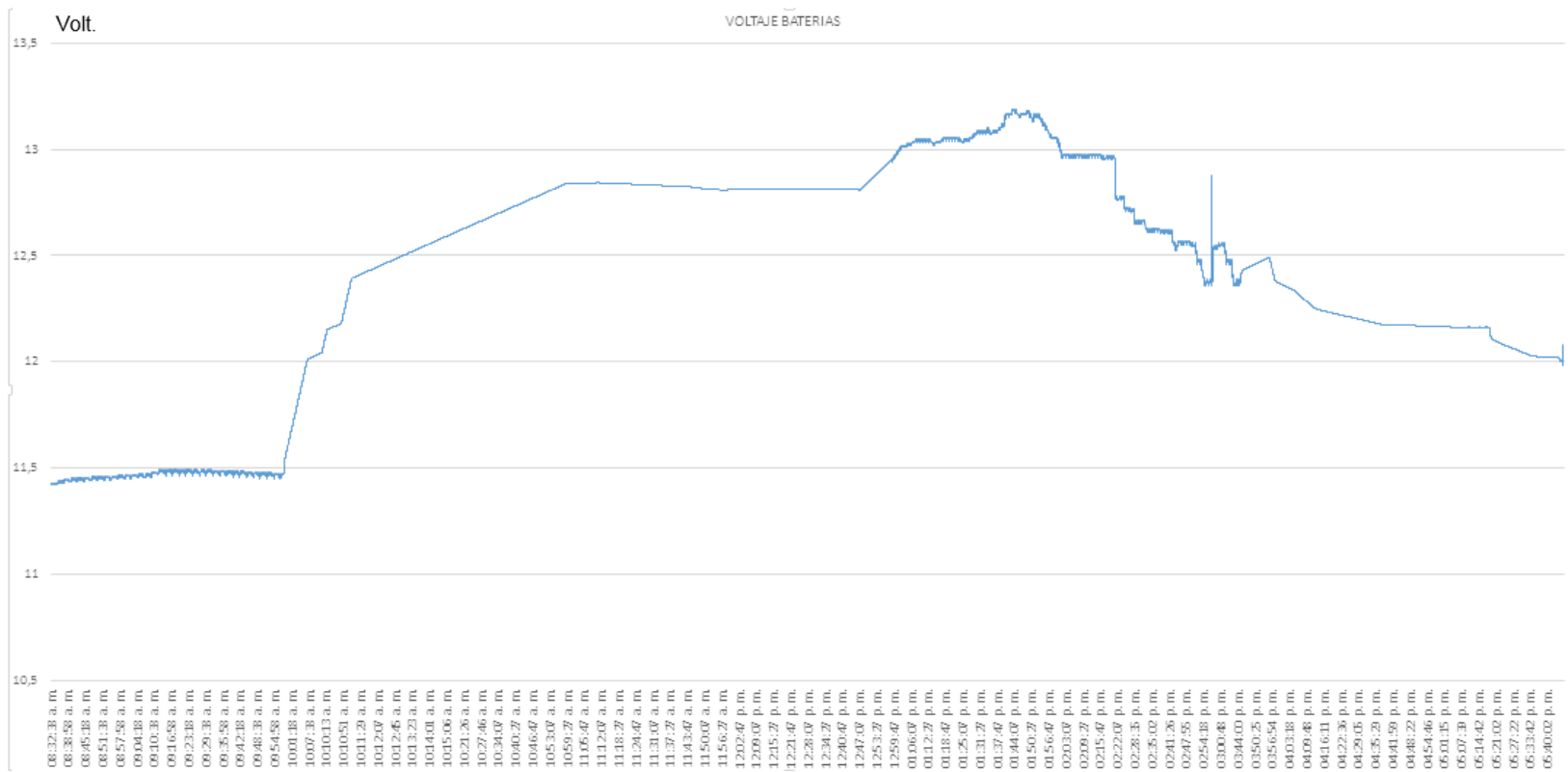


Figura 91. Gráfica voltaje alterno entregado a la vivienda



Figura 92. Gráfica voltaje baterías



5.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta sección se hizo el análisis a dos comportamientos de varios datos al tiempo, como lo fueron:

- Análisis del comportamiento de la corriente generada, radiación solar y voltaje de las baterías.
- Análisis del comportamiento de la Potencia aparente consumida y la Potencia generada

5.3.1 Análisis del comportamiento de la corriente generada, radiación solar y voltaje de las baterías. (ver fig.93) En el periodo de las 9am, cuando el consumo es de 5 amperios aproximadamente, se notó que el voltaje de la batería no varía mucho porque la energía que se genera con los paneles fotovoltaicos se utiliza en abastecer la casa. La corriente recomendada para cargar las baterías siempre es de 1/10 de la capacidad de los acumuladores, en este caso sería de 15,5 amperios la referencia, se puede observar que solo en un periodo de aproximado de 4 horas se cumple con este rango aunque por periodos muy cortos superando este límite.

5.3.2 Análisis del comportamiento de la Potencia aparente consumida y la Potencia generada. (ver fig.94) La potencia aparente es la energía que las baterías deben suministrar ciertos momento, en esta potencia se incluye la potencia activa de los aparatos eléctricos junto con las pérdidas del sistema, en la gráfica se puede ver porque son necesarias las baterías en estos tipos de sistemas; cuando los aparatos eléctricos los encienden, siempre habrá un pico de consumo muy alto como se ve en la gráfica por lo cual debe suplirlos las baterías, la potencia generada puede alcanzar picos aproximadamente de 1122 watt, además con los datos obtenidos se puede concluir la eficiencia de los paneles.

*Area de cada celda solar = Base celda * Altura celda* **Ecuación (22)**

$$\text{Area de cada celda solar} = 6\text{pulg} * 6\text{pulg} * \frac{2,54^2}{10000} = 0,02322576\text{m}^2$$

Area total de todas las celdas =

*Area de cada celda solar * Numero de celdas por modulos *
Numero de modulos instalados* **Ecuación (22)**

$$\text{Area total de todas las celdas} = 0,02322576\text{m} * 36 * 12 = 10,03352832\text{m}^2$$

Potencia nominal de todos los paneles(W) =

$$\text{Area total de todas las celdas(m}^2) * \frac{1000\text{W}}{\text{m}^2}$$
 Ecuación (23)

$$\begin{aligned}\text{Potencia nominal de todos los paneles} &= 10,03352832\text{m}^2 * \frac{1000\text{W}}{\text{m}^2} \\ &= 10033,52832\text{Watt}\end{aligned}$$

$$\text{Potencia generada alcanzada} = 1122\text{watt}$$

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Potencia generada alcanzada}}{\text{Potencia nominal de todos los paneles}}$$
 Ecuación (24)

$$\text{Eficiencia} = \frac{1122\text{watt}}{10033,5\text{ watt}} = 11,18\%$$

La eficiencia de los paneles incluyendo las perdidas en cables de la instalación es de 11,18

Figura 93. Gráfica del comportamiento de la corriente generada, radiación solar y voltaje baterías

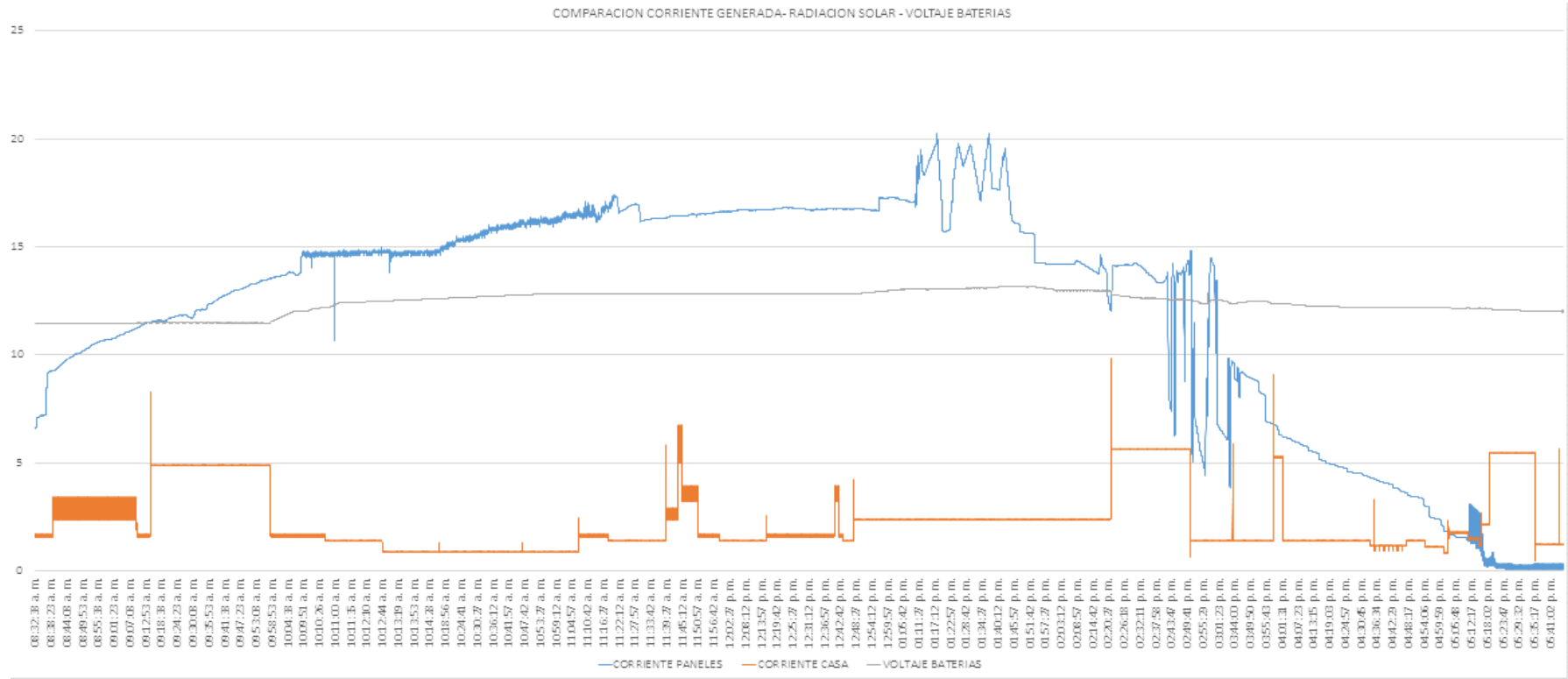
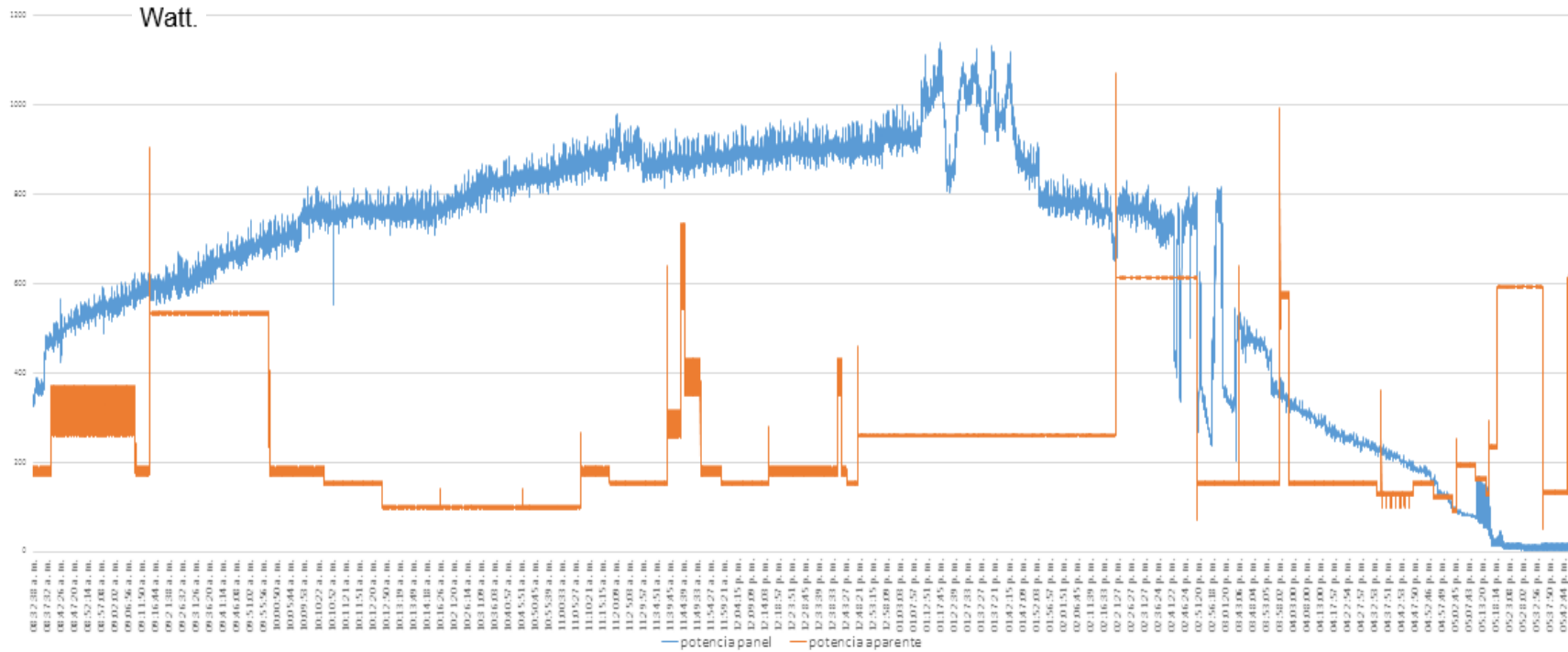


Figura 94. Gráfica del comportamiento de potencia aparente consumida y la potencia generada

COMPARACION POTENCIA APARENTE REQUERIDA CON LA POTENCIA GENERADA



5.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DEL AHORRO DE ENERGÍA Y DINERO QUE SE OBTIENE AL IMPLEMENTAR LOS PANELES, CON RESPECTO AL RECIBO DE LA COMPAÑÍA ELÉCTRICA ESSA

En esta sección se hará un análisis socio-económico, en el que se incluyen los siguientes aspectos

- Clima del municipio del Socorro
- Ahorro de energía y dinero en el primer mes de uso del sistema fotovoltaico
- Ahorro de energía en el periodo julio-agosto
- Estimación del ahorro de energía y dinero en temporada lluviosa
- Estimación del ahorro de energía y dinero a un año
- Ahorro de dinero y energía esperado en 20 años de uso del sistema

5.4.1 Clima del municipio del socorro. El Socorro es un municipio del departamento de Santander que está a una altura de 1230 metros sobre el nivel del mar (msnm) su temperatura máxima es de 33°C y la mínima es de 11°C teniendo como promedio 24°C , por lo cual podemos decir que es un lugar muy bueno para nuestro proyecto, por estar nuestro municipio en la zona ecuatorial se pronostica que si bien en Colombia no hay estaciones y el clima de cada región se mantiene relativamente estable durante todo el año, se presentan ligeras variaciones según sea época de (temporada seca) o de (temporada de lluvias). La temporada seca suele ser en diciembre-enero y en julio-agosto y la de lluvias en abril-mayo y octubre-noviembre, aunque esto puede variar bastante.

El valor del kilo watt hora (kwh) para Colombia puede variar por causa del clima, si es temporada seca aumentará su costo, mientras si es temporada de lluvia el valor disminuirá, aunque no es mucha la variación puede ocasionar un incremento o disminución del valor del servicio público. Al igual en el recibo va incluido el valor del alumbrado público que es el 15% del valor total del recibo, también para cada

estrato hay un respectivo subsidio por parte del gobierno en nuestro caso la casa está situada en un sector estrato 3 y el subsidio es de 15% del valor total, por lo cual podemos decir que esos dos valores se anularan y siempre el coste del recibo será el consumo por el valor del kWh.

5.4.2 Ahorro de energía y dinero en el primer mes de uso del sistema fotovoltaico. Se tiene presente el último pago del recibo del servicio público cuando no estaba instalado el sistema fotovoltaico, que estaba facturado en el periodo del 29 de mayo de 2014 hasta el 27 de junio de 2014(ver fig.95 y 96) donde su consumo es=156kWh/mes y el valor del recibo fue de=**\$ 61342,32**.

Figura 95. Consumo de energía según recibo ESSA del 29 de mayo de 2014 hasta el 27 de junio de 2014

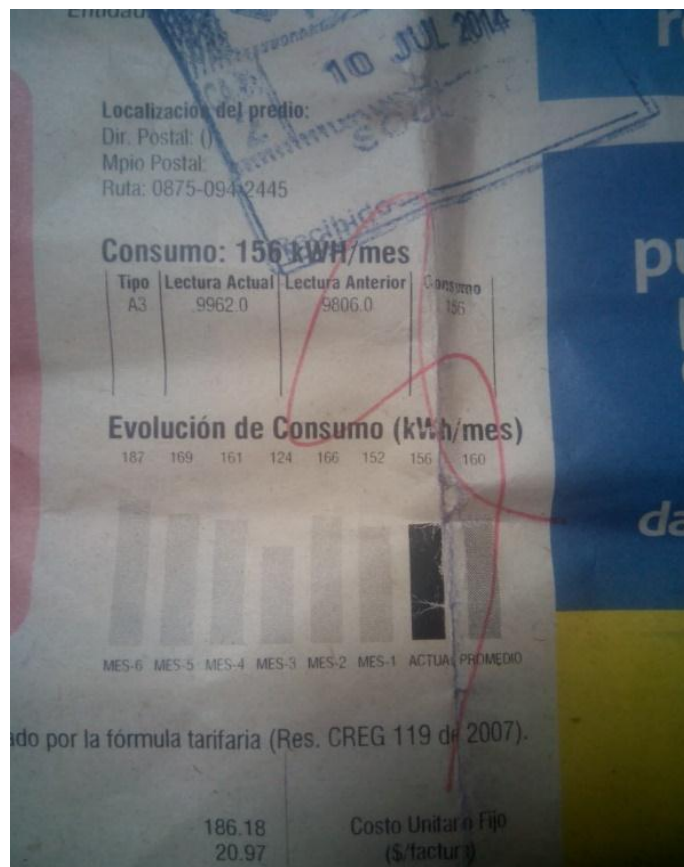


Figura 96. Valor a pagar según recibo ESSA del 29 de mayo de 2014 hasta el 27 de junio de 2014 de consumo

Idioma:	894-0875-094-2445	Marca:	1
Clase de usuario:	1 RESIDENCIAL	Factor:	1
Estrato / Nivel:	3 / 1	Círculo:	5-1
Tarifa:	1 GENERICA	Tipo:	A3
Subestación:	82 SOCORRO	% consumo kWh/mes AC	
Circuito:	82501 SOCORRO-CATEDRAL	Indicadores de calidad	
Transformador:	0875282	Indicador de calidad	Adm
Nivel de Tensión:	1	DES	5
Código CU:	22 Prop Essa	FES	17
Carga adicional:	0	Grupo: 3	Dem
Cuentas Areas Comunes:		Liquidación emp	
Liquidación del servicio de energía eléctrica			
Concepto	Valor mes	Saldo	Empresa:
Consumo Activa	\$ 61,342	58,597	Categoría:
Subsidio	\$ -7,668	-7,517	Estrato:
Intereses Mes	\$ 255	0	

En el periodo facturado que va desde el 28 de junio de 2014 hasta el 29 de julio de 2014 (ver fig. 97) ya se encontraban en uso los paneles, los cuales iniciaron operación aproximadamente el 9 de julio y se aprecia una gran disminución de consumo de kWh en el recibo, el cual redujo casi la mitad del consumo.

Ahorro de energía periodo junio-julio= (Consumo periodo facturado mayo-junio) – (Consumo periodo facturado junio-julio) **Ecuación (25)**

Ahorro de consumo de energía periodo Junio-Julio= 156 kWh – 83 kwh = **73 kWh** (ver fig.98)

Según el recibo de energía (ver fig.97) el valor a pagar periodo junio-julio = \$ **33291**

Con esto se observa que el servicio público disminuyó considerablemente del periodo facturado entre mayo-junio y junio-julio.

\$ 61342,32- \$ 33291 = \$ 28051,32 (ver fig.99)

El cual fue el ahorro de dinero en el periodo facturado

Figura 97. Consumo de energía y pago según recibo ESSA del 28 de Junio de 2014 hasta el 29 de julio de 2014

ESSA
Grupo-epm

Nº. 888.261.230 F
Carrera 18 No. 24-25 Bucaramanga, Santander, Colombia
Creador del 5773 888.8162 Fax: 5773 847 3076
www.essa.com.co

ACTIVIDAD ECONÓMICA REGISTRADA EN EL S.E. 0000
REGISTRADO EN: 1993-01-05-1088

Número de cuenta
1209263 - 6

Cliente:
SILVA RIVERA EULALIA
NIT/C.c.: 37943628
CRA 15 3-57 PISO 2
SOCORRO, SANTANDER
Tel:
Etidad:

¡Hagamos cuentas!

Un bombillo de 20 W ilumina igual que uno de 100 w y ahorras el **80%** en el consumo de energía.

Usa tu energía de forma eficiente

Felicitaciones:
Está al día en su pago
Valor a Pagar: \$33,291
Pago oportuno hasta: AGO/15/2014
Suspensión desde: AGO/15/2014

Periodo facturado
Desde: 26 JUN/2014
Hasta: 29 JUL/2014
Días Facturados: 32
Fecha último pago: 19 JUL/2014
Valor del último pago: \$123,000
Total impuesto AP: \$4,994
Factura de venta
No. 101404014
Expedición: 01/AGO/2014
Número para pago electrónico: 120926362

Localización del predio:
Dir. Postal: 0
Módulo Postal:
Ruta: 0875-094-2445

Consumo: 83 KWH/mes

Tip	Lecheta Actual	Lecheta Anterior	Consumo
AS	10040.0	10120.0	83

Evolución de Consumo (kWh/mes)

Información de su tarifa
El valor de su factura de energía está determinado por la fórmula tarifaria (Res. CRED 119 de 2007).

Fórmula Tarifaria:

Concepto	Valor	Costo Unitario Fija (\$ factura)
Generación (G)	178.13	
Transmisión (T)	20.07	
Distribución (D)	145.24	
Comercialización (Cv)	38.45	Cuf = 0.0
Pérdida (P)	32.16	
Remuneración (R)	5.43	
CSV (S.V.A.B.)	421.87	- Subsidio 15.00% + Contribución %
Costo Total por kWh consumido en el periodo.		

Desprendible de pago número de cuenta 1209263 - 6
Este es el valor que usted paga por el servicio de energía y otros conceptos.

Valor a pagar: \$28,297 Pago oportuno hasta: AGO/15/2014
NUNCA ESTA FACTURA SE SUSPENDERÁ EN LA FECHA INDICADA
Si cancela después de la fecha de pago oportuno, se cobrarán intereses de mora de 90% M.V.

Cliente: SILVA RIVERA EULALIA
NIT/C.c.: 37943628
CRA 15 3-57 PISO 2
Teléfono:

Impuesto de alumbrado público
Este es el valor que usted paga por el impuesto de alumbrado público conforme al anexo municipal 017 de Julio 12 de 2014 del municipio de SOCORRO. Si tiene inquietudes o sugerencias sobre la liquidación de su impuesto de alumbrado público, comuníquese con la oficina de su municipio a la vía 7272950. Conserve condiciones uniformes, cláusula 25.

Concepto	Valor
Base Gravable	\$ 33,290
Tarifa impuesto alumbrado público (AP)	75%
Impuesto municipal alumbrado público	\$ 4,994
Saldo anterior	\$ 0
Total impuesto AP	\$ 4,994

Al momento de pago del impuesto aplican intereses hipotecarios conforme al artículo 830 de Estatuto Tributario Nacional y régimen de crédito hipotecario. Consta la presente liquidación precede el amparo de reconstrucción, art. 729 E.T.R. Si está interesado en esta liquidación, debe ser cancelado en los bancos y puntos autorizados para el pago del servicio de agua electrica.

Número de referencia de pago / Número para pago electrónico: 120926362

Figura 98. Consumo de energía (kWh/mes) Mayo-Junio y Junio-Julio

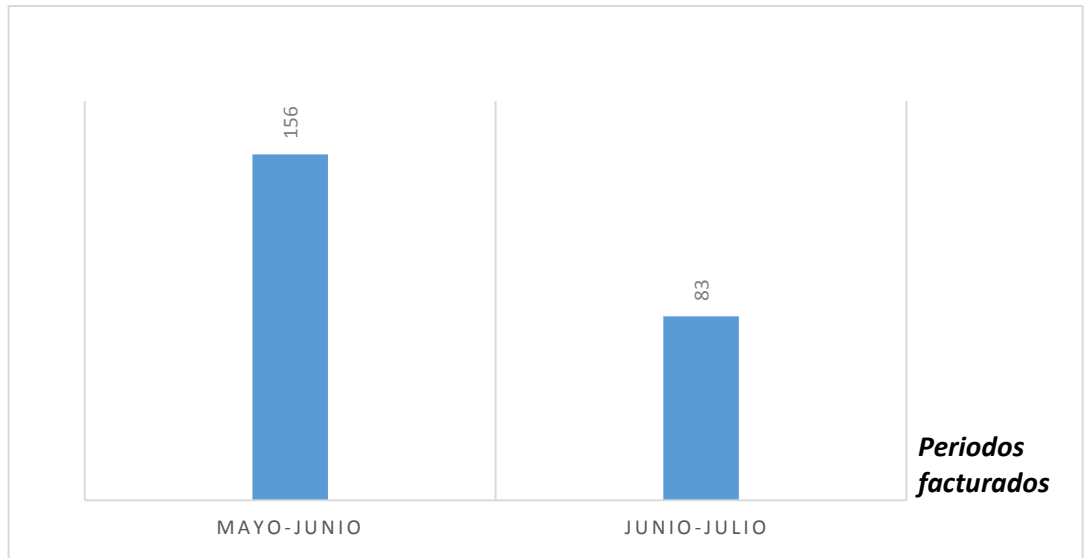
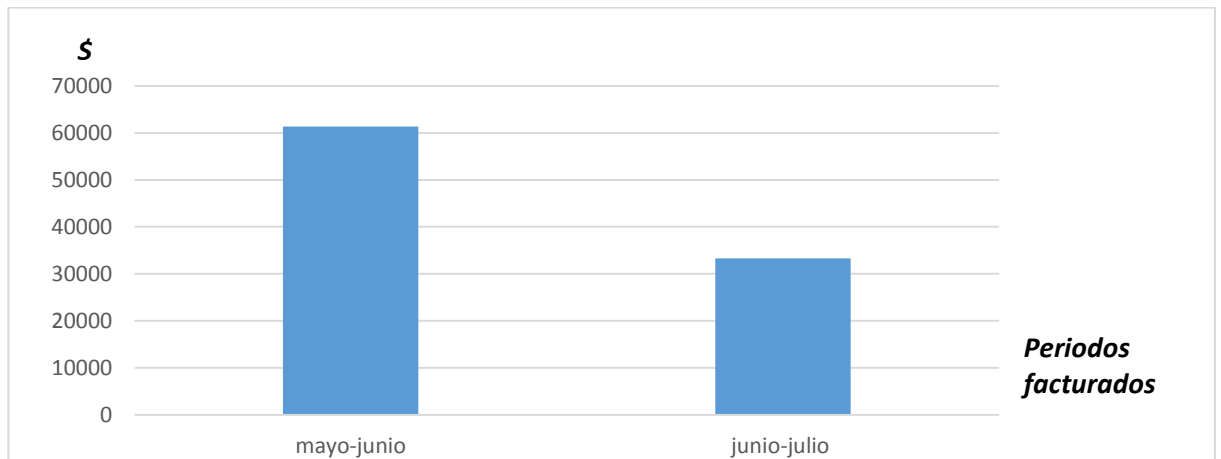


Figura 99. Valor del recibo del servicio público Mayo-Junio y Junio-Julio



5.4.3 Ahorro de energía en el periodo Julio-Agosto. A diferencia del periodo anterior en este el sistema fotovoltaico funcionaron todo el mes por lo cual se puede encontrar el verdadero ahorro que se da con el sistema híbrido funcionando, en este mes el valor del recibo esta por \$19898 (ver figura 100)

donde se observa que el valor del KWh es de \$ 388.44 (figura 101) y se consumieron 55 kWh.

Figura 100. Recibo de energía periodo 30 julio- 28 Agosto



Grupo-epm

BO 890 200 200 1
Carrera 40 No. 24 de Boyacá, Bogotá, Colombia
Código Postal: 01073 800 8103 Fax: 01073 840 8108
web site: http://www.essa.com.co

SEMPRE TRABALHANDO PARA MELHORAR A QUALIDADE DO SEU SERVIÇO
SEMPRE TRABALHANDO PARA MELHORAR A QUALIDADE DO SEU SERVIÇO

Número de cuenta
1209263 - 6

Cliente:
SILVA RIVERA EULALIA
N.A.C.: 37943628
CRA 15 3-57 PISO 2
SOCORRO, SANTANDER
Tel:
E-mail:



**En amor y amistad
déjate ayudar.**

**Aprovecha los beneficios de financiar
y ponerte al día con Pacto.**

Felicidades:
Está al día en su pago
Valor a Pagar: \$19,898
Pago oportuno hasta: **SEP/16/2014**
Suspensión de corte: **SEP/17/2014**

Periodo facturado
Desde: **30 JUL 2014**
Hasta: **28 AGO 2014**
Días Facturados: **29**
Fecha último pago: **15 AGO 2014**
Valor del último pago: **833,291**
Total impuesto AP: **3,375**

Factura de venta
No. 102117331
Expedición: **01 SEP 2014**
Número para pago electrónico: **120926363**

Localización del predio:
Dir. Predio: ()
Mano Postal:
Ruta: **0875-094-0445**

Consumo: 55 KWH/mes

Tip	Letra A Actual	Letra A Anterior	Consumo
Residencial	100000	100000	55

Evolución de Consumo (kWh/mes)



Información de su tarifa
El valor de su tarifa de energía está determinado por la fórmula tarifaria (Res. CREG 119 de 2007)

Fórmula Tarifaria:

Concepto	Valor	Concepto	Valor
Generación (G)	150.46	Costo Unico Fin	(\$ facturado)
Transmisión (T)	20.72	Costo = 0	
Distribución (D)	142.33		
Comercialización (CV)	26.87		
Pérdidas (P)	28.11		
Restricciones (R)	2.25		
CVU (\$/KWH)	388.44	Servicio 15.00%	
		+ Contribución %	

Costo total por kWh consumido en el periodo:

Desprendible de pago número de cuenta 1209263 - 6
Este es el valor que usted paga por el servicio de energía y otros conceptos.

Valor a pagar: \$16,523 Pago oportuno hasta: SEP/16/2014
SIEMPRE ESTA FACTURA SE SUSPENDERÁ EN LA FECHA INDICADA.
Si paga después de la fecha de pago oportuno, se cobrarán intereses de mora de .50% M.V.

Cliente: SILVA RIVERA EULALIA
N.A.C.: 37943628
CRA 15 3-57 PISO 2
Tel:

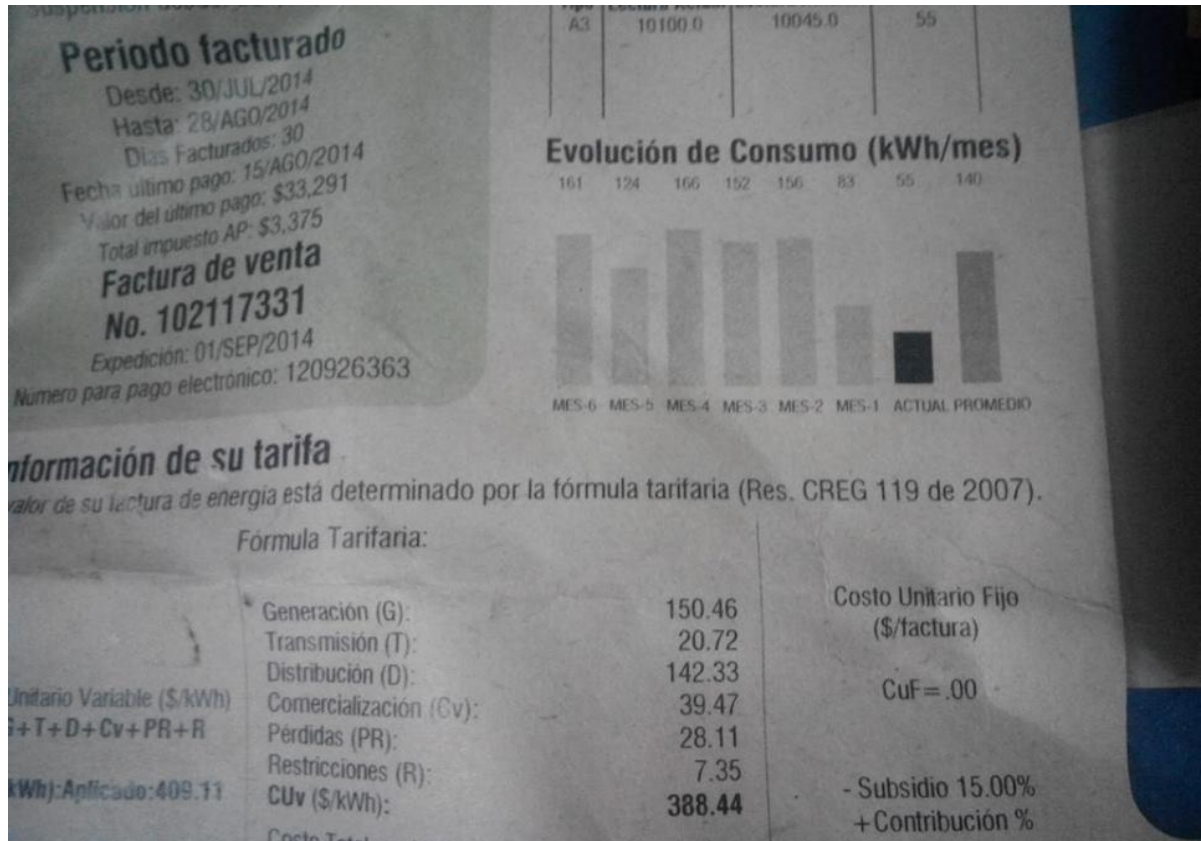
Impuesto de alumbrado público
Este es el valor que usted paga por el impuesto de alumbrado público conforme al acuerdo municipal del 07 de Julio 12 de 2014 del municipio de SOCORRO Si tiene sugerencias o sugerencias sobre la aplicación de su impuesto de alumbrado público, comuníquese con la oficina de su municipio a la línea 2222590 Consulte condiciones adicionales. (Anexo 25)

Concepto	Valor
Base Gravable	\$ 22,501
Tarifa impuesto alumbrado público (IAP)	15%
Impuesto municipal alumbrado público	\$ 3,375
Subto anterior	\$ 0
Total impuesto AP	\$ 3,375

La forma de pago del impuesto de alumbrado público conforme al artículo 100 del Estatuto Tributario Nacional y el artículo 16 del Código de Comercio. Toda la presente basándose en el artículo de recomposición del 2012. El valor determinado en esta liquidación, debe ser cancelado en los bancos y puntos autorizados para el pago del servicio de alumbrado público.

Número de referencia de pago / Número para pago electrónico: 120926363

Figura 101. Valor del kWh en el periodo 30 de julio- 28 de Agosto



Se considera que en este mes es temporada seca y el promedio de consumo de energía es de 156 kWh, por lo cual el ahorro de energía sería:
 $156 \text{ kWh} - 52 \text{ kWh} = \mathbf{104 \text{ kWh}}$ (ver fig.102).

En la figura 103 se aprecia el valor del servicio de este periodo con respecto al de los periodos anteriores.

Concluyendo que el ahorro con respecto al recibo de 2 meses atrás es de:
 $\mathbf{\$ 61342.32 - \$ 19898 = \$ 41444,32}$

Figura 102. Comparación del consumo de energía (kWh/mes)

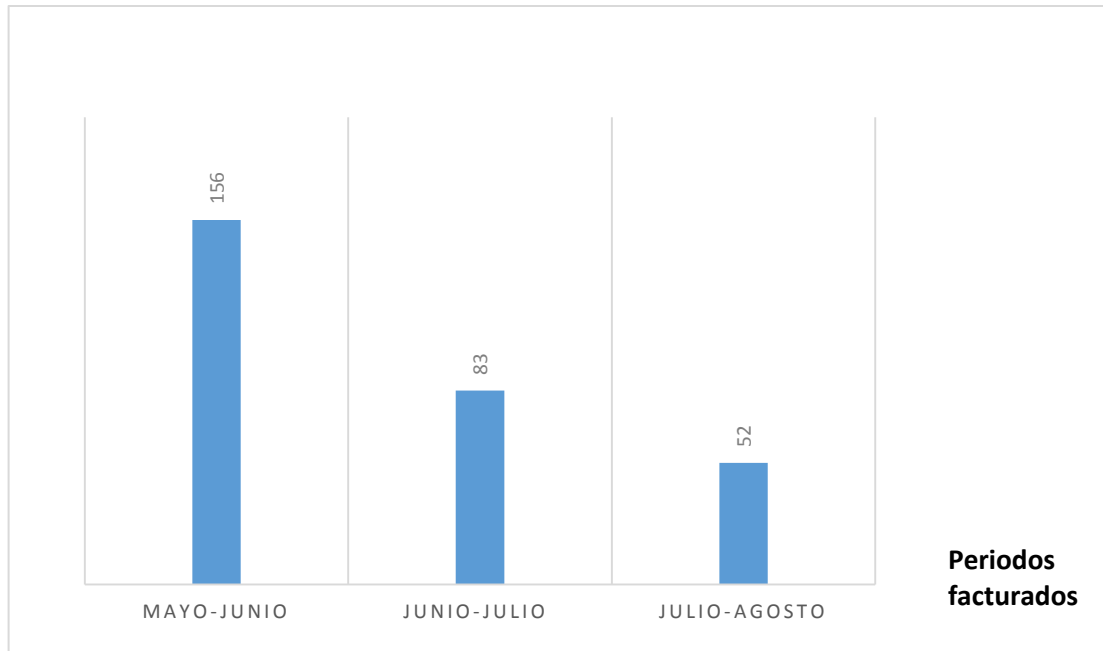
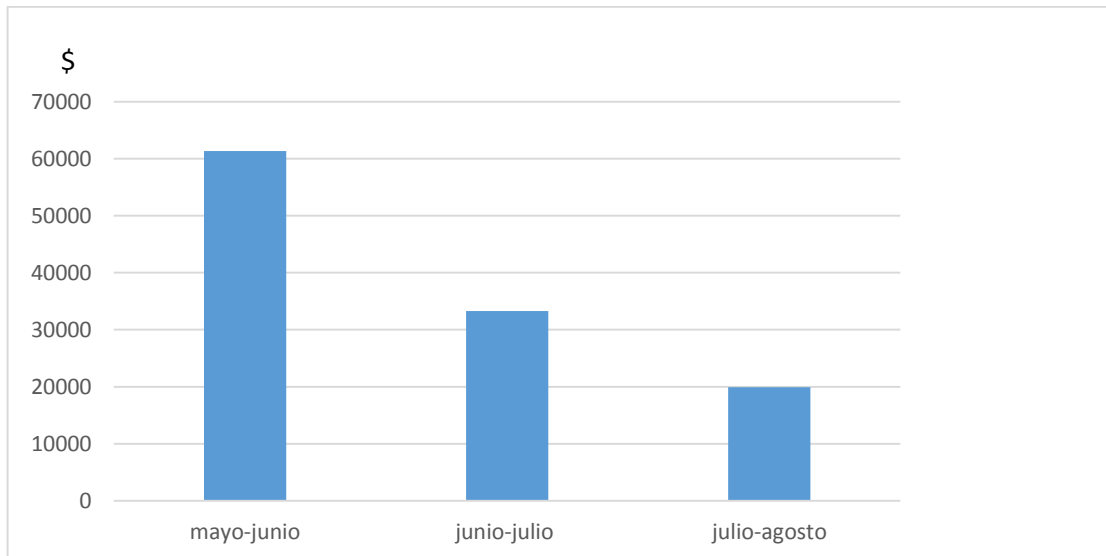
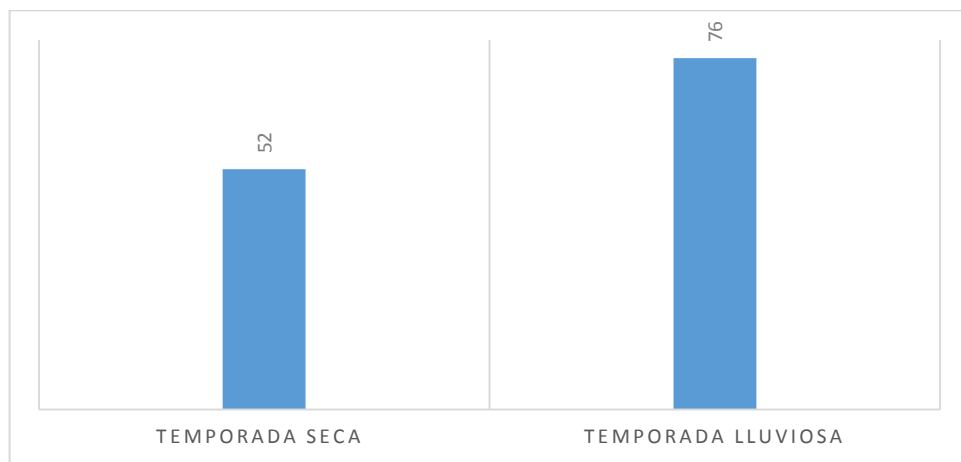


Figura 103. Valor del recibo del periodo de Julio-Agosto con respecto a los periodos anteriores



5.4.4 Estimación del ahorro de energía y dinero en temporada lluviosa. Se estima que para la temporada de lluvia, el consumo aproximado sea del 50% más de lo que es en temporada seca, ya que en este periodo el sistema fotovoltaico no generara la misma energía, por lo cual se supone un consumo de 76 kWh para el estudio (ver fig.104). También se supone el costo del kWh como \$401.08

Figura 104. Comparación del consumo de energía kWh/mes estimado en las dos temporadas



Ahorro del consumo de energía:

$$156 \text{ kWh} - 76 \text{ kWh} = 80 \text{ kWh}$$

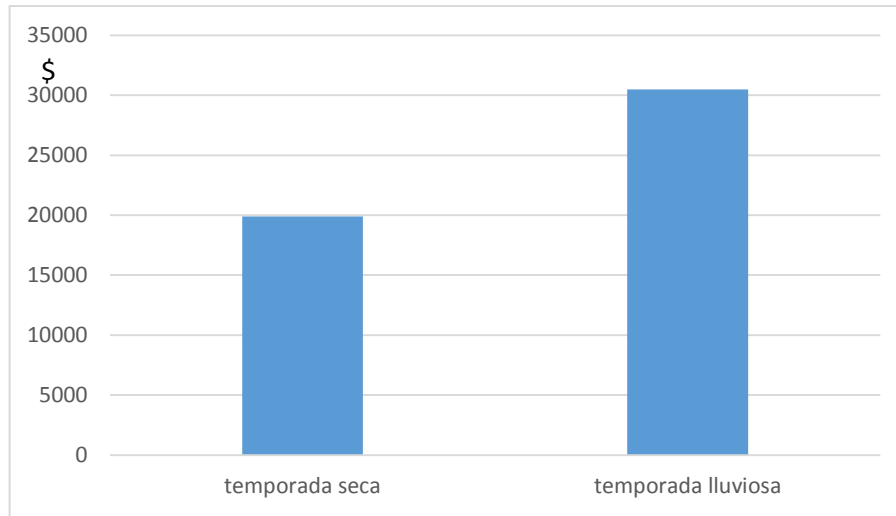
Valor del recibo esperado:

$$401.08 * 76 \text{ kWh} = \mathbf{\$ 30482,08}$$
 (ver fig.105)

Ahorro de dinero en temporada lluviosa esperado:

$$\mathbf{\$ 61342.32 - \$ 30482,08 = \$ 30860,24}$$

Figura 105. Valor estimado de los recibos en las dos temporadas



5.4.5 Estimación del ahorro de energía y dinero a un año. Como en el país solo hay dos temporadas se asume que 6 meses sean de lluvia y seis meses de tiempo seco, aunque puede haber variaciones.

AHORRO DE ENERGIA: El promedio de ahorro por mes de energía en temporada seca es de 104 kWh y en temporada lluviosa de 80 kWh, estos hallados previamente, por tal razón en un año se tendrá un ahorro de:

$$(104 \text{ kWh} * 6) + (80 \text{ kWh} * 6) = \mathbf{1104 \text{ kWh}}$$

El ahorro de energía en el año será de 1104kWh

AHORRO ECONOMICO: El promedio de ahorro por mes de energía en temporada seca es de \$ 41.444,32 y en temporada lluviosa de \$ 30.860,24, estos hallados previamente, por tal razón en un año se tendrá un ahorro de:

$$(\$ 41.444,32 * 6) + (\$ 30.860,24*6)= \mathbf{\$469827,36}$$

El ahorro de dinero en un año será de \$469827,36

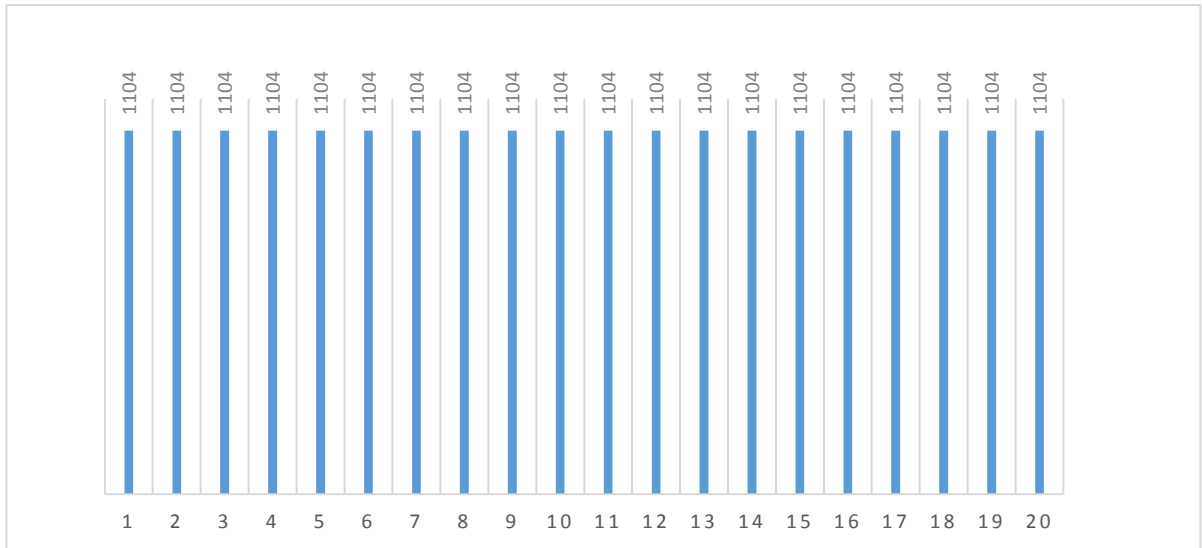
5.4.6 Ahorro de dinero y energía esperado en 20 años de uso del sistema.

AHORRO DE ENERGIA ESPERADO: El sistema fotovoltaico tiene un promedio de vida de 20 años por lo cual ahora se calcula el ahorro esperado en esos años, el ahorro de energía se espera sea constante en el tiempo de uso del sistema fotovoltaico, asumiendo que los módulos mantendrán la misma eficiencia

Ahorro de energía:

1104 kWh * 20 años = **22080 kWh** (ver fig.106)

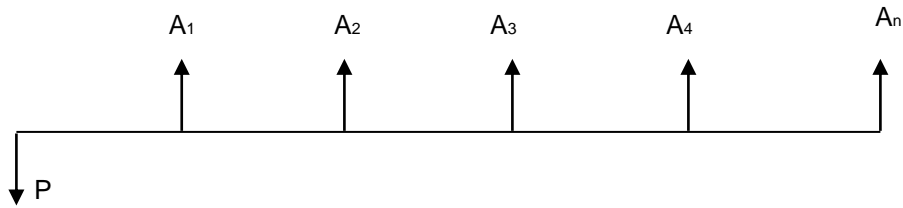
Figura 106. Ahorro de energía por año



AHORRO DE DINERO ESPERADO:

El VPN es una cifra monetaria que resulta de comparar el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos.

Figura 107. Representación VPN



Se requiere entonces estimar flujos netos de efectivo (A). El diagrama anterior muestra el flujo de caja, donde se parte de una inversión (P), y conociendo la tasa de interés (i). La ecuación del VPN se plantea de la siguiente forma:

$$VPN(i) = -P + \frac{A_1}{(1+i)^1} + \frac{A_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{A_N}{(1+i)^N}$$

Ecuación (25)

La inversión total en el sistema fotovoltaico estará ligada al mantenimiento de los módulos fotovoltaico, cambio de baterías y la inversión inicial de la compra de los componentes, distribuidos así:

- La inversión inicial esta descrita con detalle en el Anexo D, cuadrado 15, este será de \$10545000
- Cambio de baterías se estima en \$1600000 cada 5 años
- Además se dispondrá de un costo de mantenimiento anual y de pagos de recibos de \$300000

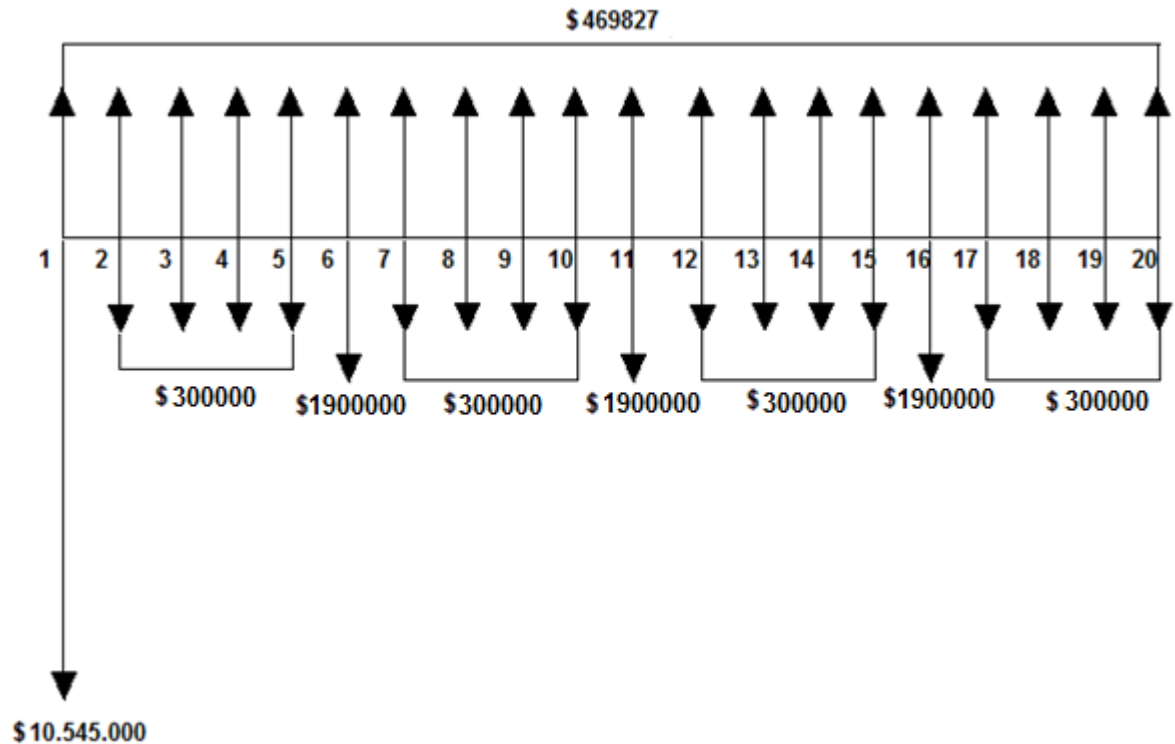
Conociendo la utilidad del VPN se procede a calcular el valor presente neto en dos situaciones

- Cuando el sistema fotovoltaico está en funcionando
- Cuando el sistema fotovoltaico está totalmente fuera de servicio

5.4.6.1 Análisis entre la inversión y el ahorro del sistema fotovoltaico.

Se hace un análisis del VPN, para ver la viabilidad del proyecto, incluyendo una línea de tiempo con todo el ahorro e inversión del sistema.

Figura 108. Línea de tiempo VPN sistema fotovoltaico



Dónde:

VPN: Valor presente neto

A: Ahorro en el año 1 (\$ 469.827)

i : Interés (3.3¹⁰%)

n : Número de años de duración del proyecto (20 años)

¹⁰ TRADING ECONOMICS. Colombia-Tasa de interés (online) New York City- Lisboa.Ene.2014. Disponibilidad y acceso en la web: <<http://es.tradingeconomics.com/colombia/inflation-cpi>>

Utilizando la ecuación 25, se tendrá el VPN del sistema.

$$\begin{aligned}
 VPN = & \frac{-1054500}{1,033^1} + \frac{469827}{1,033^1} - \frac{87000}{1,033^2} + \frac{469827}{1,033^2} - \frac{87000}{1,033^2} + \frac{469827}{1,033^3} - \frac{87000}{1,033^3} + \frac{469827}{1,033^4} - \frac{87000}{1,033^4} \\
 & + \frac{469827}{1,033^5} - \frac{87000}{1,033^5} - \frac{1687000}{1,033^6} + \frac{469827}{1,033^6} - \frac{87000}{1,033^7} + \frac{469827}{1,033^7} - \frac{87000}{1,033^8} + \frac{469827}{1,033^8} \\
 & - \frac{87000}{1,033^9} + \frac{469827}{1,033^9} - \frac{87000}{1,033^{10}} + \frac{469827}{1,033^{10}} - \frac{1687000}{1,033^{11}} + \frac{469827}{1,033^{11}} - \frac{87000}{1,033^{12}} + \frac{469827}{1,033^{12}} \\
 & + \frac{469827}{1,033^{13}} - \frac{87000}{1,033^{13}} + \frac{469827}{1,033^{14}} - \frac{87000}{1,033^{14}} + \frac{469827}{1,033^{15}} - \frac{87000}{1,033^{15}} - \frac{1687000}{1,033^{16}} + \frac{469827}{1,033^{16}} \\
 & - \frac{87000}{1,033^{17}} + \frac{469827}{1,033^{17}} - \frac{87000}{1,033^{18}} + \frac{469827}{1,033^{18}} - \frac{87000}{1,033^{19}} + \frac{469827}{1,033^{19}} + \frac{469827}{1,033^{20}} - \frac{87000}{1,033^{20}}
 \end{aligned}$$

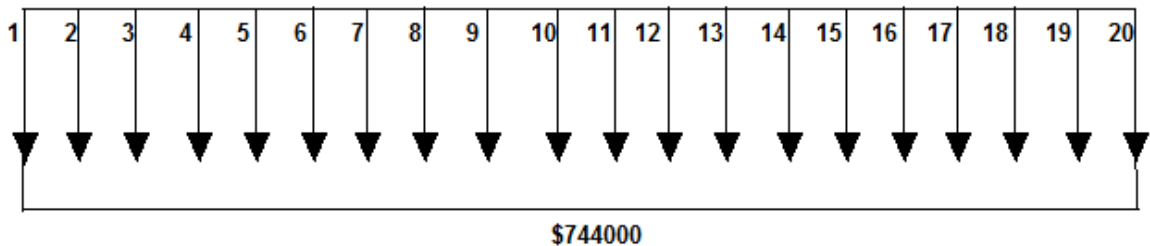
VPN= --\$8146798,823

Al encontrar el valor presente neto se concluye que el proyecto no es viable económicamente, ya que en los 20 años se tendrá que hacer pago de \$8146798,823 incluyendo, recibos de la compañía ESSA, inversión inicial, mantenimiento.

5.4.6.2 Análisis en la inversión de recibos de la compañía ESSA

Se estimará un pago anual de recibos de \$744000, aquí se aprecia una línea de tiempo constante

Figura 109. Línea de tiempo VPN recibo eléctrico

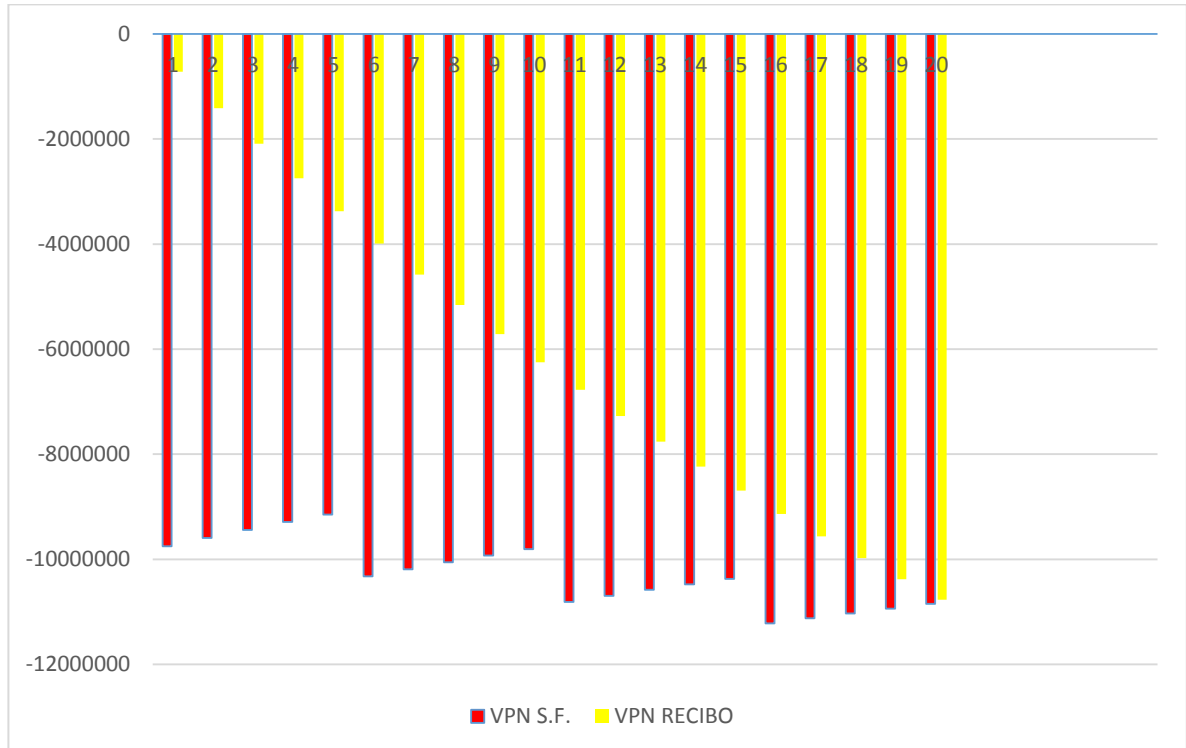


$$\begin{aligned}
 VPN = & \frac{-744000}{1,033^1} + \frac{-744000}{1,033^2} + \frac{-744000}{1,033^3} + \frac{-744000}{1,033^4} + \frac{-744000}{1,033^5} + \frac{-744000}{1,033^6} + \frac{-744000}{1,033^7} \\
 & + \frac{-744000}{1,033^8} + \frac{-744000}{1,033^9} + \frac{-744000}{1,033^{10}} + \frac{-744000}{1,033^{11}} + \frac{-744000}{1,033^{12}} + \frac{-744000}{1,033^{13}} + \frac{-744000}{1,033^{14}} \\
 & + \frac{-744000}{1,033^{15}} + \frac{-744000}{1,033^{16}} + \frac{-744000}{1,033^{17}} + \frac{-744000}{1,033^{18}} + \frac{-744000}{1,033^{19}} + \frac{-744000}{1,033^{20}}
 \end{aligned}$$

VPN=-\$10767969

Este valor sería el posible pago total de energía eléctrica en los primeros 20 años, si no estuviera establecido el sistema fotovoltaico.

Figura 110. VPN acumulado año tras año

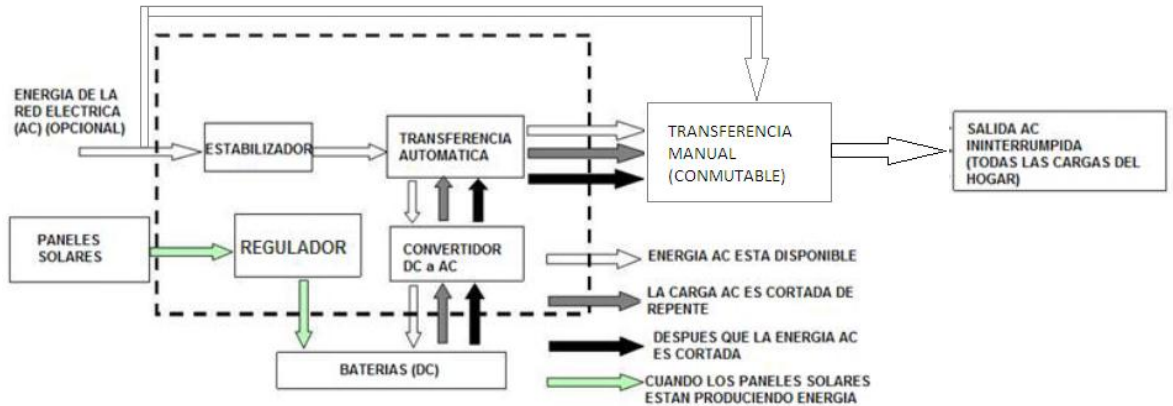


Aquí se aprecia que el valor no se alcanza a cubrir, pero si en un 99%, si el sistema se extiende un par de años más, la inversión se recuperaría en su totalidad

6. CONCLUSIONES

- Se diseñó y construyó un sistema híbrido grid tie fotovoltaico casero con un consumo de potencia pico de 2 kW instantaneo(ver fig.111), para lo cual:
 1. Se debió determinar y ensamblar los módulos solares con celdas policristalinas Kyocera encapsuladas con silicona “qsil 216”, además de la estructura del soporte de los paneles.
 2. Se seleccionó y se montó un sistema de almacenamiento basado en baterías secas de gel.
 3. Se Implementó un Controlador (DC a AC) que permitió seleccionar la fuente de energía ya sea red eléctrica o energía fotovoltaica y que cumple con las funciones de estabilizar y regular el voltaje, convertir la energía DC a AC y cuenta con una transferencia automática para el paso de las dos energías ya descritas, además por seguridad y eficiencia se instaló un conmutable (Transferencia manual).
 4. Se determinó los periodos de tiempo en el cual funcionara la respectiva fuente (red eléctrica o energía fotovoltaica), con respecto al nivel de radiación solar que se presente en el día.
 5. Se realizó un análisis comparativo del ahorro de energía que se obtiene al implementar los paneles, con respecto al recibo de la compañía eléctrica ESSA en los dos primeros meses de uso.

Figura 111. Diagrama del sistema hibrido grid tie



- La energía fotovoltaica desde que inició su funcionamiento soporta en promedio hasta las 9:00 pm, en este instante ingresa a funcionar la energía de la red, hasta las 8am, que ya ha empezado a salir el sol.
- El proyecto es un éxito en el aspecto ambiental, pero económicamente no es viable actualmente, pero se debe tener en cuenta que habrá un punto en el que será productivo implementar este tipo de tecnología, además que la inversión hecha se recuperará en un gran porcentaje, El sistema en zonas alejadas donde la energía eléctrica no llega, será muy provechoso y rentable.
- La eficiencia de los paneles es aceptable, para los intereses del proyecto, pero se tiene que decir que los paneles comerciales son más eficientes.
- Las baterías no se están cargando al 100% ya que la potencia nominal para efectos de cálculos se asumió con una radiación de hipotética de 1000w/m², además la eficiencia es más baja de lo esperado.

7. RECOMENDACIONES

- Se recomienda tratar de cargar al 100% las baterías, esto se podrá hacer añadiendo unos paneles solares de más.
- Se recomienda inspeccionar periódicamente las instalaciones eléctricas por seguridad.
- Implementar el sistema hibrido con energía eólica ya que en las noches este podrá cargar las baterías

BIBLIOGRAFÍA

AYALA LOPEZ, Iñigo. Instalación fotovoltaica conectada a red sobre cubierta de nave industrial existente en castilla y león. Proyecto de Ingeniería Industrial. Universidad Pontificia Comillas 2008.

BONILLA, Andres David y CACERES, Sergio Augusto. Diseño y construcción de un sistema de calentamiento de agua para uso residencial por energía solar. Trabajo de grado de Ingeniería Mecánica. Universidad Industrial de Santander 2014.

INSTITUTO DE CIENCIAS NUCLEARES Y ENERGÍAS ALTERNATIVAS (INEA). Evaluación de sistemas fotovoltaicos en Colombia. Bogotá, INEA, 1995.

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIO AMBIENTAL y UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Atlas de radiación solar de Colombia promedio multianual. Escala 1:7.000.000. Bogotá: IDEAM y UPME, 2005.

JAIMES, Nelson Eduardo y RIVERO, Sergio Armando. Diseño y construcción de un colector solar de tubos de vacío. Trabajo de grado de Ingeniería Mecánica. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander 2012. 34 p.

LATINCASA. Selección del calibre de un conductor eléctrico en tubería (conduit) de acuerdo con la norma de instalaciones eléctricas NOM-001-SEDE-2005.

LOPEZ, José Alejandro y PRIETO, Cesar Augusto. Diseño y ejecución de instalaciones eléctricas tipo residencial en plan de viviendas de interés social. Trabajo de grado de Ingeniería Eléctrica. Universidad Distrital Francisco José de Caldas 2004.

M. Sc. Ing. Carlos ORBEGOZO Ing. Roberto ARIVILCA. Energía Solar
Fotovoltaica Manual técnico para instalaciones domiciliarias

ANEXOS

Anexo A. COMPORTAMIENTO DURANTE EL AÑO DEL ANGULO CENIT
EN EL MUNICIPIO DEL SOCORRO- SANTANDER

Fecha	Declinación	Ángulo cenit	Fecha	Declinación	Ángulo cenit
01/01/2014	-23,01163673	29,48247973	11/02/2014	-14,58699625	21,05783925
02/01/2014	-22,93054361	29,40138661	12/02/2014	-14,2687826	20,7396256
03/01/2014	-22,84265567	29,31349867	13/02/2014	-13,94634081	20,41718381
04/01/2014	-22,74799897	29,21884197	14/02/2014	-13,61976641	20,09060941
05/01/2014	-22,64660154	29,11744454	15/02/2014	-13,28915619	19,75999919
06/01/2014	-22,53849343	29,00933643	16/02/2014	-12,95460809	19,42545109
07/01/2014	-22,42370668	28,89454968	17/02/2014	-12,61622127	19,08706427
08/01/2014	-22,30227531	28,77311831	18/02/2014	-12,27409599	18,74493899
09/01/2014	-22,17423529	28,64507829	19/02/2014	-11,92833363	18,39917663
10/01/2014	-22,03962456	28,51046756	20/02/2014	-11,57903665	18,04987965
11/01/2014	-21,89848302	28,36932602	21/02/2014	-11,22630855	17,69715155
12/01/2014	-21,75085248	28,22169548	22/02/2014	-10,87025385	17,34109685
13/01/2014	-21,5967767	28,0676197	23/02/2014	-10,51097806	16,98182106
14/01/2014	-21,43630132	27,90714432	24/02/2014	-10,14858765	16,61943065
15/01/2014	-21,26947391	27,74031691	25/02/2014	-9,783189981	16,25403298
16/01/2014	-21,09634389	27,56718689	26/02/2014	-9,414893347	15,88573635
17/01/2014	-20,91696257	27,38780557	27/02/2014	-9,043806876	15,51464988
18/01/2014	-20,73138311	27,20222611	28/02/2014	-8,670040531	15,14088353
19/01/2014	-20,53966049	27,01050349	01/03/2014	-8,293705065	14,76454807
20/01/2014	-20,34185152	26,81269452	02/03/2014	-7,914911995	14,385755
21/01/2014	-20,13801482	26,60885782	03/03/2014	-7,533773567	14,00461657
22/01/2014	-19,9282108	26,3990538	04/03/2014	-7,150402718	13,62124572
23/01/2014	-19,71250161	26,18334461	05/03/2014	-6,764913051	13,23575605
24/01/2014	-19,49095119	25,96179419	06/03/2014	-6,377418794	12,84826179
25/01/2014	-19,26362517	25,73446817	07/03/2014	-5,98803477	12,45887777
26/01/2014	-19,03059093	25,50143393	08/03/2014	-5,596876363	12,06771936
27/01/2014	-18,79191752	25,26276052	09/03/2014	-5,20405948	11,67490248
28/01/2014	-18,54767565	25,01851865	10/03/2014	-4,809700522	11,28054352
29/01/2014	-18,29793771	24,76878071	11/03/2014	-4,413916346	10,88475935
30/01/2014	-18,04277769	24,51362069	12/03/2014	-4,016824231	10,48766723
31/01/2014	-17,78227121	24,25311421	13/03/2014	-3,618541845	10,08938484

01/02/2014	-17,51649546	23,98733846	14/03/2014	-3,219187206	9,690030206
02/02/2014	-17,24552919	23,71637219	15/03/2014	-2,818878653	9,289721653
03/02/2014	-16,9694527	23,4402957	16/03/2014	-2,417734805	8,888577805
04/02/2014	-16,68834779	23,15919079	17/03/2014	-2,01587453	8,48671753
05/02/2014	-16,40229777	22,87314077	18/03/2014	-1,613416909	8,084259909
06/02/2014	-16,11138739	22,58223039	19/03/2014	-1,210481196	7,681324196
07/02/2014	-15,81570286	22,28654586	20/03/2014	-0,807186793	7,278029793
08/02/2014	-15,5153318	21,9861748	21/03/2014	-0,403653202	6,874496202
Fecha	Declinación	Ángulo cenit	Fecha	Declinación	Ángulo cenit
24/03/2014	0,807186793	5,663656207	04/05/2014	15,81570286	-9,344859862
25/03/2014	1,210481196	5,260361804	05/05/2014	16,11138739	-9,640544391
26/03/2014	1,613416909	4,857426091	06/05/2014	16,40229777	-9,931454769
27/03/2014	2,01587453	4,45496847	07/05/2014	16,68834779	-10,21750479
28/03/2014	2,417734805	4,053108195	08/05/2014	16,9694527	-10,4986097
29/03/2014	2,818878653	3,651964347	09/05/2014	17,24552919	-10,77468619
30/03/2014	3,219187206	3,251655794	10/05/2014	17,51649546	-11,04565246
31/03/2014	3,618541845	2,852301155	11/05/2014	17,78227121	-11,31142821
01/04/2014	4,016824231	2,454018769	12/05/2014	18,04277769	-11,57193469
02/04/2014	4,413916346	2,056926654	13/05/2014	18,29793771	-11,82709471
03/04/2014	4,809700522	1,661142478	14/05/2014	18,54767565	-12,07683265
04/04/2014	5,20405948	1,26678352	15/05/2014	18,79191752	-12,32107452
05/04/2014	5,596876363	0,873966637	16/05/2014	19,03059093	-12,55974793
06/04/2014	5,98803477	0,48280823	17/05/2014	19,26362517	-12,79278217
07/04/2014	6,377418794	0,093424206	18/05/2014	19,49095119	-13,02010819
08/04/2014	6,764913051	-0,294070051	19/05/2014	19,71250161	-13,24165861
09/04/2014	7,150402718	-0,679559718	20/05/2014	19,9282108	-13,4573678
10/04/2014	7,533773567	-1,062930567	21/05/2014	20,13801482	-13,66717182
11/04/2014	7,914911995	-1,444068995	22/05/2014	20,34185152	-13,87100852
12/04/2014	8,293705065	-1,822862065	23/05/2014	20,53966049	-14,06881749
13/04/2014	8,670040531	-2,199197531	24/05/2014	20,73138311	-14,26054011
14/04/2014	9,043806876	-2,572963876	25/05/2014	20,91696257	-14,44611957
15/04/2014	9,414893347	-2,944050347	26/05/2014	21,09634389	-14,62550089
16/04/2014	9,783189981	-3,312346981	27/05/2014	21,26947391	-14,79863091
17/04/2014	10,14858765	-3,677744645	28/05/2014	21,43630132	-14,96545832
18/04/2014	10,51097806	-4,040135064	29/05/2014	21,5967767	-15,1259337

19/04/2014	10,87025385	-4,399410853	30/05/2014	21,75085248	-15,28000948
20/04/2014	11,22630855	-4,755465551	31/05/2014	21,89848302	-15,42764002
21/04/2014	11,57903665	-5,108193651	01/06/2014	22,03962456	-15,56878156
22/04/2014	11,92833363	-5,457490633	02/06/2014	22,17423529	-15,70339229
23/04/2014	12,27409599	-5,803252993	03/06/2014	22,30227531	-15,83143231
24/04/2014	12,61622127	-6,145378273	04/06/2014	22,42370668	-15,95286368
25/04/2014	12,95460809	-6,483765094	05/06/2014	22,53849343	-16,06765043
26/04/2014	13,28915619	-6,818313185	06/06/2014	22,64660154	-16,17575854
27/04/2014	13,61976641	-7,148923412	07/06/2014	22,74799897	-16,27715597
28/04/2014	13,94634081	-7,475497809	08/06/2014	22,84265567	-16,37181267
29/04/2014	14,2687826	-7,797939604	09/06/2014	22,93054361	-16,45970061
30/04/2014	14,58699625	-8,116153251	10/06/2014	23,01163673	-16,54079373
01/05/2014	14,90088746	-8,430044456	11/06/2014	23,085911	-16,615068
02/05/2014	15,21036321	-8,739520206	12/06/2014	23,15334442	-16,68250142
Fecha	Declinación	Ángulo cenit	Fecha	Declinación	Ángulo cenit
14/06/2014	23,26761081	-16,79676781	25/07/2014	19,60245249	-13,13160949
15/06/2014	23,31440992	-16,84356692	26/07/2014	19,37800596	-12,90716296
16/06/2014	23,35430046	-16,88345746	27/07/2014	19,14781731	-12,67697431
17/06/2014	23,38727062	-16,91642762	28/07/2014	18,91195474	-12,44111174
18/06/2014	23,41331063	-16,94246763	29/07/2014	18,67048816	-12,19964516
19/06/2014	23,43241276	-16,96156976	30/07/2014	18,4234891	-11,9526461
20/06/2014	23,44457137	-16,97372837	31/07/2014	18,17103077	-11,70018777
21/06/2014	23,44978285	-16,97893985	01/08/2014	17,91318797	-11,44234497
22/06/2014	23,44804565	-16,97720265	02/08/2014	17,65003711	-11,17919411
23/06/2014	23,43936028	-16,96851728	03/08/2014	17,38165615	-10,91081315
24/06/2014	23,42372933	-16,95288633	04/08/2014	17,10812464	-10,63728164
25/06/2014	23,40115742	-16,93031442	05/08/2014	16,82952363	-10,35868063
26/06/2014	23,37165125	-16,90080825	06/08/2014	16,54593566	-10,07509266
27/06/2014	23,33521955	-16,86437655	07/08/2014	16,25744477	-9,78660177
28/06/2014	23,29187312	-16,82103012	08/08/2014	15,96413645	-9,493293452
29/06/2014	23,2416248	-16,7707818	09/08/2014	15,66609762	-9,195254616
30/06/2014	23,18448949	-16,71364649	10/08/2014	15,36341658	-8,892573577
01/07/2014	23,12048412	-16,64964112	11/08/2014	15,05618303	-8,585340025
02/07/2014	23,04962764	-16,57878464	12/08/2014	14,744488	-8,273645002
03/07/2014	22,97194107	-16,50109807	13/08/2014	14,42842387	-7,957580869

04/07/2014	22,88744741	-16,41660441	14/08/2014	14,10808428	-7,637241283
05/07/2014	22,79617171	-16,32532871	15/08/2014	13,78356417	-7,312721166
06/07/2014	22,69814101	-16,22729801	16/08/2014	13,45495968	-6,984116682
07/07/2014	22,59338436	-16,12254136	17/08/2014	13,1223682	-6,651525204
08/07/2014	22,48193281	-16,01108981	18/08/2014	12,78588828	-6,315045284
09/07/2014	22,36381937	-15,89297637	19/08/2014	12,44561963	-5,974776629
10/07/2014	22,23907905	-15,76823605	20/08/2014	12,10166307	-5,630820069
11/07/2014	22,10774881	-15,63690581	21/08/2014	11,75412053	-5,283277525
12/07/2014	21,96986757	-15,49902457	22/08/2014	11,40309498	-4,932251982
13/07/2014	21,82547618	-15,35463318	23/08/2014	11,04869045	-4,577847455
14/07/2014	21,67461744	-15,20377444	24/08/2014	10,69101196	-4,220168963
15/07/2014	21,51733603	-15,04649303	25/08/2014	10,33016549	-3,859322493
16/07/2014	21,35367858	-14,88283558	26/08/2014	9,966257972	-3,495414972
17/07/2014	21,18369356	-14,71285056	27/08/2014	9,599397234	-3,128554234
18/07/2014	21,00743137	-14,53658837	28/08/2014	9,229691988	-2,758848988
19/07/2014	20,82494422	-14,35410122	29/08/2014	8,857251784	-2,386408784
20/07/2014	20,63628618	-14,16544318	30/08/2014	8,482186986	-2,011343986
21/07/2014	20,44151317	-13,97067017	31/08/2014	8,104608732	-1,633765732
22/07/2014	20,2406829	-13,7698399	01/09/2014	7,724628908	-1,253785908
23/07/2014	20,03385488	-13,56301188	02/09/2014	7,34236011	-0,87151711
Fecha	<i>Declinación</i>	<i>Ángulo Cenit</i>	Fecha	<i>Declinación</i>	<i>Ángulo Cenit</i>
04/09/2014	6,571409333	-0,100566333	15/10/2014	-9,599397234	16,07024023
05/09/2014	6,182955804	0,287887196	16/10/2014	-9,966257972	16,43710097
06/09/2014	5,792670132	0,678172868	17/10/2014	-10,33016549	16,80100849
07/09/2014	5,400667967	1,070175033	18/10/2014	-10,69101196	17,16185496
08/09/2014	5,007065467	1,463777533	19/10/2014	-11,04869045	17,51953345
09/09/2014	4,611979266	1,858863734	20/10/2014	-11,40309498	17,87393798
10/09/2014	4,215526435	2,255316565	21/10/2014	-11,75412053	18,22496353
11/09/2014	3,817824453	2,653018547	22/10/2014	-12,10166307	18,57250607
12/09/2014	3,418991168	3,051851832	23/10/2014	-12,44561963	18,91646263
13/09/2014	3,019144761	3,451698239	24/10/2014	-12,78588828	19,25673128
14/09/2014	2,618403717	3,852439283	25/10/2014	-13,1223682	19,5932112
15/09/2014	2,216886783	4,253956217	26/10/2014	-13,45495968	19,92580268
16/09/2014	1,814712938	4,656130062	27/10/2014	-13,78356417	20,25440717
17/09/2014	1,412001354	5,058841646	28/10/2014	-14,10808428	20,57892728

18/09/2014	1,008871364	5,461971636	29/10/2014	-14,42842387	20,89926687
19/09/2014	0,605442423	5,865400577	30/10/2014	-14,744488	21,215331
20/09/2014	0,201834077	6,269008923	31/10/2014	-15,05618303	21,52702603
21/09/2014	-0,201834077	6,672677077	01/11/2014	-15,36341658	21,83425958
22/09/2014	-0,605442423	7,076285423	02/11/2014	-15,66609762	22,13694062
23/09/2014	-1,008871364	7,479714364	03/11/2014	-15,96413645	22,43497945
24/09/2014	-1,412001354	7,882844354	04/11/2014	-16,25744477	22,72828777
25/09/2014	-1,814712938	8,285555938	05/11/2014	-16,54593566	23,01677866
26/09/2014	-2,216886783	8,687729783	06/11/2014	-16,82952363	23,30036663
27/09/2014	-2,618403717	9,089246717	07/11/2014	-17,10812464	23,57896764
28/09/2014	-3,019144761	9,489987761	08/11/2014	-17,38165615	23,85249915
29/09/2014	-3,418991168	9,889834168	09/11/2014	-17,65003711	24,12088011
30/09/2014	-3,817824453	10,28866745	10/11/2014	-17,91318797	24,38403097
01/10/2014	-4,215526435	10,68636944	11/11/2014	-18,17103077	24,64187377
02/10/2014	-4,611979266	11,08282227	12/11/2014	-18,4234891	24,8943321
03/10/2014	-5,007065467	11,47790847	13/11/2014	-18,67048816	25,14133116
04/10/2014	-5,400667967	11,87151097	14/11/2014	-18,91195474	25,38279774
05/10/2014	-5,792670132	12,26351313	15/11/2014	-19,14781731	25,61866031
06/10/2014	-6,182955804	12,6537988	16/11/2014	-19,37800596	25,84884896
07/10/2014	-6,571409333	13,04225233	17/11/2014	-19,60245249	26,07329549
08/10/2014	-6,957915612	13,42875861	18/11/2014	-19,82109039	26,29193339
09/10/2014	-7,34236011	13,81320311	19/11/2014	-20,03385488	26,50469788
10/10/2014	-7,724628908	14,19547191	20/11/2014	-20,2406829	26,7115259
11/10/2014	-8,104608732	14,57545173	21/11/2014	-20,44151317	26,91235617
12/10/2014	-8,482186986	14,95302999	22/11/2014	-20,63628618	27,10712918
13/10/2014	-8,857251784	15,32809478	23/11/2014	-20,82494422	27,29578722
Fecha	<i>Declinación</i>	<i>Ángulo Cenit</i>			
25/11/2014	-21,18369356	27,65453656			
26/11/2014	-21,35367858	27,82452158			
27/11/2014	-21,51733603	27,98817903			
28/11/2014	-21,67461744	28,14546044			
29/11/2014	-21,82547618	28,29631918			
30/11/2014	-21,96986757	28,44071057			
01/12/2014	-22,10774881	28,57859181			
02/12/2014	-22,23907905	28,70992205			

03/12/2014	-22,36381937	28,83466237
04/12/2014	-22,48193281	28,95277581
05/12/2014	-22,59338436	29,06422736
06/12/2014	-22,69814101	29,16898401
07/12/2014	-22,79617171	29,26701471
08/12/2014	-22,88744741	29,35829041
09/12/2014	-22,97194107	29,44278407
10/12/2014	-23,04962764	29,52047064
11/12/2014	-23,12048412	29,59132712
12/12/2014	-23,18448949	29,65533249
13/12/2014	-23,2416248	29,7124678
14/12/2014	-23,29187312	29,76271612
15/12/2014	-23,33521955	29,80606255
16/12/2014	-23,37165125	29,84249425
17/12/2014	-23,40115742	29,87200042
18/12/2014	-23,42372933	29,89457233
19/12/2014	-23,43936028	29,91020328
20/12/2014	-23,44804565	29,91888865
21/12/2014	-23,44978285	29,92062585
22/12/2014	-23,44457137	29,91541437
23/12/2014	-23,43241276	29,90325576
24/12/2014	-23,41331063	29,88415363
25/12/2014	-23,38727062	29,85811362
26/12/2014	-23,35430046	29,82514346
27/12/2014	-23,31440992	29,78525292
28/12/2014	-23,26761081	29,73845381
29/12/2014	-23,21391701	29,68476001
30/12/2014	-23,15334442	29,62418742
31/12/2014	-23,085911	29,556754

ANEXO B. Registro de pruebas de generación y consumo de voltaje, corriente y potencias

Time	mili volt	RADIACION(W/m2)	CORRIENTE PANELES (amp)	CORRIENTE CASA(ampe)	voltaje panel(volt)	potencia panel(W)	voltaje casa(volt)	potencia aparente(W)	VOLTAJE BATERIAS (volt)
08:32:38 a. m.	5,79	495,4060416	6,610614121	1,75	53,268762	352,139230 3	108,5	189,875	11,43
08:34:16 a. m.	5,87	502,2510301	7,136377795	1,71	51,360702	366,529373 3	108,5	185,535	11,43
08:35:56 a. m.	5,92	506,5291479	7,19377526	1,74	51,277742	368,880551 8	108,5	188,79	11,43
08:37:36 a. m.	6,04	516,7966306	9,18782105	1,58	51,692538	474,941788 8	108,5	171,43	11,45
08:39:16 a. m.	6,07	519,3635013	9,247641214	1,65	51,194783	473,430985 2	108,5	179,025	11,44
08:40:56 a. m.	6,18	528,7753605	9,397127848	3,43	50,614069	475,626877 3	108,5	372,155	11,452
08:42:36 a. m.	6,33	541,6097139	9,621187122	2,44	49,867437	479,783942 7	108,5	264,74	11,444
08:44:16 a. m.	6,43	550,1659495	9,770446308	2,5	51,609579	504,248620 6	108,5	271,25	11,454
08:45:56 a. m.	6,51	557,010938	9,904701909	3,15	51,028865	505,425696 6	108,5	341,775	11,456
08:47:36 a. m.	6,61	565,5671736	10,05378858	2,53	51,775497	520,539900 5	108,5	274,505	11,458
08:49:16 a. m.	6,66	569,8452914	10,0984969	2,38	51,028865	515,314834 9	108,5	258,23	11,458
08:50:56 a. m.	6,74	576,6902799	10,21767919	3,21	50,199273	512,920067 2	108,5	348,285	11,45
08:52:36 a. m.	6,85	586,102139	10,3814602	2,5	51,194783	531,476601 9	108,5	271,25	11,462
08:54:16 a. m.	6,93	592,9471275	10,51538138	3,43	50,779988	533,970940 5	108,5	372,155	11,462

09:22:36 a. m.	7,73	661,3970124	11,71738344	4,89	51,277742	600,8409651	108,5	530,565	11,4827
09:24:16 a. m.	7,77	664,8195066	11,79138768	4,9	51,941416	612,4613727	108,5	531,65	11,4836
09:25:56 a. m.	7,79	666,5307537	11,82098309	4,91	51,609579	610,0759609	108,5	532,735	11,4815
09:27:36 a. m.	7,81	668,2420008	11,83577946	4,91	50,945906	602,9845076	108,5	532,735	11,4825
09:29:16 a. m.	7,74	662,2526359	11,73218609	4,94	51,443661	603,5466038	108,5	535,99	11,4734
09:30:56 a. m.	7,91	676,7982364	11,93932888	4,91	53,185803	635,0027936	108,5	532,735	11,4913
09:32:36 a. m.	7,99	683,6432249	12,08718044	4,89	51,775497	625,8197747	108,5	530,565	11,4715
09:34:16 a. m.	7,96	681,0763542	12,0576173	4,91	51,194783	617,2871009	108,5	532,735	11,481
09:35:56 a. m.	8,18	699,9000726	12,36785176	4,88	51,692538	639,3256473	108,5	529,48	11,4889
09:37:36 a. m.	8,21	702,4669433	12,39737733	4,88	51,692538	640,8518987	108,5	529,48	11,4785
09:39:16 a. m.	8,34	713,5900495	12,60395622	4,89	51,858457	653,6217219	108,5	530,565	11,478
09:40:56 a. m.	8,4	718,7237909	12,69243646	4,91	51,609579	655,0513023	108,5	532,735	11,4859
09:42:36 a. m.	8,46	723,8575323	12,78088458	4,89	51,360702	656,4352043	108,5	530,565	11,4755
09:44:16 a. m.	8,54	730,7025208	12,89876548	4,89	50,945906	657,1392934	108,5	530,565	11,465
09:45:56 a. m.	8,6	735,8362621	13,00186447	4,94	51,443661	668,8635084	108,5	535,99	11,4723
09:47:36 a. m.	8,63	738,4031328	13,0460364	4,9	51,941416	677,6296038	108,5	531,65	11,4814

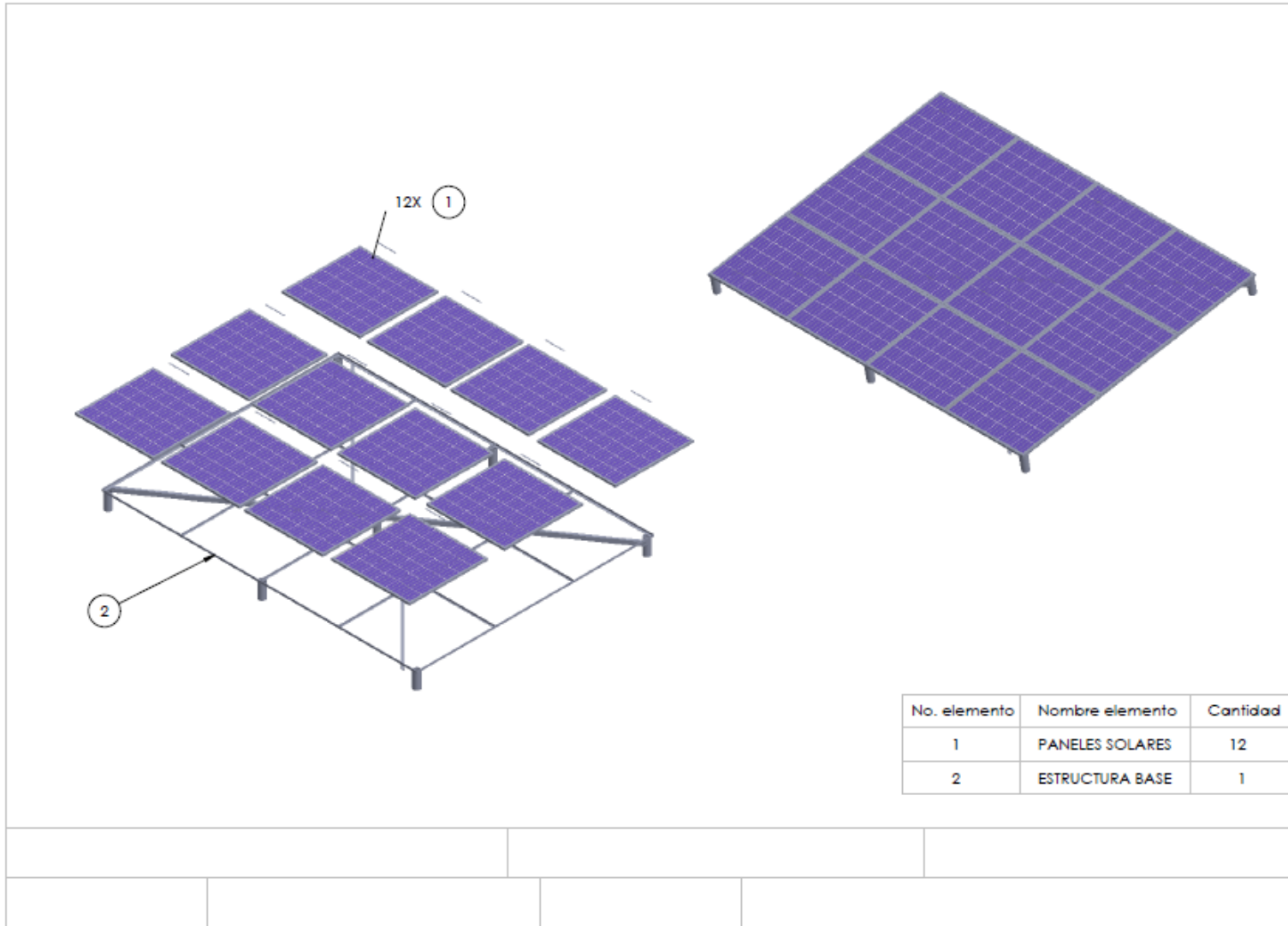
08:55:56 a. m.	6,99	598,0808689	10,60462148	2,38	51,443661	545,5405526	108,5	258,23	11,464
08:57:36 a. m.	7,02	600,6477395	10,66409681	3,15	51,360702	547,7154982	108,5	341,775	11,466
08:59:16 a. m.	7,06	604,0702338	10,72355768	2,53	50,697028	543,6525038	108,5	274,505	11,448
09:00:56 a. m.	7,09	606,6371045	10,75328269	3,15	51,028865	548,7278108	108,5	341,775	11,468
09:02:36 a. m.	7,14	610,9152223	10,82757943	3,43	50,779988	549,8243538	108,5	372,155	11,46
09:04:16 a. m.	7,2	616,0489636	10,93155697	3,21	51,028865	557,824945	108,5	348,285	11,462
09:05:56 a. m.	7,27	622,0383286	11,03549032	2,53	51,692538	570,4525025	108,5	274,505	11,462
09:07:36 a. m.	7,32	626,3164464	11,09486097	2,38	51,277742	568,9194182	108,5	258,23	11,474
09:09:16 a. m.	7,4	633,1614349	11,21355903	2,49	50,697028	568,4941159	108,5	270,165	11,456
09:10:56 a. m.	7,47	639,1507998	11,31737256	1,65	51,443661	582,2070774	108,5	179,025	11,483
09:12:36 a. m.	7,54	645,1401647	11,43596261	1,7	51,692538	591,1539319	108,5	184,45	11,492
09:14:16 a. m.	7,58	648,5626589	11,49523606	1,64	49,867437	573,2379599	108,5	177,94	11,484
09:15:56 a. m.	7,62	651,9851532	11,5396817	4,89	51,277742	591,7288212	108,5	530,565	11,4919
09:17:36 a. m.	7,65	654,5520239	11,59892999	4,9	51,692538	599,5781291	108,5	531,65	11,4729
09:19:16 a. m.	7,63	652,8407767	11,56930764	4,91	51,360702	594,2077622	108,5	532,735	11,4838
09:20:56 a. m.	7,7	658,8301417	11,64335677	4,88	50,945906	593,1813594	108,5	529,48	11,4917

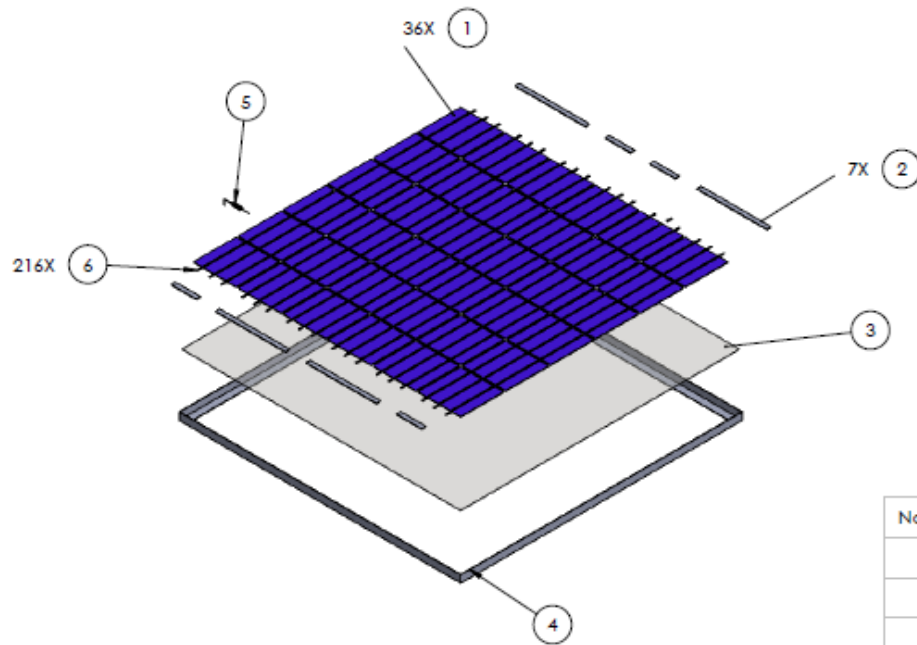
10:52:45 a. m.	10,705	915,9524667	16,0815	0,89	52,524375	844,6707366	108,5	96,565	12,8035
11:01:05 a. m.	10,907	933,2647927	16,3755	0,91	51,745906	847,3650837	108,5	98,735	12,8377
11:09:25 a. m.	11,211	959,272784	16,8165	1,71	53,256212	895,5830891	108,5	185,535	12,8424
11:17:45 a. m.	11,262	963,6120656	16,89	1,63	52,260702	882,6832568	108,5	176,855	12,839
11:26:05 a. m.	10,73	918,0840805	16,88094	1,43	53,888048	909,680905	108,5	155,155	12,8343
11:34:25 a. m.	10,85	928,3515633	16,29267111	1,37	53,307334	868,5188609	108,5	148,645	12,8296
11:42:45 a. m.	10,94	936,0521753	16,42337857	2,91	51,73111	849,5996033	108,5	315,735	12,8249
11:51:05 a. m.	11,01	942,0415402	16,51047763	1,71	53,888048	889,7174112	108,5	185,535	12,8126
11:59:25 a. m.	11,08	948,0309052	16,61205356	1,43	53,141416	882,788049	108,5	155,155	12,8102
12:07:45 p. m.	11,13	952,309023	16,69908468	1,42	53,839171	899,0648757	108,5	154,07	12,8111
12:16:05 p. m.	11,13	952,309023	16,68458167	1,64	53,756212	896,8999095	108,5	177,94	12,8116
12:24:25 p. m.	11,21	959,1540114	16,80058139	1,74	54,139171	909,5695486	108,5	188,79	12,8121
12:32:45 p. m.	11,12	951,4533994	16,68458167	1,65	53,807334	897,7528587	108,5	179,025	12,8126
12:41:05 p. m.	11,16	954,8758936	16,74258849	3,87	53,641416	898,0961541	108,5	419,895	12,8131
12:49:25 p. m.	11,17	955,7315172	16,75708802	2,38	54,22213	908,605005	108,5	258,23	12,836
12:57:45 p. m.	11,09	948,8865287	17,26098275	2,42	54,356212	938,2416375	108,5	262,57	12,936

01:06:05 p. m.	11,04	944,6084109	17,17088431	2,41	54,190293	930,4952521	108,5	261,485	13,03
01:14:25 p. m.	12,067	1032,480962	18,64277193	2,38	54,273252	1011,803859	108,5	258,23	13,03
01:22:45 p. m.	10,67	912,9333892	15,791469	2,41	54,439171	859,6744812	108,5	261,485	13,06
01:31:05 p. m.	12,102	1035,502264	19,24061817	2,39	54,507334	1048,754801	108,5	259,315	13,09
01:39:25 p. m.	10,488	897,3392263	17,67217796	2,41	53,92662	953,0008254	108,5	261,485	13,11
01:47:45 p. m.	10,434	892,7189293	16,05681472	2,43	55,171007	885,8706371	108,5	263,655	13,17
01:56:05 p. m.	9,4327	807,0835446	14,22525036	2,39	55,502844	789,5418518	108,5	259,315	13,1
02:04:25 p. m.	9,4236	806,3025292	14,21186537	2,39	56,264272	799,6202586	108,5	259,315	12,96
02:12:45 p. m.	9,3219	797,6078338	14,07702261	2,41	55,683558	783,8587052	108,5	261,485	12,97
02:21:05 p. m.	7,961	681,1609901	12,19330851	2,39	54,071007	659,3044697	108,5	259,315	12,96
02:29:35 p. m.	9,42	805,9973941	14,17704665	5,63	54,466517	772,1743524	108,5	610,855	12,66
02:38:01 p. m.	8,88	759,7937218	13,44322345	5,65	53,636926	721,0531812	108,5	613,025	12,61
02:46:32 p. m.	9,12	780,3286873	13,56078409	5,67	53,968762	731,8587294	108,5	615,195	12,57
02:54:56 p. m.	2,47	211,3390195	5,38346479	1,37	54,515395	293,4817095	108,5	148,645	12,36
03:38:35 p. m.	1,83	156,5791116	6,2935253	1,42	53,685803	337,8729594	108,5	154,07	12,48
03:48:43 p. m.	5,91	505,6735243	9,023240378	1,37	52,72213	475,7244522	108,5	148,645	12,4496

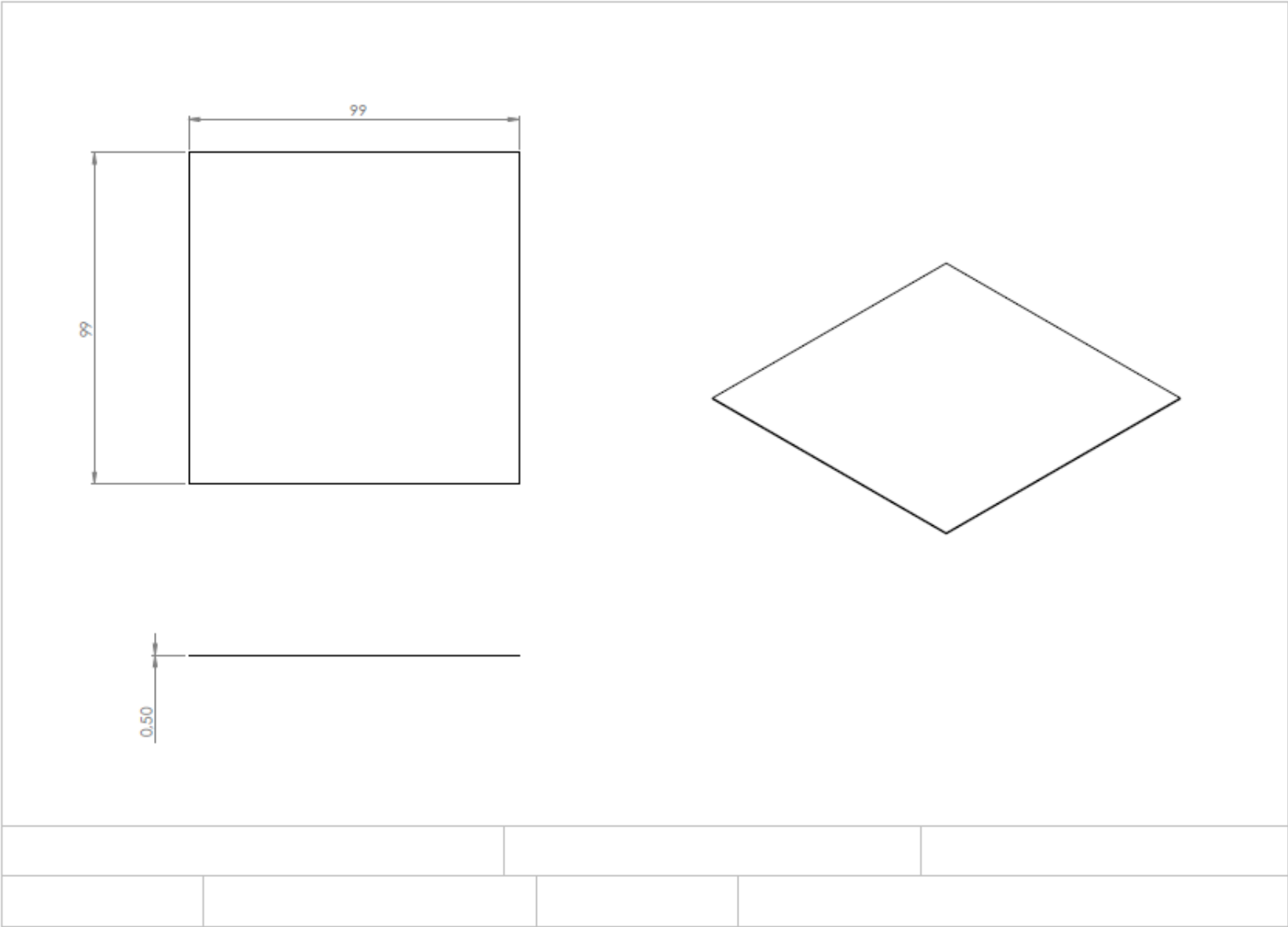
03:57:12 p. m.	5,5	470,5929583	6,852947468	1,37	52,888048	362,4390146	108,5	148,645	12,4163
04:05:39 p. m.	5,11	437,2236395	6,030314604	1,43	52,473252	316,4302179	108,5	155,155	12,332
04:14:08 p. m.	4,75	406,4211913	5,484100968	1,43	52,771007	289,4015306	108,5	155,155	12,2454
04:22:34 p. m.	4,37	373,907496	4,825692047	1,37	52,52213	253,455625	108,5	148,645	12,2204
04:31:03 p. m.	4,12	352,516907	4,509180139	1,42	53,351722	240,5725252	108,5	154,07	12,1954
04:39:32 p. m.	3,66	313,1582232	4,095956559	1	52,771007	216,1477522	108,5	108,5	12,1753
04:48:00 p. m.	3,32	284,0670221	3,591095649	1,46	52,571007	188,7875145	108,5	158,41	12,1713
04:56:30 p. m.	2,91	248,9864561	2,500760477	1,17	52,902844	132,2973414	108,5	126,945	12,1673
05:04:56 p. m.	2,33	199,3602896	1,652024836	1,83	53,234681	87,94501514	108,5	198,555	12,1628
05:13:24 p. m.	1,88	160,8572294	1,245822191	1,5	52,785803	65,76172475	109	163,5	12,1615
05:17:34 p. m.	0,36	30,80244818	0,236899521	2,16	52,453967	12,42631966	108,5	234,36	12,1635
05:22:25 p. m.	0,24	20,53496545	0,134510781	5,48	53,698354	7,223007545	108,5	594,58	12,0881
05:27:16 p. m.	0,21	17,96809477	0,076523819	5,48	53,944986	4,128076339	109	597,32	12,0631
05:32:07 p. m.	0,17	14,54560053	0,263736156	5,44	53,283558	14,05280077	109	592,96	12,0381
05:36:58 p. m.	0,23	19,67934189	0,35675309	1,27	53,01315	18,91260506	109	138,43	12,0241
05:41:49 p. m.	0,21	17,96809477	0,041838974	1,18	53,698354	2,246684012	108,5	128,03	12,0201

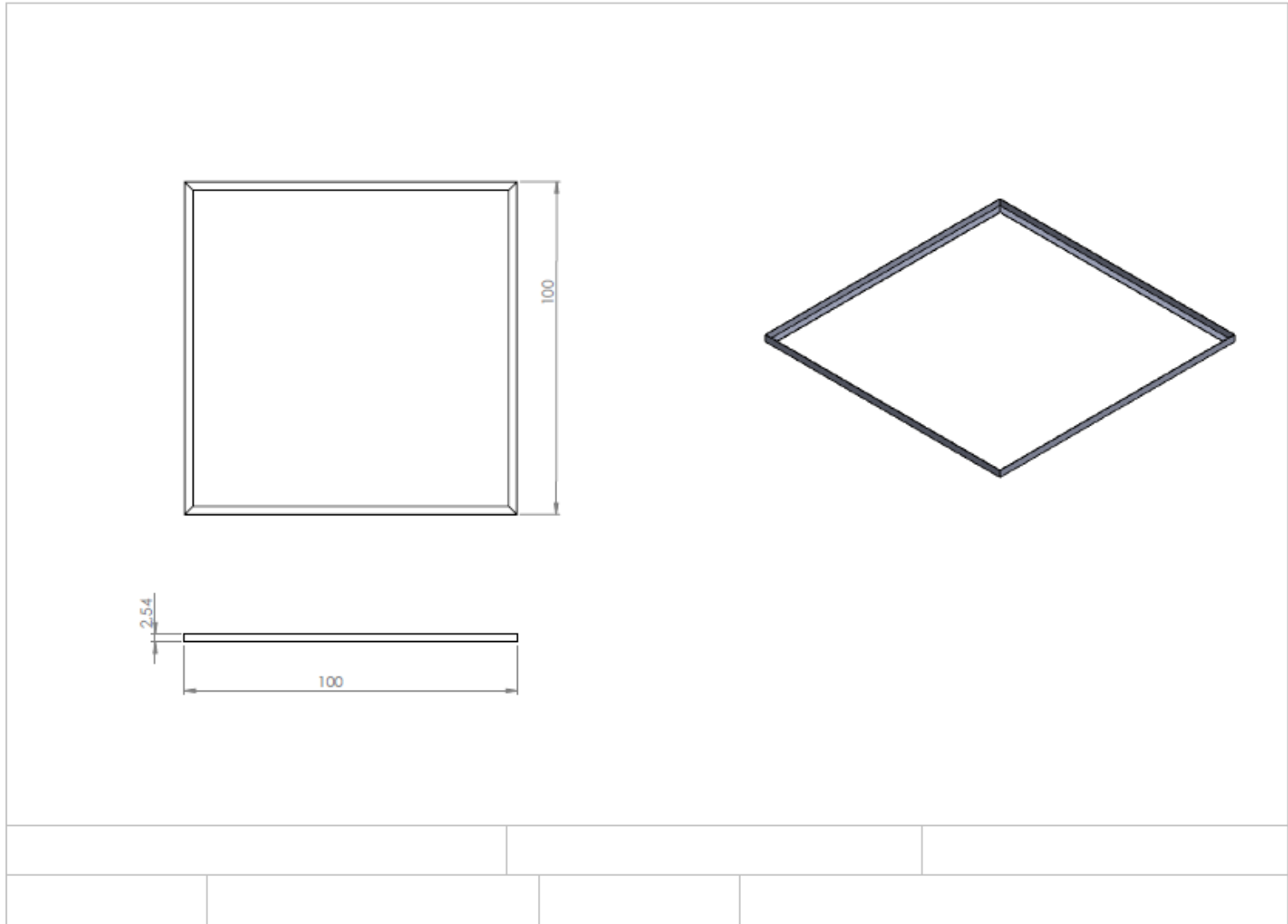
Anexo C. Planos de toda la estructura del sistema fotovoltaico

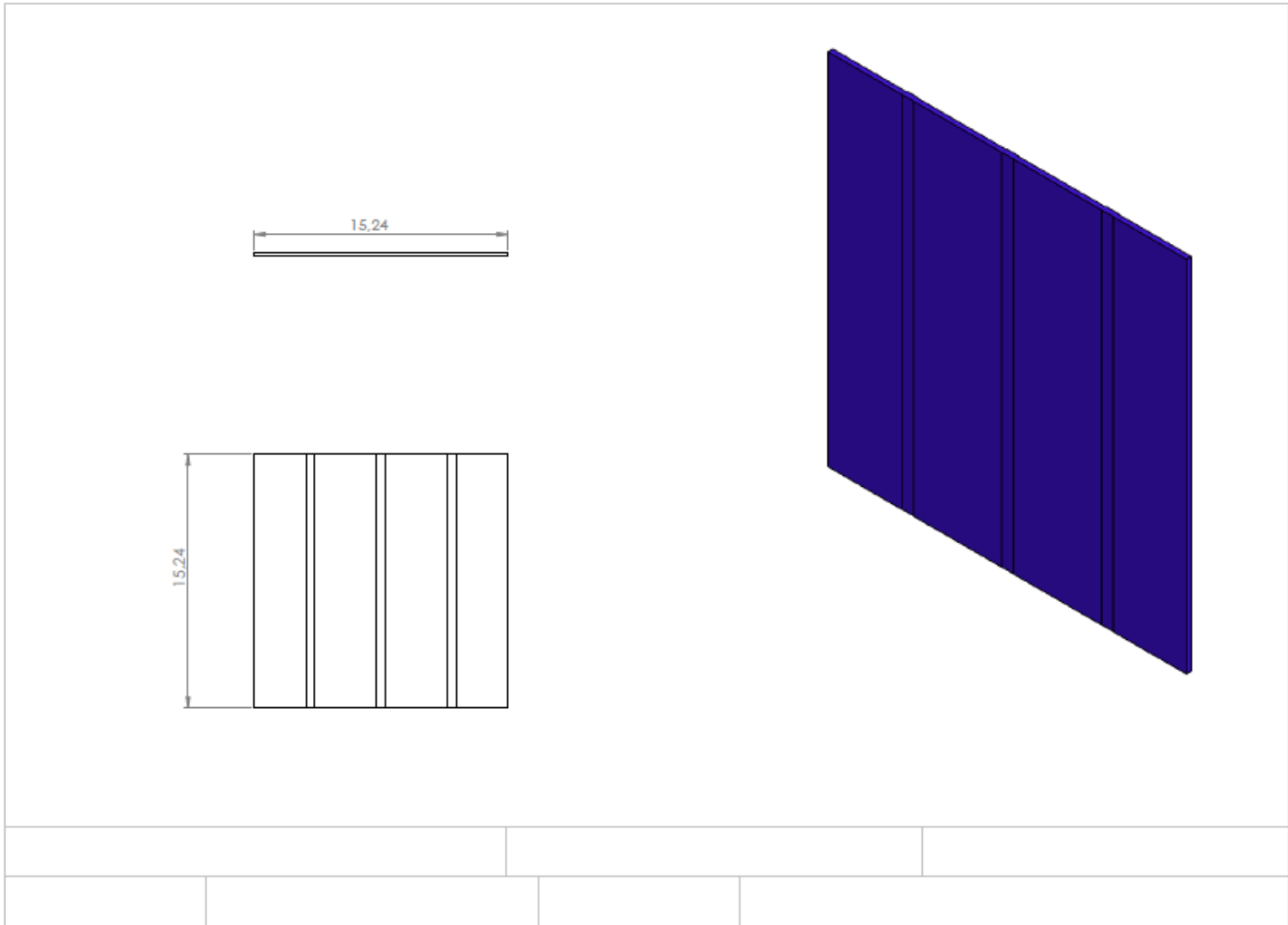


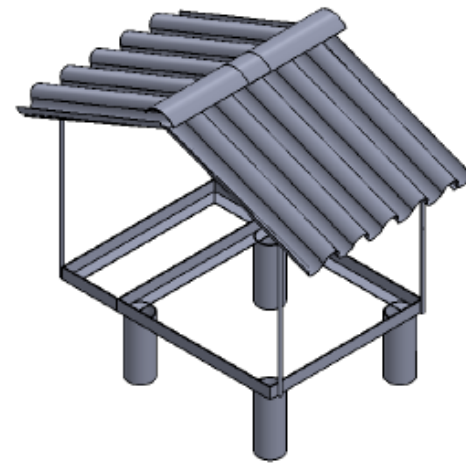
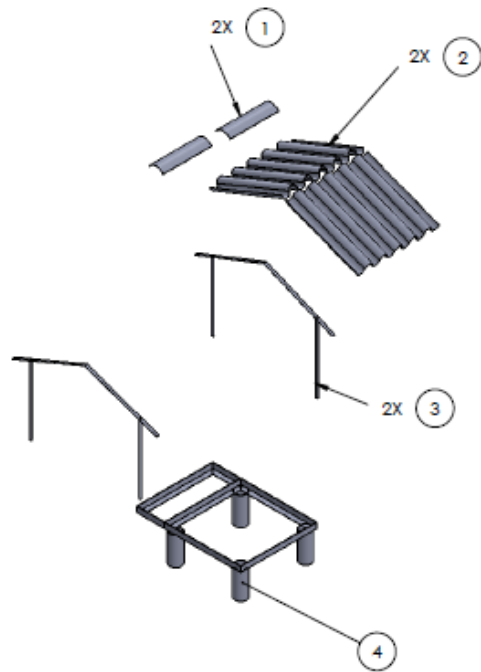


No. elemento	Nombre elemento	Cantidad
1	CELDA SOLAR	36
2	BUS WIRE	7
3	VIDRIO TEMPLADO	1
4	MARCO ANGULO	1
5	DIODO	1
6	TAB WIRE	216

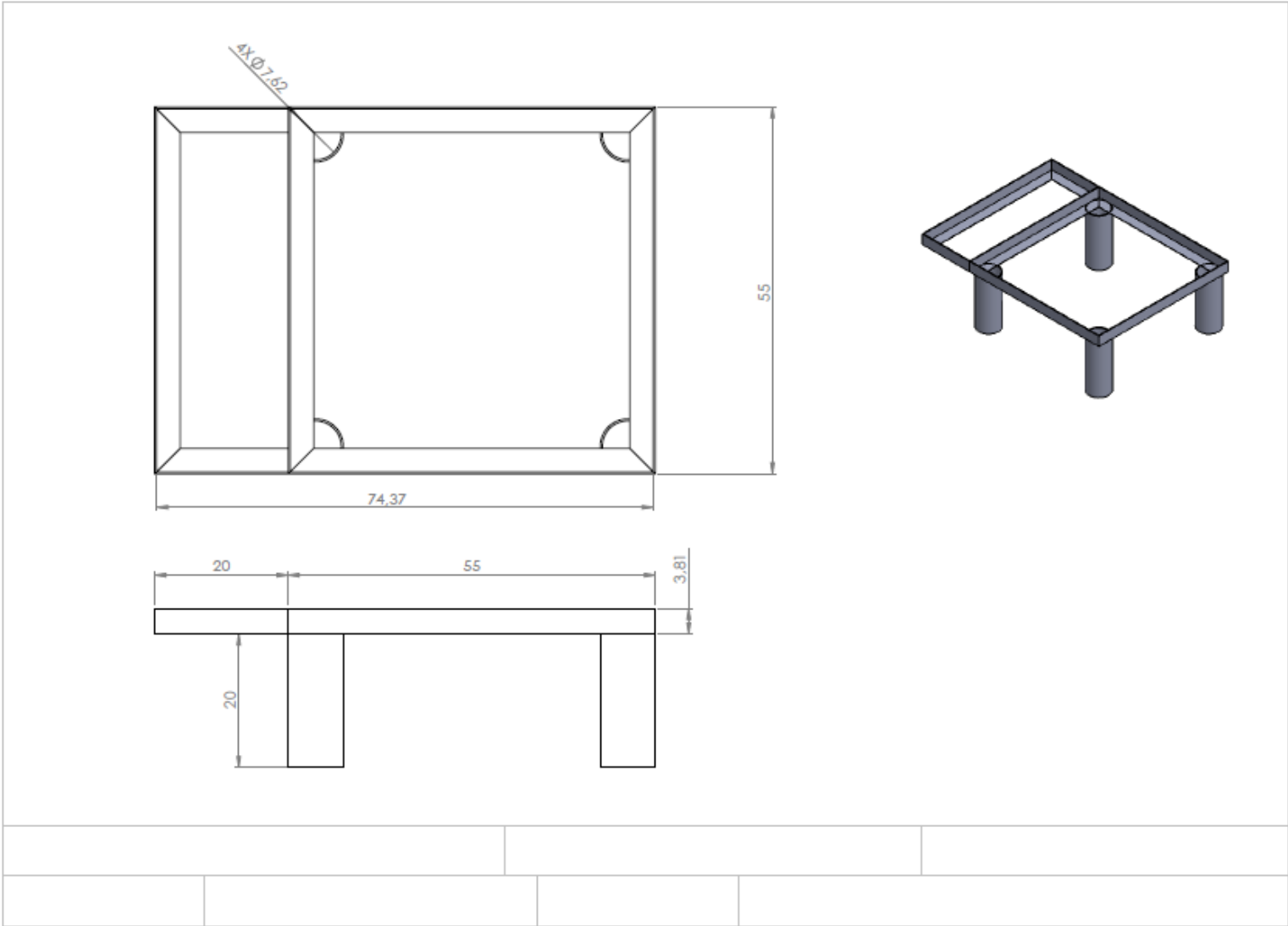


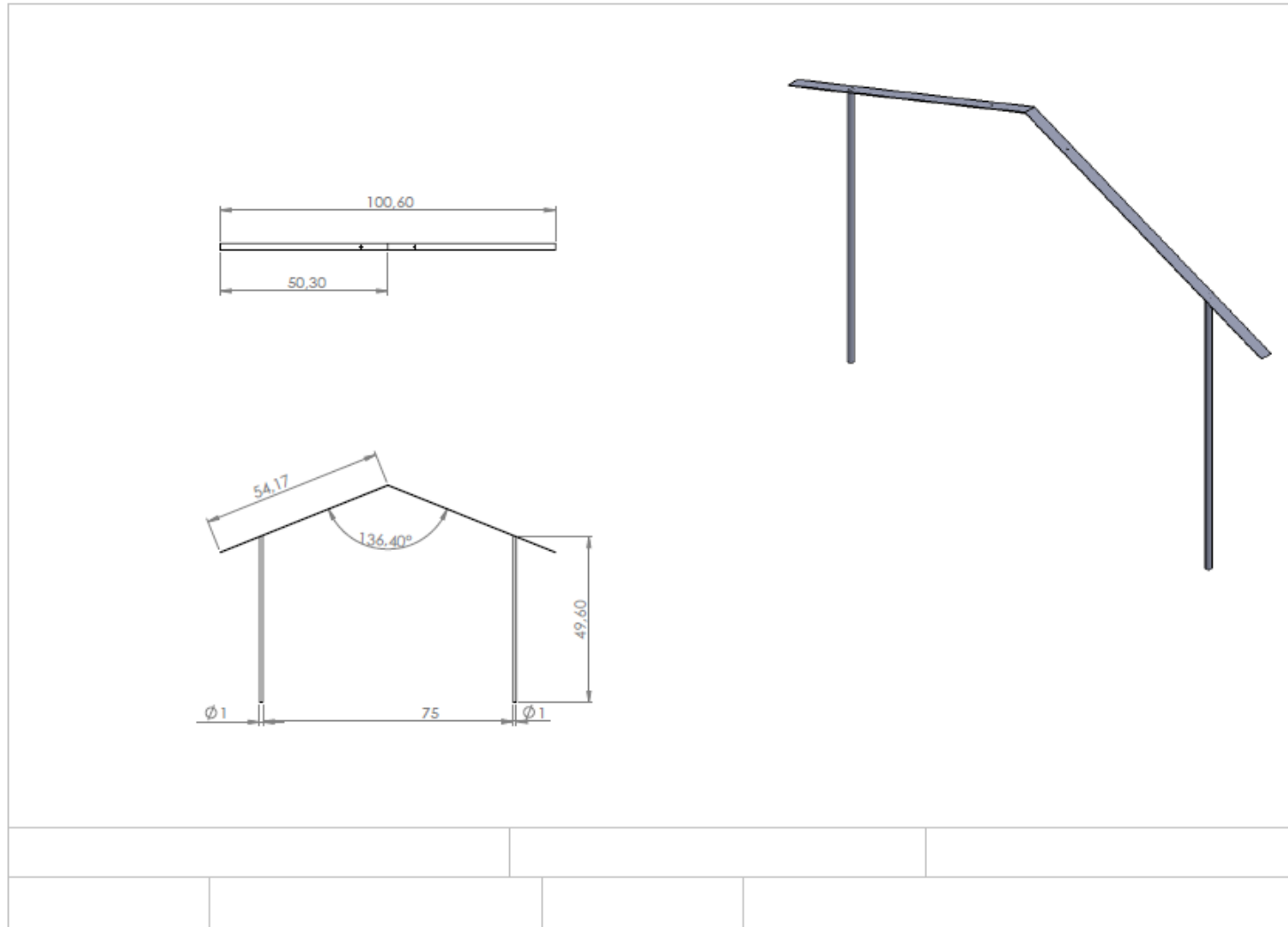






No. elemento	Nombre elemento	Cantidad
1	TEJA DE BARRO	2
2	TEJADO DE ZINC	2
3	BASE TECHO	2
4	MARCO ANGULO	1





Anexo D. Tablas

Determinación de la corriente nominal de la carga

Conociendo	c.c.	c.a. 1Φ	c.a. 3Φ
CP (HP)	$\frac{HP \times 746}{V \times \eta}$	$\frac{HP \times 746}{V \times \eta \times fp}$	$\frac{HP \times 746}{\sqrt{3} \times V \times \eta \times fp}$
kW	$\frac{kW \times 1000}{V}$	$\frac{kW \times 1000}{V \times fp}$	$\frac{kW \times 1000}{\sqrt{3} \times V \times fp}$

Fuente: LATINCASA. Selección del calibre de un conductor eléctrico en tubería (conduit) de acuerdo con la norma de instalaciones eléctricas NOM-001-SEDE-2005.

Capacidad de conducción de corriente(A) permisible de conductores aislados para 0 a 2000v nominales y 60°C a 90°C. Para una temperatura ambiente de 30°C

Calibre AWG o kcmil	Área de la sección transversal nominal mm ²	Temperatura nominal del conductor					
		60°C	75°C	90°C	60°C	75°C	90°C
		TW TWD CCE	THW, RHW THW-LS THWN XHHW	RHH, RHW-2 THHN, THW-2 THHW-LS, XHHW-2	UF	RHW XHHW	RHW-2 XHHW XHHW-2 DRS
		Cobre			Aluminio		
14	2,08	20*	20*	25*	-	-	-
12	3,31	25*	25*	30*	-	-	-
10	5,26	30	35*	40*	-	-	-
8	8,37	40	50	55	-	-	-
6	13,3	55	65	75	40	50	60
4	21,2	70	85	95	55	65	75
2	33,6	95	115	130	75	90	100
1/0	53,5	125	150	170	100	120	135
2/0	67,4	145	175	195	115	135	150
3/0	85,0	165	200	225	130	155	175
4/0	107	195	230	260	150	180	205
250	127	215	255	290	170	205	230
300	152	240	285	320	190	230	255
350	177	260	310	350	210	250	280
400	203	280	335	380	225	270	305
500	253	320	380	430	260	310	350
600	304	355	420	475	285	340	385
750	380	400	475	535	320	385	435
1000	507	455	545	615	375	445	500

* A menos que se permita otra cosa específicamente en otro lugar de esta norma, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un asterisco (*), no se debe superar 15 A para 14 AWG, 20 A para 12 AWG y 30 A para 10 AWG, todos de cobre.

Fuente: LATINCASA. Selección del calibre de un conductor eléctrico en tubería (conduit) de acuerdo con la norma de instalaciones eléctricas NOM-001-SEDE-2005.

Factores de corrección por temperatura

Temperatura ambiente en el lugar de la instalación °C	60°C	75°C	90°C
21 – 25	1,08	1,05	1,04
26 – 30	1,00	1,00	1,00
31 – 35	0,91	0,94	0,96
36 – 40	0,82	0,88	0,91
41 – 45	0,71	0,82	0,87
46 – 50	0,58	0,75	0,82
51 – 55	0,41	0,67	0,76

Fuente: LATINCASA. Selección del calibre de un conductor eléctrico en tubería (conduit) de acuerdo con la norma de instalaciones eléctricas NOM-001-SEDE-2005.

Parámetros eléctricos generales de cables en tubo

Calibre AWG o kcmil	Ohms al neutro / km														
	Reactancia inductiva (X _L) para todos los conductores Ohm/km		Resistencia a la c.a. a 75°C de conductores de cobre Ohm / km			Resistencia a la c.a. a 75°C de conductores de aluminio Ohm / km			Impedancia (Z) de conductores de cobre fp=0,9 Ohm / km			Impedancia (Z) de conductores de aluminio fp=0,9 Ohm / km			
	Conduit de PVC o aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de aluminio	Conduit de acero	
14	0.190	0.240	10.2	10.2	10.2	—	—	—	9.3	9.3	9.3	—	—	—	
12	0.177	0.223	6.6	6.6	6.6	—	—	—	6.0	6.0	6.0	—	—	—	
10	0.164	0.207	3.9	3.9	3.9	—	—	—	3.6	3.6	3.6	—	—	—	
8	0.171	0.213	2.56	2.56	2.56	—	—	—	2.38	2.38	2.40	—	—	—	
6	0.167	0.210	1.61	1.61	1.61	2.66	2.66	2.66	1.52	1.52	1.54	2.47	2.47	2.49	
4	0.157	0.197	1.02	1.02	1.02	1.67	1.67	1.67	0.99	0.99	1.00	1.57	1.57	1.59	
2	0.148	0.187	0.62	0.66	0.66	1.05	1.05	1.05	0.62	0.66	0.68	1.01	1.01	1.03	
1/0	0.144	0.180	0.39	0.43	0.39	0.66	0.69	0.66	0.41	0.45	0.43	0.66	0.68	0.67	
2/0	0.141	0.177	0.33	0.33	0.33	0.52	0.52	0.52	0.36	0.36	0.37	0.53	0.53	0.55	
3/0	0.138	0.171	0.253	0.269	0.259	0.43	0.43	0.43	0.288	0.302	0.308	0.45	0.45	0.46	
4/0	0.135	0.167	0.203	0.22	0.207	0.33	0.36	0.33	0.242	0.257	0.259	0.36	0.38	0.37	
250	0.135	0.171	0.171	0.187	0.177	0.279	0.295	0.282	0.213	0.227	0.234	0.310	0.324	0.328	
300	0.135	0.167	0.144	0.161	0.148	0.233	0.249	0.236	0.188	0.204	0.206	0.269	0.283	0.285	
350	0.131	0.164	0.125	0.141	0.128	0.200	0.217	0.207	0.170	0.184	0.187	0.237	0.252	0.258	
400	0.131	0.161	0.108	0.125	0.115	0.177	0.194	0.180	0.154	0.170	0.174	0.216	0.232	0.232	
500	0.128	0.157	0.089	0.105	0.095	0.141	0.157	0.148	0.136	0.150	0.154	0.183	0.197	0.202	
600	0.128	0.157	0.075	0.092	0.082	0.118	0.135	0.125	0.123	0.139	0.142	0.162	0.177	0.181	
750	0.125	0.157	0.062	0.079	0.069	0.095	0.112	0.102	0.110	0.126	0.131	0.140	0.155	0.160	
1000	0.121	0.151	0.049	0.062	0.059	0.075	0.089	0.082	0.097	0.109	0.119	0.120	0.133	0.140	

Fuente: LATINCASA. Selección del calibre de un conductor eléctrico en tubería (conduit) de acuerdo con la norma de instalaciones eléctricas NOM-001-SEDE-2005.

Presupuesto

PRESUPUESTO	
Papelería (Memorias, cartas, fotocopias, carpetas, borradores, empastes, etc.) Bibliografía (Libros técnicos, manuales)	\$ 120.000,00
Materiales estructurales	\$ 800.000,00
Celdas Solares policristalinas	\$ 1.500.000,00
Inversores On Grid	\$ 1.800.000,00
Tab wire, Bus wire, Estaño, Cauting, Fundente en pasta, Diodos, tuercas, tornillos	\$ 300.000,00
Transferencia manual	\$ 40.000,00
Vidrios templados	\$ 600.000,00
Silicona para encapsular	\$ 1.000.000,00
Ángulo del soporte	\$ 100.000,00
Baterías	\$ 1.600.000,00
Cable para transporte de electricidad	\$ 100.000,00
Silicona para vidrio	\$ 74.000,00
Transporte	\$ 300.000,00
Asesorías Externas	\$ 200.000,00
Producción intelectual	\$ 1.000.000,00
Subtotal	\$ 9.534.000,00
Imprevistos (15%)	\$ 1.011.000,00
Total	\$ 10.545.000,00